

# Optimiertes Lademanagement von E-Kfz zur Spannungsstabilisierung im Niederspannungsnetz

## **Dissertation**

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktoringenieur

(Dr.-Ing.)

von **M. Sc. Sebastian Helm**

geb. am 24.03.1989 in Magdeburg

genehmigt durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Gutachter:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ines Hauer

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Krzysztof Rudion

Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter

Promotionskolloquium am 14. Juni 2024



# **Res Electricae Magdeburgenses**

Magdeburger Forum zur Elektrotechnik, Jg. 22, Band 100, 2024

<http://www.mafo.ovgu.de/>

## **IMPRESSUM**

### **Herausgeber:**

- Prof. Dr.-Ing. Andreas Lindemann, Lehrstuhl für Leistungselektronik, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter, Lehrstuhl für Elektrische Netze und Erneuerbare Energie, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr. rer. nat. Georg Rose, Lehrstuhl für Medizinische Telematik/Medizintechnik, Institut für Medizintechnik
- Prof. Dr.-Ing. Ralf Vick, Lehrstuhl für Elektromagnetische Verträglichkeit, Institut für Medizintechnik

### **Gründungsherausgeber:**

- Prof. Dr. rer. nat. habil. Jürgen Nitsch
- Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew Antoni Styczynski

alle: Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Postfach 4120, 39016 Magdeburg

### **V.i.S.d.P.:**

Dr.-Ing. Sebastian Helm

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Postfach 4120, 39016 Magdeburg

1. Auflage, Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, 2024

Zugl.: Magdeburg, Univ., Diss., 2024

Auflage: 50

Redaktionsschluss: Juli 2024

ISSN: 1612-2526

ISBN: 978-3-948749-48-4

DOI: 10.24352/UB.OVGU-2024-086

© Copyright 2024 Sebastian Helm

Bezug über die Herausgeber

Druck: docupoint GmbH

Otto-von-Guericke-Allee 14, 39179 Barleben



# I Abstract

In the context of climate-friendly energy generation and the reduction of the share of fossil fuels in the sectors of electricity, heat and transport, the integration of renewable energies continues. As a result of the long-term increase in energy prices, there is also a growing desire on the part of private individuals for energy independence as well as self-sufficiency with energy. This leads to a strong increase in single-phase and three-phase connected PV systems and battery storage systems as well as three-phase connected heat pumps, which in turn leads to new conditions due to the much higher rated power of the facilities. The transformation of the transportation sector and the push for electric mobility with 1,000,000 vehicles registered during 2021 will lead to a further increase in single-phase and three-phase loads. Low-voltage grids, in contrast to other grid levels, have the peculiarity that loads are largely connected in single-phase, as the operating equipment often has low loads. The much higher rated powers of PV systems, battery storage, heat pumps and electric vehicles have a direct impact on grid stability and are reflected by low and unbalanced grid voltages on the phases.

This work deals with the balancing as well as the voltage stability of the three phases in the low-voltage grid using intelligent "Grid-to-Vehicle" (G2V) as well as "Vehicle-to-Grid" (V2G) applications of electric vehicles. Initially, the definition of unbalance and limit values as well as the calculation of unbalanced load flows is conducted. It is analyzed how loads with both single-phase and three-phase grid connection generate unbalances. This is followed by the development of a G2V approach to balancing and a V2G approach to balancing and voltage stability. Based on existing measured values, given by the charging infrastructure, an optimization approach is applied to determine an optimal charging or discharging power to stabilize the grid state. Conceptually, no communication technology connection or stored network topologies in the electric vehicle are assumed. Within the framework of simulations for the defined scenarios 2020, 2025 as well as 2030, the function of the developed solution is demonstrated and the approaches without adaptation of the charging power are compared with G2V and V2G. The fundamental verification of the developed G2V approach is carried out within the framework of a hardware test. In a laboratory test, the G2V approach is implemented in an e-vehicle and the compensation of voltage unbalance is evaluated.

## II Kurzreferat

Im Rahmen einer CO<sub>2</sub>-neutralen Energiegewinnung und der Reduzierung des Anteils fossiler Energieträger in den Sektoren Strom, Wärme und Transport erfolgt die Integration von regenerativen Energien. Infolge der langfristig zunehmenden Energiepreise steigt der Wunsch von Privatpersonen nach energetischer Unabhängigkeit sowie der Eigenversorgung mit Energie. Die Folge ist ein starker Zubau an einphasig und dreiphasig angeschlossenen PV-Anlagen und Batteriespeichern sowie dreiphasig angeschlossenen Wärmepumpen, was zu neuen Herausforderungen durch die wesentlich höheren Bezugsleistungen der Anlagen führt. Die Umstellung des Verkehrssektors und die Forcierung der Elektromobilität mit einer Summe von 1.000.000 Fahrzeugen im Laufe des Jahres 2021 führt zu einem weiteren Anstieg von einphasigen und dreiphasigen Lasten. Niederspannungsnetze weisen im Gegensatz zu anderen Netzebenen die Besonderheit auf, dass Lasten großteils einphasig angeschlossen sind, da sie oft geringe Leistungen aufweisen. Die wesentlich höheren Bezugsleistungen von PV-Anlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen wirken sich unmittelbar auf die Netzstabilität aus und spiegeln sich durch niedrige und unsymmetrische Netzspannungen auf den Phasen wieder.

Die vorliegende Arbeit befasst sich mit der Symmetrierung sowie der Spannungshaltung der drei Phasen im Niederspannungsnetz unter Verwendung von intelligenten „Grid-to-Vehicle“ (G2V) sowie „Vehicle-to-Grid“ (V2G) Anwendungen von Elektrofahrzeugen. Eingangs erfolgt die Definition von Unsymmetrie und Grenzwerten sowie die Berechnung von unsymmetrischen Lastflüssen. Es wird analysiert, wie Lasten sowohl mit einphasigem als auch mit dreiphasigem Netzanschluss Unsymmetrien erzeugen. Im Anschluss wird auf die Entwicklung eines G2V-Ansatzes zur Symmetrierung und eines V2G-Ansatzes zur Symmetrierung und Spannungshaltung eingegangen. Auf Basis von vorhandenen Messwerten, gegeben durch die Ladeinfrastruktur, erfolgt mit Anwendung eines Optimierungsansatzes die Bestimmung einer optimalen Lade- bzw. Entladeleistung zur Stabilisierung des Netzzustandes. Dabei wird konzeptionell von keinerlei kommunikationstechnischer Anbindung oder hinterlegten Netztopologien im Elektrofahrzeug ausgegangen. Im Rahmen von Simulationen für die definierten Szenarien 2020, 2025 sowie 2030 wird die Funktion der entwickelten Lösung aufgezeigt und die Ansätze ohne Anpassung der Ladeleistung mit G2V und V2G verglichen.

Die grundsätzliche Verifizierung des entwickelten G2V-Ansatzes erfolgt im Rahmen eines Hardwaretests. In einem Laborversuch wird der G2V-Ansatz in ein E-Kfz implementiert und die Kompensation von Spannungsunsymmetrie bewertet.

## III Inhaltsverzeichnis

<b>I</b>	<b>Abstract</b> .....	<b>I</b>
<b>II</b>	<b>Kurzreferat</b> .....	<b>II</b>
<b>III</b>	<b>Inhaltsverzeichnis</b> .....	<b>IV</b>
<b>IV</b>	<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>VI</b>
<b>V</b>	<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>IX</b>
<b>VI</b>	<b>Symbolverzeichnis</b> .....	<b>X</b>
<b>VII</b>	<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>XII</b>
<b>1</b>	<b>Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1	Motivation .....	1
1.2	These der Arbeit .....	3
1.3	Abgrenzung und Aufbau der Arbeit .....	4
<b>2</b>	<b>Unsymmetrie in Niederspannungsnetzen</b> .....	<b>8</b>
2.1	Mathematische Beschreibung des Drehstromsystems .....	8
2.2	Spannungsgrenzwerte in der Niederspannung .....	12
2.3	Berechnung von unsymmetrischen Lastflüssen .....	14
2.3.1	Modellierung einer Leitung .....	15
2.3.2	Berechnung der Lastflüsse .....	17
2.4	Erzeuger und Lasten .....	19
<b>3</b>	<b>G2V- und V2G-Algorithmus</b> .....	<b>28</b>
3.1	Ziele des Algorithmus und Stand der Technik .....	28
3.2	Basisfunktion des Algorithmus .....	33
3.3	Funktionen der Spannungsoptimierung und Nebenbedingungen .....	37
3.3.1	Symmetrierung, Bereich 1 – $A_{G2V,Sym}$ und $B_{V2G,Sym}$ .....	40
3.3.2	Spannungshaltung, Bereich 1 – $C_{G2V,SpH}$ und $D_{V2G,SpH}$ .....	43
<b>4</b>	<b>Szenarien und Modellnachbildung</b> .....	<b>49</b>
4.1	Netzmodell und Haushaltslasten .....	49
4.2	Szenarien, Lasten und Erzeuger .....	51
4.3	Gesamtsimulation .....	61
<b>5</b>	<b>Ergebnisse Netzsimulation</b> .....	<b>63</b>
5.1	Szenario 2020 .....	64
5.1.1	Standardladeverfahren der E-Kfz .....	64
5.1.2	Zusätzliche Auswertungen des VUF .....	70
5.1.3	Szenario 2020 mit G2V-Ansatz .....	74
5.1.4	Szenario 2020 mit V2G-Ansatz .....	78

---

5.1.5	Zusammenfassung Szenario 2020 .....	83
5.2	Szenario 2025 .....	85
5.2.1	Standardladeverfahren der E-Kfz .....	86
5.2.2	Szenario 2025 mit G2V-Ansatz .....	92
5.2.3	Szenario 2025 mit V2G-Ansatz .....	96
5.2.4	Zusammenfassung Szenario 2025 .....	101
5.3	Szenario 2030 .....	103
5.3.1	Szenario 2030 mit G2V-Ansatz .....	110
5.3.2	Szenario 2030 mit V2G-Ansatz .....	114
5.3.3	Zusammenfassung Szenario 2030 .....	120
5.4	Bewertung der Simulationsergebnisse .....	122
<b>6</b>	<b>Hardwaretest der Symmetrierungsfunktion.....</b>	<b>125</b>
6.1	Implementierung im E-Kfz .....	125
6.2	Aufbau im Labor .....	128
6.3	Ergebnisse des Hardwaretests .....	129
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>138</b>
<b>8</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>142</b>
<b>A</b>	<b>Titel Anhang A.....</b>	<b>148</b>

## IV Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1.1	Entwicklung der Reichweite von E-Kfz [11].	2
Abbildung 2.1	Drehstromsystem in der Niederspannung (vgl. [29]).	9
Abbildung 2.2	Belastung Neutralleiter durch Unsymmetrie.	9
Abbildung 2.3	Definition Unsymmetrie.	10
Abbildung 2.4	Symmetrischen Komponenten: Mit-, Gegen- und Nullsystem [32].	11
Abbildung 2.5	Gemeinschaftliches Spannungsband für MS und NS [37].	13
Abbildung 2.6	$\pi$ -Ersatzschaltbild [31].	16
Abbildung 2.7	Wirkleistung für 1-5 Personen im Einfamilienhaus [40].	21
Abbildung 2.8	Blindleistung für 1-5 Personen im Einfamilienhaus [40].	22
Abbildung 2.9	PV-Einspeiseprofil in PU.	23
Abbildung 2.10	Aufbau PV-Anlage mit Batteriespeicher.	25
Abbildung 2.11	Leistungsmessung Wärmepumpen.	26
Abbildung 3.1	Konzept Ladeinfrastruktur für V2G-Anwendungen [46], nach [47].	29
Abbildung 3.2	Schema Spannungsoptimierung [46].	31
Abbildung 3.3	Kennlinie CCCV-Ladeverfahren nach [52], [53].	36
Abbildung 3.4	Spannungsstützende Anwendungen des E-Kfz.	37
Abbildung 3.5	Optimiertes Lademanagement.	38
Abbildung 3.6	Übersicht Teststrang.	40
Abbildung 3.7	Funktion Algorithmus $A_{G2V,Sym}$ .	41
Abbildung 3.8	Funktion Algorithmus $B_{V2G,Sym}$ .	42
Abbildung 3.9	Spannungsgrenzen der Niederspannung, nach [37].	44
Abbildung 3.10	Funktion Algorithmus $C_{G2V,SpH}$ .	45
Abbildung 3.11	Funktion Algorithmus $C_{G2V,SpH}$ .	46
Abbildung 3.12	Funktion Algorithmus $D_{V2G,SpH}$ .	47
Abbildung 4.1	Niederspannungsnetztopologie Transformatorgebiet.	49
Abbildung 4.2	Residuallast von ein- bzw. dreiphasiger PV-Anlage und Last.	54
Abbildung 4.3	Batteriespeicher mit ein- und dreiphasigem Netzanschluss.	55
Abbildung 4.4	Statistischer Abfahrt- und Ankunftszeiten von Fahrzeugen [54].	58
Abbildung 4.5	Funktion E-Kfz Simulationsmodell RM1, einphasig ladend.	60
Abbildung 4.6	Ablauf Simulation	62
Abbildung 5.1	Übersicht zu den Szenarien und Implementierung G2V / V2G.	63
Abbildung 5.2	Szenario 2020 - Positionierung Lasten und Erzeuger.	65
Abbildung 5.3	Szenario 2020 - Lastfluss an Station 1 sowie an Knoten 48.	66
Abbildung 5.4	Szenario 2020 - Phasenspannungen im Verlauf des Tages.	67
Abbildung 5.5	Szenario 2020 - Zusammenfassung kritischer Spannungswerte.	68
Abbildung 5.6	Szenario 2020 – Verlauf $VUF$ über den Tag an Station 1.	69

Abbildung 5.7	Szenario 2020 - Zusammenfassung Anzahl kritischer <i>VUF</i> . .....	70
Abbildung 5.8	Verlauf Unsymmetrie sowie Gegen- und Nullsystem. ....	71
Abbildung 5.9	Abweichung realer <i>VUF</i> zu <i>VUF<sub>LIS</sub></i> . .....	72
Abbildung 5.10	Szenario 2020 - Integration G2V-Ansatz. ....	74
Abbildung 5.11	Szenario 2020 - Spannungsänderung durch G2V-Ansatz. ....	75
Abbildung 5.12	Szenario 2020 - G2V, Vergleich von kritischen Spannungswerten. ...	76
Abbildung 5.13	Szenario 2020 - G2V, Anzahl kritischer <i>VUF</i> . ....	78
Abbildung 5.14	Szenario 2020 - V2G, Aktivierung. ....	79
Abbildung 5.15	Szenario 2020 - Integration V2G-Ansatz. ....	80
Abbildung 5.16	Szenario 2020 - Spannungsänderung durch V2G-Ansatz. ....	81
Abbildung 5.17	Szenario 2020 - V2G, Anzahl von kritischen Spannungswerten. ....	82
Abbildung 5.18	Szenario 2020 - kritischer <i>VUF</i> ohne und mit V2G. ....	83
Abbildung 5.19	Szenario 2025 - Positionierung Lasten und Erzeuger. ....	85
Abbildung 5.20	Szenario 2025 - Wirkleistungsänderung an Station 1. ....	87
Abbildung 5.21	Szenario 2025 - Phasenspannungen und kritische Zeitpunkte. ....	88
Abbildung 5.22	Szenario 2025 - <i>VUF</i> im Verlauf des Tages. ....	90
Abbildung 5.23	Szenario 2025 - <i>VUF</i> in Abhängigkeit zum Netzanschluss. ....	91
Abbildung 5.24	Szenario 2025 - Verfügbarkeit der E-Kfz-Modelle RM2. ....	92
Abbildung 5.25	Szenario 2025 - Abruf von Symmetrierung und Ladeleistung. ....	93
Abbildung 5.26	Szenario 2025 - Spannungsänderung durch G2V-Ansatz. ....	94
Abbildung 5.27	Szenario 2025 - G2V, Anzahl von kritischen Spannungswerten. ....	95
Abbildung 5.28	Szenario 2025 - G2V, Anzahl kritischer <i>VUF</i> . ....	96
Abbildung 5.29	Szenario 2025 - V2G, Aktivierung Dienstleistungen. ....	97
Abbildung 5.30	Szenario 2025 - V2G, Ladeleistungen an Station 1. ....	98
Abbildung 5.31	Szenario 2025 - Spannungsänderung durch V2G-Ansatz. ....	99
Abbildung 5.32	Szenario 2025 - V2G, Anzahl von kritischen Spannungswerten. ....	100
Abbildung 5.33	Szenario 2025 - V2G, Anzahl kritischer <i>VUF</i> . ....	101
Abbildung 5.34	Szenario 2030 - Positionierung Lasten und Erzeuger. ....	103
Abbildung 5.35	Szenario 2030 - Wirkleistungsänderung an Station 1. ....	104
Abbildung 5.36	Szenario 2030 - Phasenspannungen und kritische Zeitpunkte. ....	105
Abbildung 5.37	Szenario 2030 - Verlauf <i>VUF</i> über den Tag an Station 1. ....	107
Abbildung 5.38	Szenario 2030 - <i>VUF</i> im Verlauf des Tages. ....	107
Abbildung 5.39	Szenario 2030 - <i>VUF</i> in Abhängigkeit vom Netzanschluss. ....	108
Abbildung 5.40	Szenario 2030 - Verfügbarkeit der E-Kfz-Modelle RM2. ....	110
Abbildung 5.41	Szenario 2030 - Abruf von Symmetrierung und Ladeleistung. ....	111
Abbildung 5.42	Szenario 2030 - Spannungsänderung durch G2V-Ansatz. ....	112
Abbildung 5.43	Szenario 2030 - G2V, Anzahl von kritischen Spannungswerten. ....	113
Abbildung 5.44	Szenario 2030 - G2V, Anzahl kritischer <i>VUF</i> . ....	114
Abbildung 5.45	Szenario 2030 - V2G, Aktivierung Dienstleistungen. ....	115

---

Abbildung 5.46	Szenario 2030 - V2G, Ladeleistungen Station 1.....	117
Abbildung 5.47	Szenario 2030 - Spannungsänderung durch V2G-Ansatz.....	118
Abbildung 5.48	Szenario 2030 - V2G, Anzahl von kritischen Spannungswerten. ....	119
Abbildung 5.49	Szenario 2030 - V2G, Anzahl kritischer <i>VUF</i> . ....	120
Abbildung 6.1	Ablauf optimierter Ladevorgang.....	126
Abbildung 6.2	Spannungsverlauf an einem beliebigen Netzanschlusspunkt.....	127
Abbildung 6.3	Schematischen Aufbau Hardwaretest [69], [70], [71], [72].....	128
Abbildung 6.4	Initialisierung E-Kfz.....	130
Abbildung 6.5	Labortest Belastung auf eine Phase.....	132
Abbildung 6.6	Labortest, Belastung auf zwei Phasen.....	135

## V Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Energieverbrauch im Jahr in Abhängigkeit der Personenzahl .....	20
Tabelle 2	Funktionen zur Symmetrierung und Spannungshaltung .....	48
Tabelle 3	Verteilung der Personenanzahl je Haushalt [55].....	51
Tabelle 4	Verteilung von Fahrten nach der zurückgelegten Distanz [65].....	58
Tabelle 5	Referenzmodell E-Kfz .....	59
Tabelle 6	Zusammenfassung Szenarien .....	60
Tabelle 7	Verhältnis variierender $VUF$ zu Aktivierung durch $VUF_{LIS} \geq 1\%$ ...	73
Tabelle 8	Szenario 2020 - Zusammenfassung Grenzwertverletzungen .....	84
Tabelle 9	Szenario 2025 - Durchdringung Station 1, Lasten und Erzeuger.....	86
Tabelle 10	Spannungsbandverletzungen und kritische Zeitpunkte.....	89
Tabelle 11	Zusammenfassung Verletzungen der Unsymmetrie .....	91
Tabelle 12	Zusammenfassung Grenzwertverletzungen Szenario 2025 .....	102
Tabelle 13	Szenario 2030 - Durchdringung Lasten und Erzeuger .....	103
Tabelle 14	Spannungsbandverletzungen und kritischen Zeitpunkten.....	106
Tabelle 15	Zusammenfassung Verletzungen der Unsymmetrie .....	109
Tabelle 16	Szenario 2030 - erbrachte Dienstleistungen E-Kfz RM2.....	116
Tabelle 17	Szenario 2030 - Zusammenfassung Grenzwertverletzungen .....	121
Tabelle 18	Ergebnisse Labortest, Belastung Phase drei.....	133
Tabelle 19	Ergebnisse Labortest Belastung auf zwei Phasen .....	136
Tabelle 20	Gebäudetyp und Personenanzahl im Transformatorgebiet .....	148
Tabelle 21	Absatzzahlen PHEV .....	150
Tabelle 22	Absatzzahlen E-Kfz [63].....	150
Tabelle 23	Ankunft, Abfahrt und zurückgelegte Distanz der Fahrzeuge.....	151
Tabelle 24	Positionierung der Verbraucher und Erzeuger in den Szenarien .....	152

## VI Symbolverzeichnis

$\underline{a}$	Drehoperator
$C$	Kapazität
$c$	Gewichtungsfaktor
$E$	Energie
$G$	Leitwert
$g$	Entscheidungsvariable
$h$	Hilfsvariable
$L$	Induktivität
$l$	Länge
$n$	Anzahl
$R$	Wirkwiderstand
$P$	Wirkleistung
$Q$	Blindleistung
$S$	Scheinleistung
$s$	Weg
$SoC$	State of Charge
$t$	Zeit
$T$	Transformationsmatrix
$VUF$	Voltage Unbalance Factor
$w$	Wahrscheinlichkeit
$Y$	Admittanz
$Z$	Impedanz

## Griechische Symbole

$\eta$	Wirkungsgrad
$\delta$	Spannungswinkel
$\omega$	Kreisfrequenz
$\underline{E}$	Sensitivitätsmatrix
$\sigma$	Statusvariable

## Indizes

Ab	Abfahrt
An	Ankunft
Bat	Batterie
Dis	Distanz
G2V	Grid-to-Vehicle
K	Knoten
Ks	Slack-Knoten
KT	Knoten-Klemmen
L	Leiter
LIS	Ladeinfrastruktur
LV	Ladeverfahren
MG	Mit-, Gegensystem
n	Nennwert
N	Nullleiter
Netz	Werte des Netzanalysators
PHEV	Plug-In electric vehicle (Hybrid)
Psn	Personen
opt	Optimiert
OS	Oberspannungsseite
res	Residual
S	Symmetrische Komponenten
SL	Schieflast
soll	Sollwert
SpH	Spannungshaltung
st	Stufe
Sym	Symmetrierung
T	Terminal
US	Unterspannungsseite
V2G	Vehicle-to-Grid
WR	Wechselrichter

## VII Abkürzungsverzeichnis

BS	Batteriespeicher
E-Kfz	Elektro-Kraftfahrzeug
HS	Hochspannung
KRITIS	Kritische Infrastrukturen
LV	Ladeverfahren
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PHEV	Plug-In electric vehicle (Hybrid)
PMU	Phasor measurement unit
PU	Per Unit
PV	Photovoltaik
RM	Referenzmodell
WP	Wärmepumpe

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Die Energiewende stellt die Weichen für eine CO<sub>2</sub>-freie Energieproduktion und die Abkehr von den fossilen Energieträgern. Die Umstellung auf nachhaltige und effiziente Energieträger wird in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr erfolgen [1]. Im Stromsektor sind seit Jahren steigende Preise zu beobachten. Im Zeitraum von 2002 (16 Cent pro kWh) bis 2022 (40 Cent pro kWh) kam es zu mehr als einer Verdopplung des Strompreises [2], [3]. Für Privatpersonen gilt dies als Anreiz, selbst Strom zu produzieren und die Last des Haushalts durch Eigenproduktion abzudecken. Die kontinuierlich sinkende Einspeisevergütung des EEG dient als Anreiz, Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) eigenverbrauchsoptimiert auszuliegen. Die typische Anlagengröße liegt derzeit zwischen 3 kW und 10 kW [4]. Durch die fallenden Preise der marktbestimmenden Lithium-Ionen-Zellen werden Batteriespeicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs ebenfalls attraktiv [4]. Im Wärmesektor stellt der Einsatz von Wärmepumpen eine Möglichkeit dar, um effizient Wärme aus regenerativen Energiequellen zu gewinnen. Seit Jahren sind steigende Absatzzahlen zu beobachten, wobei es im Vergleich der Jahre 2020, 2021 und 2022 zu einer immensen Steigerung von 140.000 zu 177.000 sowie 2022 auf 281.000 installierte Systeme gab [5]. Dabei ersetzen 25 % der neuen Anlagen veraltete Heizungssysteme, wie z. B. Ölheizungen [6]. Gängige Systeme besitzen Bezugsleistungen zwischen 3 kW und 16 kW [7]. Im Verkehrssektor sind die Emissionen bis 2020 nicht gesunken [8]. Als klare Handlungsempfehlung wird die Umrüstung auf Elektromobilität angegeben. Durch entsprechende Förderinstrumente stieg die Summe für Elektrofahrzeuge (E-Kfz) von 83.000 im Jahr 2019 über 309.000 in 2020, 516.000 in 2021 bis auf 841.000 verkaufte Fahrzeuge in 2022 [9] (Stand Oktober 2022). Im gleichen Maße stieg die Anzahl der Plug-In-Elektrofahrzeuge (PHEV) bis auf 745.000 im Jahr 2022 [10] (Stand Oktober 2022). Die stetig steigende Nachfrage nach Elektrofahrzeugen führt zu einer permanenten Weiterentwicklung der Fahrzeuge und deren Batteriekapazität. Abbildung 1.1 zeigt eine Prognose bis zum Jahr 2025 hinsichtlich der Entwicklung der Reichweite ( $s_{Dis}$ ), welche ins Verhältnis zu einer Kapazität zu setzen ist [11].

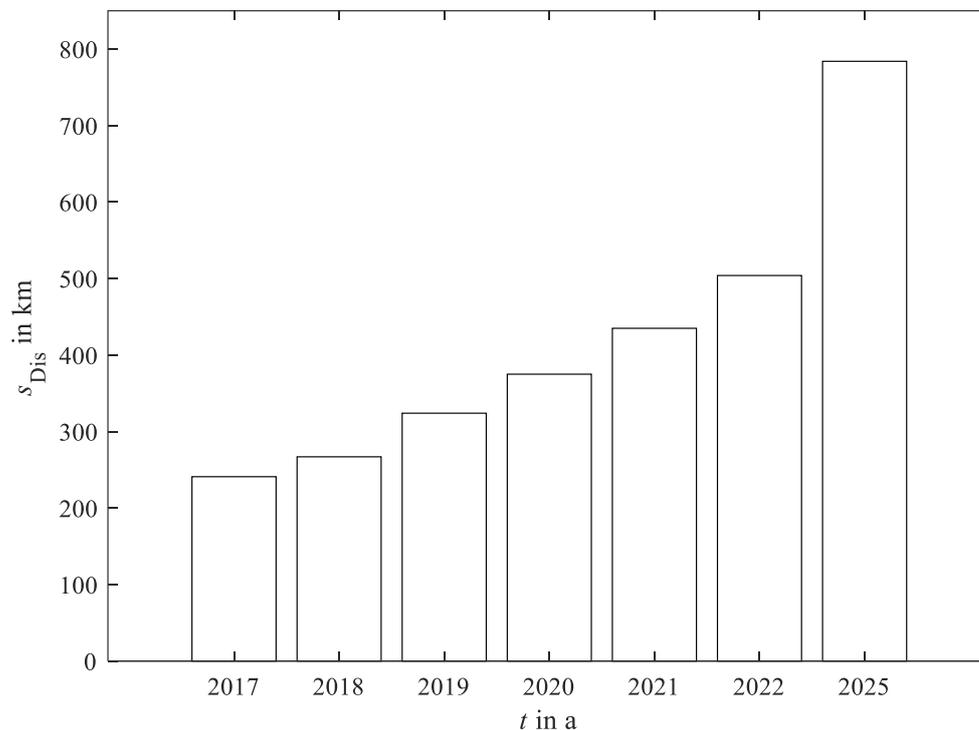


Abbildung 1.1 Entwicklung der Reichweite von E-Kfz [11].

E-Kfz können mit Wechselstrom einphasig (3,68 kW), zweiphasig (7,2 kW) oder dreiphasig geladen werden (11 kW oder 22 kW) [12].

Die PV-Anlagen, Batteriespeicher und Ladestationen für E-Kfz werden bei Privatpersonen im Niederspannungsnetz installiert. Historisch wurden Niederspannungsnetze für typische Haushaltslasten ausgelegt. Unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit können fluktuierende Erzeuger - z. B. PV-Anlagen, üblicherweise bis zu 10 kW oder temporäre Lasten mit Leistungen bis zu 22 kW - eine starke symmetrische Belastung für das Niederspannungsnetz darstellen und das Energieversorgungssystem an seine Grenzen bringen. Neben der Steigerung der symmetrischen Last kommt es ebenfalls zu einer stärkeren unsymmetrischen Belastung der Niederspannungsnetze. Der Grenzwert für einphasig angeschlossene Lasten und Erzeuger liegt bei einer Schiefast von 4,6 kW [13]. Dies stellt einen relevanten Grenzwert für PV-Anlagen, Batteriespeicher, Wärmepumpen sowie E-Kfz aufgrund der hohen Bezugsleistungen dar und dient zur Verringerung von Unsymmetrie im Niederspannungsnetz.

Bei einer hohen Anzahl von Ladevorgängen, ausgelöst durch E-Kfz mit einphasig oder zweiphasig angeschlossenen Ladeinfrastrukturen, sind zukünftig Grenzwertüberschreitungen im elektrischen Netz zu erwarten, auch wenn die maximale Schiefast nicht überschritten wird.

Bei Betriebsmitteln im elektrischen Netz, wie Leitungen oder Transformatoren, können starke unsymmetrische Belastungen Schutzeinrichtungen auslösen, die Verfügbarkeit sowie die Versorgungssicherheit gefährden und damit finanzielle Schäden hervorrufen. Weiterhin steigen die Übertragungsverluste im Gegensatz zu einer symmetrischen Belastung stark an. Bei einer einphasigen Belastung fließt, im Gegensatz zu einer symmetrischen Belastung auf drei Phasen, der dreifache Strom und bewirkt einen wesentlich höheren Spannungsabfall über der Leitung. Zusätzlich wird ein Stromfluss über den Neutralleiter hervorgerufen, was ebenfalls einen Spannungsabfall hervorruft, zur Verschiebung der Sternpunktspannung führt und weitere Verluste entstehen lässt.

E-Kfz können als mobile, zeitlich eingeschränkte Batteriespeicher eingeordnet werden, da sie 96 % der Zeit nicht bewegt werden [14]. Gleichermaßen stellen die Batteriespeicher der E-Kfz Flexibilitätsoptionen dar, die gezielt verwendet werden können, um Energieangebot und -nachfrage voneinander zu entkoppeln und das elektrische Netz zu stützen. Durch eine intelligente Ladestrategie „grid-to-vehicle“ (G2V) sowie Rückspeisung von Energie „vehicle-to-grid“ (V2G) sind E-Kfz in der Lage, zukünftig zusätzliche netzstützende Maßnahmen zu erbringen und die Systemstabilität zu verbessern.

## 1.2 These der Arbeit

Die stetig steigende Durchdringung von regenerativen Anlagen erfordert einen angepassten Netzbetrieb, da neben den üblichen Haushaltslasten im Niederspannungsnetz, Lasten oder Erzeuger mit wesentlich höherer Leistung installiert werden. Mit dem Fortschreiten des Ausbaus von PV-Anlagen, Wärmepumpen sowie der steigenden E-Kfz-Durchdringung steigt der Flexibilisierungsbedarf in den Netzen erheblich an, um den Netzbetrieb in den relevanten Spannungsgrenzen zu halten.

Daraus wird die nachfolgende These dieser Arbeit abgeleitet:

Die Optimierung des Ladezeitpunktes und der phasenselektiven Ladeleistung von E-Kfz kann, im Gegensatz zum Standardladeverfahren, das Niederspannungsnetz als Maßnahme zur Spannungsstabilisierung entlasten, ohne das Nutzerverhalten zu einem definierten Abfahrtszeitpunkt einzuschränken und Informationen zur Netztopologie zu verwenden. Es sind mathematische Berechnungsverfahren zu entwickeln, um unter Berücksichtigung von lokalen Messwerten sowie dem Ladezustand des E-Kfz die Ladeleistung phasenselektiv zu bestimmen. In diesem Rahmen kann nicht von einer bekannten Netztopologie oder Betriebsmittelparametern ausgegangen werden. Der Einfluss des entwickelten Ansatzes ist simulativ an einem Netzmodell zu untersuchen und im Rahmen eines Labortests zu verifizieren.

### 1.3 Abgrenzung und Aufbau der Arbeit

Eine Vielzahl von Veröffentlichungen befasst sich mit der Integration der Elektromobilität im Falle von symmetrischen Ladeleistungen, wie [15] zeigt. Dabei liegt der Fokus oftmals auf der ökonomischen Optimierung von Ladevorgängen in Abhängigkeit der dynamischen Strompreisentwicklung [16], [17], [18] und [19]. Ziel ist es, durch die Betrachtung eines variablen Strompreises das Fahrzeug möglichst kostengünstig zu laden, den Überschuss an erneuerbarer Stromerzeugung zu nutzen und die CO<sub>2</sub>-Emissionen zu reduzieren. Es kommen u.a. Arten der linearen Optimierung sowie heuristische Optimierungsmethoden, wie „particle swarm-“ oder „elephant herding-“ Optimierung, zum Einsatz. In [20] betrachten die Autoren die Integration der Elektromobilität in die Verteilnetze. Im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks wird durch die Lade- und Entladevorgänge versucht, symmetrische Spannungsprobleme zu kompensieren und Kostenoptimierungen durchzuführen.

In den Beiträgen [21], [22] wird auf die Integration von E-Kfz in die 4-Leiter-Niederspannungsnetze eingegangen. Betrachtet werden die Ausbreitung der Unsymmetrie und die Integration von einphasig ladenden E-Kfz. Die geringe Batteriekapazität und die geringe Ladeleistung von 1,6 kW und 2 kW belasten das elektrische Netz nur gering und negative Effekte treten lediglich abgeschwächt auf.

Die entstehende Unsymmetrie wird durch den Voltage Unbalance Factor (*VUF*) abgebildet, der unter Berücksichtigung des Gegen- und Mitsystems berechnet wird. Das Nullsystem, welches durch den Sternpunkt im 4-Leitersystem einen großen Einfluss hat, wird in dieser Bewertung der Unsymmetrie nicht berücksichtigt. In [23] wird der *VUF* ebenfalls angewendet, wobei hier ein Simulationszeitschritt von fünf Minuten gewählt wurde. Für eine Betrachtung des *VUF* und die Beurteilung nach der Verletzung des Spannungsbandes ( $VUF = 2\%$  über 10 Minuten) ist ein geringerer Simulationszeitschritt und somit eine höhere Auflösung sinnvoll [13]. [24] beschäftigen sich die Autoren mit der Symmetrierung des Systems mit Hilfe von E-Kfz. Sie gehen allerdings von einer bekannten Netztopologie und einem übergeordneten Aggregator aus, der alle Last- und Erzeugungsdaten zur Verfügung stellt. In den meisten Fällen erfassen die Niederspannungsnetzbetreiber kaum Messdaten und überwachen die Niederspannungsnetze nicht. Des Weiteren gelten die Topologien von elektrischen Netzen sowie Last- und Erzeugerdaten als kritische Infrastrukturen (KRITIS), so dass ein Austausch und die Veröffentlichung im Rahmen von G2V und V2G als kritisch eingestuft wird. In [25] wird eine voltage droop control präsentiert. Dabei ist die Ladeleistung der jeweiligen Phase abhängig von der Spannung. Bei der Bestimmung des *VUF* wird ebenfalls nur das Gegen- und das Mitsystem berücksichtigt. [26] zeigt einen theoretischen Ansatz zur Symmetrierung der Phasenspannungen. Durch die Verwendung einer „partical swarm“-Optimierung werden die zur Symmetrierung notwendigen Lade- und Entladeleistungen berechnet. Der *VUF* wird über das Gegen- und Mitsystem bestimmt. [27] betrachtet die Integration von ausschließlich einphasig ladenden E-Kfz in die Niederspannungsnetze. Eine Unsymmetrie soll durch das gleichzeitige Laden der E-Kfz vermieden werden. Das setzt voraus, dass alle E-Kfz gleichmäßig auf die Phasen verteilt wurden und einen ähnlichen Einfluss (Sensitivität) besitzen. Der *VUF* wird überwacht und über Gegen- und Mitsystem bestimmt. Es wurden hohe Unsymmetrien während Spitzenlastzeiten festgestellt. Durch die unsymmetrische Belastung der Phasen im 4-Leitersystem kommt es zu einer Verschiebung der Sternpunktspannung, sodass die Spannung des Nullleiters ungleich Null ist und eine grundlegende Unsymmetrie zwischen den Phasen herrscht. Zur Bestimmung des *VUF* ist es daher zielführend, neben dem Gegen- und Mitsystem das Nullsystem zu berücksichtigen. Das Nullsystem wurde in den genannten Arbeiten vernachlässigt.

Zu den Schwerpunkten dieser Arbeit zählt die Entwicklung eines neuen Optimierungsansatzes zur Stabilisierung des elektrischen Netzes durch G2V und V2G. Ziel ist es, die notwendigen Ladevorgänge der E-Kfz intelligent und systemstützend durchzuführen.

Da der Zugriff auf sensible Netzdaten beschränkt ist, wird der neue Ansatz verfolgt, dass das E-Kfz eigenständig handelt, ohne die Verwendung von Netzdaten und eine informationstechnische Anbindung an eine Mobilitätsleitwarte. Im Rahmen von neu entwickelten Mehrfachnutzungskonzepten werden Probleme der Unsymmetrie und Spannungsprobleme durch intelligentes Lademanagement einphasig und dreiphasig verhindert bzw. behoben. Es wird eine Lösung vorgeschlagen, wie die Betrachtung der aktuellen Unsymmetrie im elektrischen Netz mittels des *VUF* erfolgen kann, da der Winkel der Phasenspannung zur Berechnung der symmetrischen Komponenten nicht ohne kostenintensive PMUs messbar ist. Im ersten Schritt wird die entwickelte Lösung simulativ, mit Hilfe einer statischen unsymmetrischen Lastflussberechnung, betrachtet und in die Nachbildung eines realen Niederspannungsnetzes integriert. Im Anschluss wird der entwickelte G2V-Ansatz in die Software eines E-Kfz übertragen und in einem Labortest validiert.

Mit der Darstellung der Motivation und der aktuellen Herausforderung erfolgt die klare Definition des Ziels der Arbeit in Kapitel 1. Kapitel 2 befasst sich mit der Spannungsunsymmetrie und den aktuellen Gegebenheiten in Niederspannungsnetzen. Dabei wird, neben der Unsymmetrie selbst, auf Grenzwerte, die Berechnung von Lastflüssen in einem unsymmetrisch belasteten Niederspannungsnetz sowie auf die Charakteristik von Lasten und Erzeugern eingegangen.

Im Anschluss erfolgt die Entwicklung des G2V- sowie des V2G-Ansatzes in Kapitel 3. Eingangs werden die zur Verfügung stehenden Instrumente sowie Einflussgrößen betrachtet. Daraus wird ein Konzept abgeleitet, wie Spannungsunsymmetrie im Rahmen von herkömmlichen Ladevorgängen entgegengewirkt werden kann. Weiterhin wird ein Multi-Use-Ansatz entworfen, welcher neben dem Laden auch das Entladen des Batteriespeichers im E-Kfz berücksichtigt und zusätzlich Spannungshaltung anbietet.

Für eine simulative Betrachtung wird ein reales Niederspannungsnetz in Kapitel 4 aufgezeigt und die Betriebsmittel PV-Anlage, Batteriespeicher, Wärmepumpe und E-Kfz mit dem Fokus auf ihr unsymmetrisches Verhalten beschrieben und ihre zukünftige Durchdringung prognostiziert. Mit diesen Informationen können die entwickelten Ansätze mit variierenden Last- und Erzeugerverhalten betrachtet und verglichen werden.

Die entsprechenden Ergebnisse werden in Kapitel 5 aufgezeigt und diskutiert. Weiterhin wird in den Durchdringungsstufen der Jahre 2025 und 2030 ein Ausblick bzw. der Einfluss des Netzanschlusses dargestellt.

Kapitel 6 beschreibt den Aufbau sowie den Ablauf des Labortests. Dabei wird der G2V-Ansatz während zwei Szenarien betrachtet, bewertet und verifiziert.

Abschließend werden die wichtigsten Erkenntnisse der Arbeit in Kapitel 7 zusammengetragen und ein Ausblick gegeben.

## 2 Unsymmetrie in Niederspannungsnetzen

Das elektrische Energieversorgungsnetz dient dem Stromtransport und verbindet historisch gesehen die Kraftwerke (Erzeuger) und die Verbraucher (Lasten) miteinander. Der Stromtransport erfolgt über Leitungen, die sich in unterschiedlichen Spannungsebenen befinden. Es gibt eine Unterteilung nach Höchstspannung, auch Übertragungsnetzebene genannt, sowie Hoch-, Mittel- und Niederspannung, Verteilnetzebene genannt. Das Ziel der Höchstspannung ist es, den zentral produzierten Strom über weite Distanzen zu den Regionen der Lasten zu transportieren. In den Verteilnetzen erfolgt der Stromtransport zu den Anschlusspunkten der lokalen Lasten. In den Netzebenen der Hoch-/Höchstspannung sowie der Mittelspannung werden Lasten grundsätzlich dreiphasig d.h. über drei stromführende Leitungen (Phasen) versorgt. Das Niederspannungsnetz besitzt einen zusätzlichen Rückleiter, worüber Lasten mit Bezugsleistungen von bis zu 4,6 kW zwischen Phase und Neutralleiter angeschlossen werden. In einem idealen dreiphasigen System verteilt sich der fließende Strom dabei symmetrisch auf die Phasen, um einen effizienten, wirtschaftlichen Betrieb zu gewährleisten und Verluste zu minimieren [28].

### 2.1 Mathematische Beschreibung des Drehstromsystems

Ein symmetrisches Drehstromsystem im stationären Betrieb wird durch eine gleichgroße Amplitude sowie eine Phasenverschiebung von jeweils  $\delta = 120^\circ$  zwischen den Phasen beschrieben. Über einen Transformator in Dreieck-Stern-Schaltung erfolgt die Kopplung zwischen dem Mittel- und Niederspannungsnetz. Durch die Sternschaltung entsteht ein 4-Leiter-Drehstromsystem auf der Unterspannungsseite (Index US, Abbildung 2.1), bestehend aus den drei Phasen L1, L2 und L3 ( $\forall i = 1 \dots 3$ ) sowie einem Neutralleiter (N-Leiter, Index N). Der N-Leiter dient als Ausgleichsleiter und weist bei symmetrischer Belastung des Systems ein Potenzial von 0 V auf.

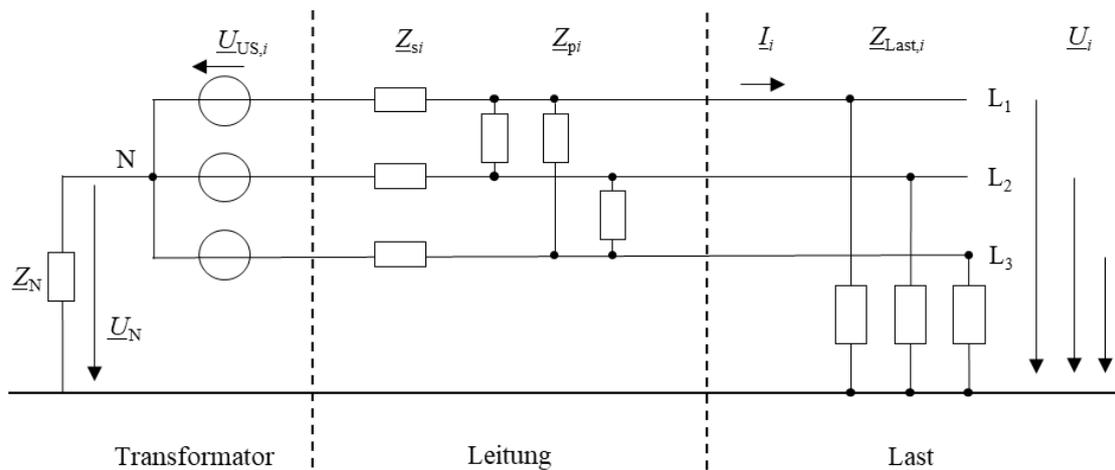


Abbildung 2.1 Drehstromsystem in der Niederspannung (vgl. [29]).

Speziell im Niederspannungsnetz kann es zu einer unsymmetrischen Belastung der Phasen kommen, da Lasten zum Großteil einphasig, zwischen einer Phase und dem N-Leiter, angeschlossen werden. Wird eine Last einphasig oder ungleichmäßig, über die drei Phasen, versorgt, kommt es zu einem unsymmetrischen Stromfluss. Aus dem Knotenpunkt-satz ergibt sich der resultierende Strom des Neutralleiters (1).

$$\underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3} + \underline{I}_{N} = 0 \tag{1}$$

Abbildung 2.2 zeigt das qualitative Zeigerbild der Ströme für einen unbelasteten und belasteten Neutralleiter bzw. symmetrische und unsymmetrische Verteilung der Lasten auf den Phasen.

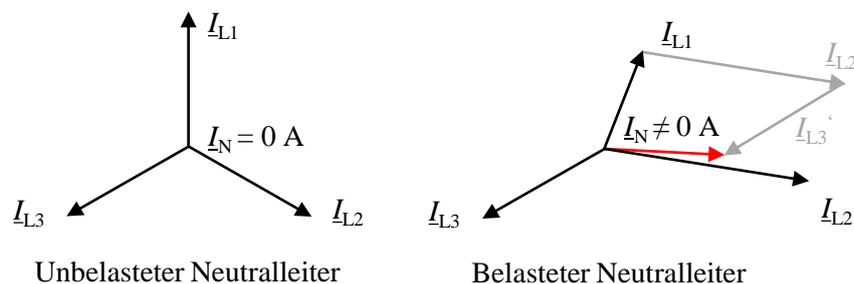


Abbildung 2.2 Belastung Neutralleiter durch Unsymmetrie.

Während sich bei einer symmetrischen Belastung die Last und somit der Stromfluss gleichmäßig auf die drei Phasen aufteilt, fließt bei einer unsymmetrischen Belastung der Strom ungleichmäßig verteilt, über eine oder mehrere Phasen. Bei einer einphasigen Belastung kommt es im Vergleich zu einer symmetrischen Belastung zu einem gesteigerten Spannungsabfall über der Leitungsimpedanz. Der Stromfluss über dem N-Leiter (Abbildung 2.2, belasteter Neutralleiter) bewirkt ebenfalls einen Spannungsabfall über der Leitungsimpedanz und es resultiert eine Verschiebung der Spannung im Sternpunkt  $\underline{U}_N \neq 0 \text{ V}$ . Es kommt zu einer Verschiebung der drei Spannungen um  $\underline{U}_N$ . Abbildung 2.3 zeigt - neben der Symmetrie - die Kategorisierungen hinsichtlich der Bewertung von Unsymmetrie. Amplitudenunsymmetrie beschreibt eine Abweichung der Höhe der Spannungsamplitude ( $\underline{U}_{L1}$ ) zwischen den Phasen [30]. Phasenunsymmetrie beschreibt eine Abweichung der Phasenverschiebung zwischen den Spannungen ( $\delta_1$ ) von  $120^\circ$  [30].

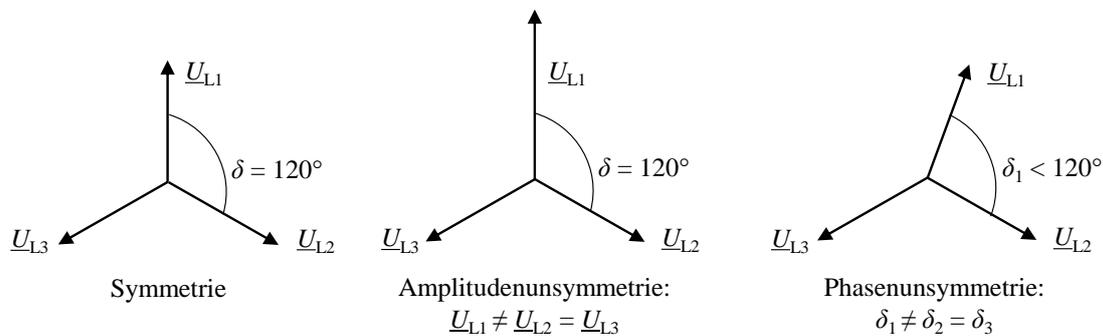


Abbildung 2.3 Definition Unsymmetrie.

Mit-, Gegen- und Nullsystem sind Bestandteile der Symmetrischen Komponenten und dienen der Zerlegung von Drehstromgrößen in drei voneinander unabhängige Zeigersysteme [31]. Das Mitsystem (Index 1) eine Phasenverschiebung von  $120^\circ$  zwischen den Phasen und einer Phasenfolge von  $\underline{U}_{L1}$ ,  $\underline{U}_{L2}$  und  $\underline{U}_{L3}$  [31]. Das Gegensystem (Index 2) weist bei gleicher Phasenverschiebung eine entgegengesetzte Phasenfolge von  $\underline{U}_{L1}$ ,  $\underline{U}_{L3}$  und  $\underline{U}_{L2}$  auf [32]. Im Nullsystem (Index 0) besteht keine Phasenverschiebung zwischen den Größen. In einem symmetrischen Drehstromsystem werden lediglich die Mitsystemgrößen betrachtet. Während einer unsymmetrischen Belastung entstehen das Gegen- und Nullsystem. Abbildung 2.4 zeigt die Zerlegung der Drehstromgrößen in die Symmetrischen Komponenten.

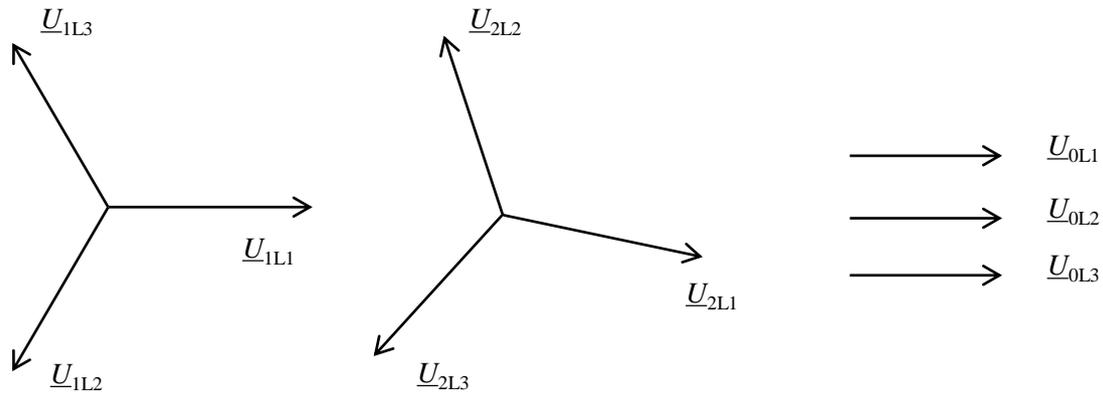


Abbildung 2.4 Symmetrischen Komponenten: Mit-, Gegen- und Nullsystem [32].

Die Transformation von den Drehstromgrößen zu den Symmetrischen Komponenten (Index S) kann mittels Transformationsmatrix  $\underline{T}_S$  umgesetzt werden (2) [31]. Dabei stellt  $\underline{a}$  den Drehoperator mit  $\underline{a} = e^{j2\pi/3}$  dar. Die Rücktransformation in die Symmetrischen Komponenten erfolgt mittels der Inversen der Transformationsgleichung (3) [31].

$$\underline{T}_S = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$\underline{T}_S^{-1} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3)$$

Mit der Transformation in die Symmetrischen Komponenten erfolgt die Entkopplung der Wechselwirkungen der Phasenspannungen  $\underline{U}_{Li}$  untereinander (4) [31].

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{S1} \\ \underline{U}_{S2} \\ \underline{U}_{S0} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} \quad (4)$$

Das Maß der Unsymmetrie kann durch den  $VUF$  beurteilt werden, wobei 0 % für reine Symmetrie steht. Nach DIN EN 50160 ergibt sich der  $VUF_{MG}$  aus dem Verhältnis der Gegen- zur Mitsystemspannung (Index MG) (5) [13] :

$$VUF_{MG} = \frac{|\underline{U}_{s2}|}{|\underline{U}_{s1}|} \cdot 100 \% \quad (5)$$

In (5) wird der Einfluss des Nullsystems nicht berücksichtigt. Aufgrund der nicht vorhandenen Phasenverschiebung hat das Nullsystem einen starken Einfluss auf die anderen Systeme und somit auf eine unsymmetrische Belastung [33]. Daher wird eine neue „root mean square“ Methode zur Berechnung des  $VUF$ , unter Berücksichtigung des Verhältnisses zwischen Gegen- und Nullsystem auf das Mitsystem, ausgewählt [34], [35], [36] :

$$VUF = \frac{\sqrt{|\underline{U}_{s2}|^2 + |\underline{U}_{s0}|^2}}{|\underline{U}_{s1}|} \cdot 100\% \quad (6)$$

Die Grenzwerte des  $VUF$  sowie der Spannungshaltung werden im folgenden Kapitel erläutert.

## 2.2 Spannungsgrenzwerte in der Niederspannung

Historisch war das elektrische Netz für einen Stromtransport aus dem Übertragungsnetz in die unterlagerten Netzebenen, die Verteilnetze, ausgelegt. Ein unidirektionaler Stromtransport hat eine Spannungsregelung am Transformator zwischen Hoch- und Mittelspannung sowie eine starre Kopplung zwischen Mittel- und Niederspannung durch Transformatoren ohne Stufensteller zugelassen [37]. Die Konsequenz ist eine gemeinsame Spannungshaltung zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz. Der zulässige Grenzbereich für die Spannung in den unterschiedlichen Spannungsebenen beträgt  $\pm 10\%$  der Nennspannung (z. B. 230 V Leiter-Erde-Spannung in der Niederspannung) und ist in der DIN EN 50160 geregelt [13]. Im Rahmen der Energiewende und des Zubaus von dezentralen, regenerativen Erzeugungsanlagen (hauptsächlich kleinere Windkraftanlagen sowie PV-Anlage) findet die Stromerzeugung ebenfalls in der Mittel- und Niederspannung statt. Das Resultat ist ein erhöhter Aufwand in der Netzführung, da bidirektionale Stromflüsse möglich sind und entsprechende Kapazitäten während des Transports vorgehalten werden müssen. Abbildung 2.5 zeigt schematisch die Kopplung zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz sowie eine typische Verteilung des reservierten Spannungsbereiches im Rahmen der Spannungshaltung [37]:

- » 2 % Reglerhysterese des Stufenschalters am Umspannwerk HS/MS
- » 2 % Spannungsanstieg durch Erzeugungsanlagen am MS
- » 5 % Spannungsabfall über MS-Leitungen
- » 1,5 % Spannungsanstieg am Ortsnetztransformator
- » 1,5 % Spannungsabfall am Ortsnetztransformator
- » 3 % Spannungsanstieg durch Erzeugungsanlagen am NS
- » 5 % Spannungsabfall über den NS-Leitungen

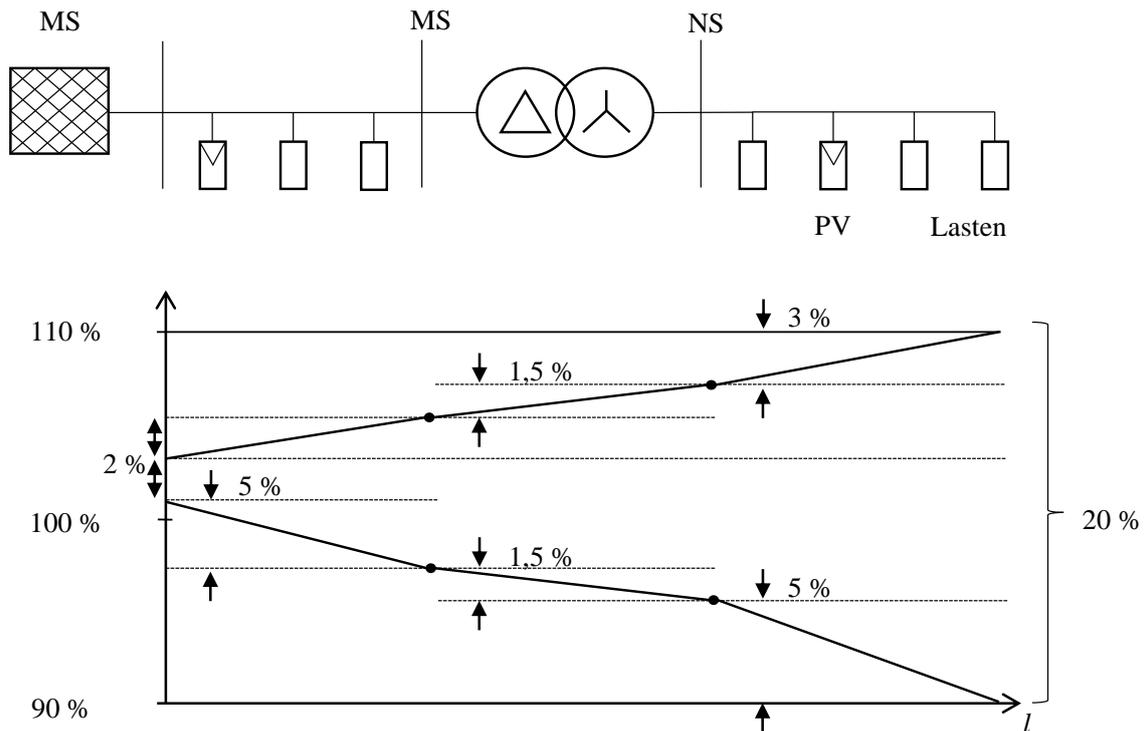


Abbildung 2.5 Gemeinschaftliches Spannungsband für MS und NS [37].

Der relevante Bereich für das Niederspannungsnetz beschränkt sich auf den Spannungsabfall und Spannungsanstieg am Transformator zwischen Ober- und Unterspannungsseite ( $\pm 1,5\%$ ) und über den Leitungen (+ 3 % und - 5 %).

Im Rahmen der Spannungshaltung wird in der DIN EN 50160 ebenfalls die zulässige Unsymmetrie durch den  $VUF_{MG}$  (siehe (5)) definiert. Das Kriterium der Unsymmetrie gilt als verletzt, wenn der  $VUF_{MG}$  in einem Zeitraum von 10 Minuten größer als 2 % oder einmalig größer als 4 % ist [13]. Wie in Kapitel 2.1 erwähnt, wird Unsymmetrie durch eine unvorteilhafte Kombination von einphasigen Lasten mit erhöhter Leistungsaufnahme hervorgerufen und stellt somit ein stochastisches Problem dar.

Um den Anschluss von unverhältnismäßig hohen, einphasig angeschlossenen Lasten zu vermeiden und somit der Ausbreitung von Unsymmetrie vorzubeugen, wird die maximale Last auf 4,6 kW beschränkt und als Schiefast bezeichnet [38].

### 2.3 Berechnung von unsymmetrischen Lastflüssen

Die Integration der erneuerbaren Energiequellen sowie der Elektromobilität stellt eine große Belastung für das elektrische Netz dar. Dreiphasig angeschlossene Lasten besitzen hohe Bezugsleistungen (z. B. E-Kfz 11 kW oder 22 kW), die ein Vielfaches der Standardlast eines Haushaltes besitzen. Dieser Aspekt konnte während der ursprünglichen Auslegung der Niederspannungsnetze nicht berücksichtigt werden. Wie in Kapitel 2.1 beschrieben, verursachen einphasig betriebene Lasten bei gleicher Leistung einen höheren Spannungsabfall über der Leitung, als symmetrisch betriebene Lasten. Verletzungen der Spannungshaltung können unter der Annahme von symmetrischen Lastflüssen somit nicht korrekt beurteilt werden und machen eine unsymmetrische Betrachtung der Lastflüsse unabdingbar. Daher wird in dieser Arbeit die Lastflussberechnung mit dem Ziel angewendet, die Belastung des 4-Leiter-Niederspannungsnetzes im Rahmen der Integration von regenerativen Energiequellen sowie der Elektromobilität aufzuzeigen und zu bestimmen. Die relevanten Größen stellen die Knotenströme und -spannungen der drei Phasen dar.

Nach Abbildung 2.5 wird ein in der Praxis häufig angewandtes Beispiel für die Verteilung des Spannungsbandes aufgezeigt und als Referenz für diese Arbeit angenommen. Für eine kritische Betrachtung des Spannungsabfalls im Niederspannungsnetz muss bis zur Unterspannungsseite des Transformators von einem maximalen Spannungsabfall (95 % von  $U_n$ ) ausgegangen werden. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird somit auf die Modellierung der Leitung, die unsymmetrische Netzberechnung sowie das Verhalten von Lasten und Erzeugern eingegangen. Die Modellierung des Transformators ist an dieser Stelle nicht sinnvoll, da der Spannungsabfall bis zur Spannungsunterseite relevant ist und als konstant im Rahmen einer kritischen Betrachtung angenommen wird.

### 2.3.1 Modellierung einer Leitung

Für die Modellierung einer Leitung werden zwei gängige Methoden, das T- und das  $\pi$ -Ersatzschaltbild, verwendet. Mit der Verkettung von Ohm'schem Widerstand, Induktivität und Kapazität kann das Verhalten einer elektrischen Leistung nachgebildet werden kann [29]. Beide Methoden liefern annähernd identische Ergebnisse, allerdings wird das  $\pi$ -Ersatzschaltbild bevorzugt, da es keinen inneren Knoten besitzt [32].

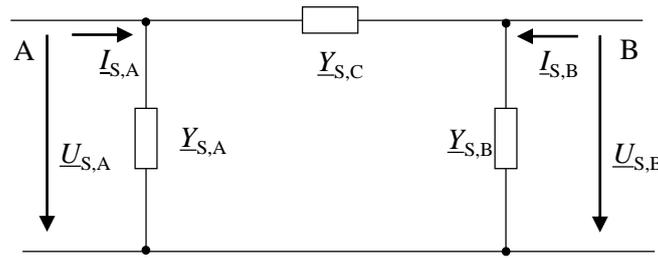
Die Impedanzmatrix einer Leitung  $\underline{Z}_L$  in (7) stellt in Drehstromgrößen eine vollbesetzte 3' 3 Matrix mit den Koppellementen zwischen den drei Phasen dar [33].

$$\underline{Z}_L = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{13} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{23} \\ \underline{Z}_{31} & \underline{Z}_{32} & \underline{Z}_{33} \end{bmatrix} \quad (7)$$

Auf der Hauptdiagonalen sind die Impedanzen der Phasen angeordnet, auf den beiden Nebendiagonalen befinden sich die Koppelimpedanzen zu den jeweils anderen Phasen. Unter der Annahme, dass die drei Phasen einer Leitung symmetrisch aufgebaut sind, kann die angestrebte Entkopplung der Drehstromgrößen durch die Transformation in die Symmetrischen Komponenten durchgeführt werden (8) [30]. Aus der Multiplikation von  $\underline{T}_S^{-1} \underline{T}_S$  entsteht die Einheitsmatrix und es resultiert die Impedanz von drei voneinander unabhängigen Systemen.

$$\underline{Z}_{L,S} = \underline{T}_S^{-1} \cdot \underline{Z}_L \cdot \underline{T}_S = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{S,1} & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_{S,2} & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_{S,0} \end{bmatrix} \quad (8)$$

Leitungen werden als sogenannte Vierpole mit Terminal A und B nachgebildet (Abbildung 2.6) [32]. Ziel in Hinsicht auf die Netzberechnung ist es, die Stromgleichungen für die Leitungen aufzustellen, um in Matrizenform die Netzberechnung durchzuführen. Dafür werden die Leitungsadmittanzen durch den Kehrwert der Leitungsimpedanz gebildet.

Abbildung 2.6  $\pi$ -Ersatzschaltbild [31].

Im Anschluss können die einzelnen Parameter des  $\pi$ -Ersatzschaltbildes berechnet werden.  $\underline{Y}_{S,j,A}$  und  $\underline{Y}_{S,j,B}$  ( $\forall j = 1, 2, 0$ ) repräsentieren kapazitive Einflüsse und  $\underline{Y}_{S,j,C}$  stellt den ohm'schen und induktiven Einfluss dar (9),(10) [32].

$$\underline{Y}_{S,j,A} = \underline{Y}_{S,j,B} = \frac{1}{2} (G_{S,j} + j\omega \cdot C_{S,j}) \quad (9)$$

$$\underline{Y}_{S,j,C} = \frac{1}{R_{S,j} + j\omega \cdot L_{S,j}} \quad (10)$$

(11) zeigt die Stromgleichung zur Berechnung der Mitsystemströme, aufgestellt für das  $\pi$ -Ersatzschaltbild [32].

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_A \\ \underline{I}_B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{AA} & \underline{Y}_{AB} \\ \underline{Y}_{BA} & \underline{Y}_{BB} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \end{bmatrix} \quad (11)$$

Für die Berechnung in Symmetrischen Komponenten werden alle Elemente in (11) um das Gegen- und Nullsystem erweitert, so dass die Admittanzmatrix aus  $6' \times 6$  Matrizen und Spannungen sowie Ströme aus  $6' \times 1$  Vektoren bestehen (12).

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{S,1,A} \\ \underline{I}_{S,2,A} \\ \underline{I}_{S,0,A} \\ \underline{I}_{S,1,B} \\ \underline{I}_{S,2,B} \\ \underline{I}_{S,0,B} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{S,1,AA} & & & & & \\ & \underline{Y}_{S,2,AA} & & & & \\ & & \underline{Y}_{S,0,AA} & & & \\ \hline & & & \underline{Y}_{S,1,AB} & & \\ & & & & \underline{Y}_{S,2,AB} & \\ & & & & & \underline{Y}_{S,0,AB} \\ \hline & & & \underline{Y}_{S,1,BA} & & \\ & & & & \underline{Y}_{S,1,BB} & \\ & & & & & \underline{Y}_{S,2,BB} \\ & & & & & & \underline{Y}_{S,0,BB} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{S,1,A} \\ \underline{U}_{S,2,A} \\ \underline{U}_{S,0,A} \\ \underline{U}_{S,1,B} \\ \underline{U}_{S,2,B} \\ \underline{U}_{S,0,B} \end{bmatrix} \quad (12)$$

Mit der Anwendung des Knotenpunktsatzes für die Terminalströme in (12) resultiert (13) und die Terminalströme können berechnet werden [32].

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{S,j,AB} &= \underline{Y}_{S,j,BA} = -\underline{Y}_{S,j,C} \\ \underline{Y}_{S,j,AA} &= \underline{Y}_{S,j,BB} = \underline{Y}_{S,j,A} - \underline{Y}_{S,j,AB} = \underline{Y}_{S,j,B} - \underline{Y}_{S,j,BA} \end{aligned} \quad (13)$$

Die aufgestellten Stromgleichungen nach (12) werden nun in einer blockdiagonalen Admittanzmatrix der Terminals (Index T)  $\underline{Y}_{S,T}$  in den Symmetrischen Komponenten aufgestellt. Abschließend werden über die Knoten-Terminal-Inzidenzmatrix  $\mathbf{K}_{KT}$  die nach der Netztopologie verbundenen Terminals definiert und die Admittanzen der Knoten in  $\underline{Y}_{S,KK}$  in (14) zusammengefasst [32].

$$\underline{Y}_{S,KK} = -\mathbf{K}_{KT} \cdot \underline{Y}_{S,T} \cdot \mathbf{K}_{KT}^T \quad (14)$$

### 2.3.2 Berechnung der Lastflüsse

Die Berechnung der Lastflüsse wird mit dem Gauss-Seidel-Verfahren und der Bilanzierung der Ströme an den Knoten durchgeführt. Der Vorteil des Knotenpunktverfahrens ist eine hohe Konvergenz bei schlecht geschätzten Initialzuständen. Aufgrund der oftmals sehr kleinen Determinante von  $\underline{Y}_{KK}$  besteht die Gefahr der Singularität von Matrizen. Die Nachteile des Gauss-Seidel-Verfahrens sind bei größeren Netzen die sinkende Konvergenz und eine aufwendige Implementierung von Generatorknoten [29]. Da hier weder Generatorknoten noch sehr umfangreiche Netze betrachtet werden, können diese Nachteile vernachlässigt werden.

Im Rahmen der Lastflussberechnung muss jedem Knoten im zu betrachtenden Netz (Index K) ein Typ zugewiesen werden. Relevant sind der Slack-Knoten, Generatorknoten (werden in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet) und Lastknoten. Von der Definition der Knoten hängen die gegebenen und gesuchten Größen ab. Der Slack-Knoten wird als Bilanzknoten betrachtet. Hier stellt sich Wirk- und Blindleistung entsprechend ein, so dass die Bilanz zwischen Erzeugern (bzw. eingespeister Leistung) und Lasten identisch ist [29]. Am Slack-Knoten (Index Ks) wird eine komplexe Leiter-Erde-Spannung  $\underline{U}_{Ks}$  für die drei Phasen vorgegeben. Lastknoten setzen eine bekannte Wirk- und Blindleistung mit dem Ziel voraus, die Diagonalmatrix der Leiter-Erde-Spannungen am Knoten  $\underline{U}_K$  zu bestimmen. Die Lasten werden zur Vereinfachung als nicht spannungsabhängig angenommen.

Die Basis für das iterative Lösungsverfahren bietet die Leistungsgleichung vorerst in Leitergrößen, bestehend aus den Knotenspannungen, in Form einer Diagonalmatrix  $\underline{U}_K$  sowie den Lastknoten  $\underline{s}_K$  (15). Dabei werden die einzelnen Knoten wieder um Gegen- und Nullsystem erweitert.

$$\underline{i}_K = \underline{U}_K^{*-1} \cdot \underline{s}_K^* \quad (15)$$

Eine Entkopplung der Leitergrößen von (15) kann wieder mittels der Symmetrischen Komponenten umgesetzt werden. Dafür wird die Transformationsmatrix  $\underline{T}_S$  auf die dreifache Anzahl der Knoten für Mit-, Gegen- und Nullsystem erweitert. Die Transformation von Leistungen von Drehstromgrößen zu den Symmetrischen Komponenten ist leistungsvariant  $\underline{S} \neq \underline{S}_S$  und wird durch die Transformation von Strom und Spannung hervorgerufen (16) [32].

$$\underline{S} = \underline{U}_{L1} \cdot \underline{i}_{L1}^* + \underline{U}_{L2} \cdot \underline{i}_{L2}^* + \underline{U}_{L3} \cdot \underline{i}_{L3}^* \neq (\underline{u}_S \cdot \underline{T}_S)^T (\underline{T}_S \cdot \underline{i}_S)^* = \underline{S}_S \quad (16)$$

Daher wird der Knotenstrom in Drehstromgrößen berechnet und im Anschluss in die Symmetrischen Komponenten transformiert. (17) zeigt die vereinfachte Gleichung und (18) die Aufschlüsselung nach den Systemen für einen Knoten [32].

$$\underline{i}_{S,K} = \underline{T}_{S,KK}^{-1} \left( \begin{array}{c} \underline{p}_K - j\underline{q}_K \\ \underline{U}_K^* \end{array} \right) \quad (17)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{S1,K,L1} \\ \underline{I}_{S2,K,L2} \\ \underline{I}_{S0,K,L3} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \left( \begin{bmatrix} \underline{U}_{K,L1}^* & & \\ & \underline{U}_{K,L2}^* & \\ & & \underline{U}_{K,L3}^* \end{bmatrix} \right)^{-1} \cdot \left( \begin{bmatrix} \underline{P}_{K,L1} \\ \underline{P}_{K,L2} \\ \underline{P}_{K,L3} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} j\underline{Q}_{K,L1} \\ j\underline{Q}_{K,L2} \\ j\underline{Q}_{K,L3} \end{bmatrix} \right) \quad (18)$$

Im Anschluss kann (17) in die Stromgleichung in (19) eingesetzt werden.

$$\underline{Y}_{S,KK} \underline{u}_{S,K} = \underline{i}_{S,K} \quad (19)$$

Da die Anforderung an den Slackknoten eine gegebene Spannung  $\underline{u}_{Ks}$  darstellt, darf die entsprechende Zeile aus dem Gleichungssystem entfernt und durch eine Einheitsmatrix  $E$  ersetzt werden (20) [32].

$$\begin{bmatrix} \underline{u}_{S,Ks} \\ \underline{u}_{S,K2} \\ \vdots \\ \underline{u}_{S,Km} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\mathbf{E} & \mathbf{0} & \cdots & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \underline{Y}_{S,22} & \cdots & \underline{Y}_{S,2m} \\ \mathbf{0} & \vdots & \ddots & \vdots \\ \mathbf{0} & \underline{Y}_{S,m2} & \cdots & \underline{Y}_{S,mm} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \left( \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \underline{i}_{S,K2} \\ \vdots \\ \underline{i}_{S,Km} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \mathbf{E} \\ \underline{Y}_{S,2} \\ \vdots \\ \underline{Y}_{S,Km} \end{bmatrix} \cdot \underline{u}_{SKs} \right) \quad (20)$$

Das beschriebene Gleichungssystem gilt für jeden Knoten und besteht aus  $3' 1$  bzw.  $3' 3$  Untervektoren bzw. -matrizen, welche Mit-, Gegen- und Nullsystemkomponenten besitzen. Nach der ersten Iteration des Knotenpunktverfahrens werden die resultierenden Knotenspannungen zurücktransformiert und erneut in (20) eingesetzt. Dieser Vorgang wird bis zum Unterschreiten eines festgelegten Grenzwertes  $\varepsilon$  durchgeführt.

## 2.4 Erzeuger und Lasten

In diesem Abschnitt wird das Verhalten der regenerativen Erzeuger und Lasten aufgezeigt. Separat betrachtet werden elektrische Lasten und Erzeuger mit hohen Anschlussleistungen, wie PV-Anlagen, Batteriespeicher, E-Kfz und Wärmepumpen. Neben der Last selbst stellt ihre Position im elektrischen Netz eine entscheidende Rolle dar. Im Rahmen von Sensitivitätsanalysen kann mittels der inversen Jakobimatrix bestimmt werden, welchen Einfluss eine Wirk- und/oder Blindleistungsänderung auf die Spannung hat (21) [29].

$$\begin{bmatrix} \Delta\delta \\ \Delta u \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \Delta p}{\partial \Delta\delta} & \frac{\partial \Delta p}{\partial \Delta u} \\ \frac{\partial \Delta q}{\partial \Delta\delta} & \frac{\partial \Delta q}{\partial \Delta u} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} \Delta p \\ \Delta q \end{bmatrix} \quad (21)$$

Wird an der Übergabestelle eine Slackspannung vorgehalten, welche der Referenzspannung sowie dem Referenzwinkel entspricht, können beide Gleichungen gestrichen werden.

Je Netzknoten werden die partiellen Ableitungen für die Wirk- und Blindleistungsänderung der Phasen in Abhängigkeit zur Spannungsamplitude sowie Spannungswinkel der Phase gesetzt.

### *Haushaltsprofile*

Die Anzahl an Personen in einem Haushalt sowie die Unterteilung nach Ein- oder Mehrfamilienhaus (EFH bzw. MFH) ergibt ein Maß für den Gesamtverbrauch in einem Jahr (Tabelle 1) [39].

Tabelle 1 Energieverbrauch im Jahr in Abhängigkeit der Personenzahl

<b>Anzahl der Personen</b>	<b>Last MFH in kWh pro Jahr</b>	<b>Last EFH in kWh pro Jahr</b>
1	$\leq 1.500$	$\leq 2.500$
2	$\leq 2.100$	$\leq 3.000$
3	$\leq 2.600$	$\leq 3.700$
4	$\leq 2.900$	$\leq 4.000$
5	$\leq 3.500$	$\leq 5.000$

Die aktuelle Last für die einzelnen Zeitpunkte kann durch Lastprofile charakterisiert werden. Die Lasten im Haushalt werden in geclusterter Form für die drei Phasen dargestellt. Vorliegende Lastprofile der HTW Berlin zeigen, dass hohe Unterschiede in den Lasten im Laufe eines Tages und zwischen den Phasen festzustellen sind [40]. Abbildung 2.7 zeigt den Verlauf der phasenspezifischen elektrischen Last für ein EFH über 24 Stunden im Mai für 1 bis 5 Personen (Tabelle 1) [40].

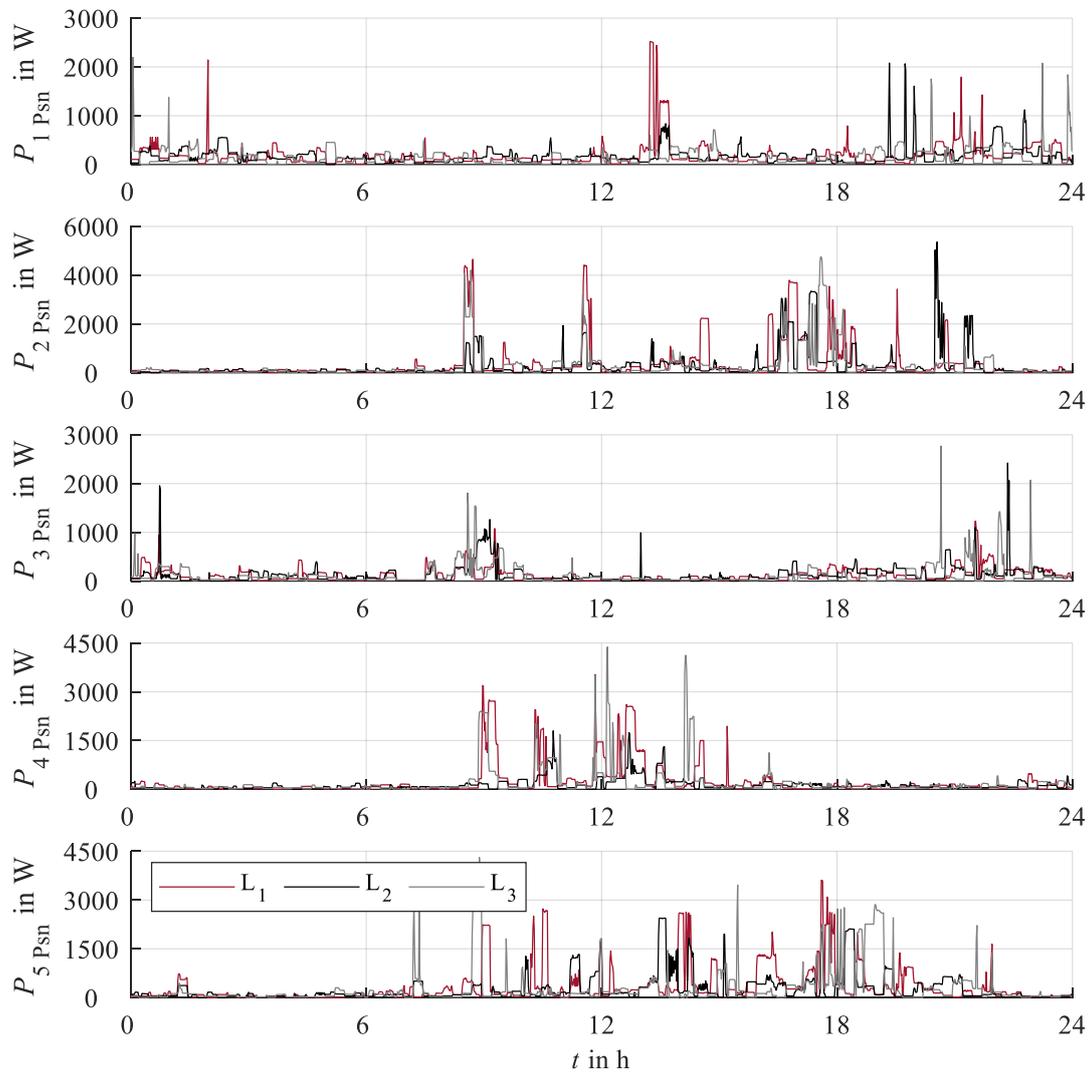


Abbildung 2.7 Wirkleistung für 1-5 Personen im Einfamilienhaus [40].

Im Verlauf eines Tages kommt es durch das individuelle Konsumverhalten der Bewohner, z. B. in den Lastprofilen für 2,5 MWh, 3 MWh, 3,7 MWh, 4 MWh und 5 MWh (von oben nach unten), häufig zu Leistungsspitzen, welche durch einphasig angeschlossene Lasten mit höherer Bezugsleistung (max. 4,6 kW zulässig) verursacht werden. Unterschiede in der Last bestehen zwischen bezogener Leistung, Aufteilung auf die Phasen und Tageszeit (Abbildung 2.7).

Kommt es zu einer Überlagerung resultiert eine starke unsymmetrische Belastung auf einer Phase und unsymmetrische Spannungen stellen sich ein.

Neben dem Wirkleistungsverbrauch ist auch der Blindleistungsbezug entscheidend. Die Lasten in der Niederspannung sind hauptsächlich ohmsch geprägt, so dass der Anteil an Blindleistung recht gering ist. Abbildung 2.8 zeigt die zugehörigen Blindleistungsprofile zu den Haushaltsprofilen in Abbildung 2.7.

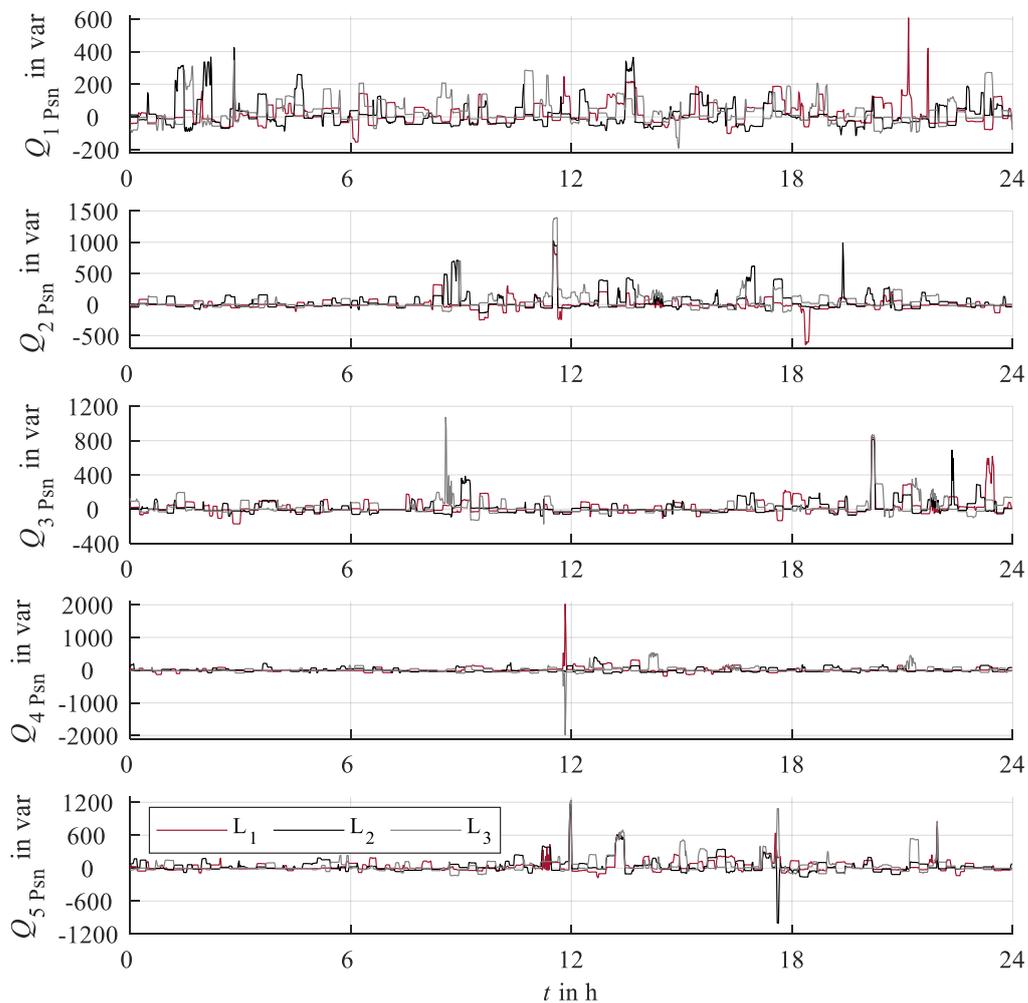


Abbildung 2.8 Blindleistung für 1-5 Personen im Einfamilienhaus [40].

### ***PV-Anlage***

PV-Anlagen produzieren im Wesentlichen in Abhängigkeit zur Sonneneinstrahlung Strom. Ausschlaggebende Faktoren auf die Stromproduktion ist die Lage, Ausrichtung und Neigungswinkel, Verschattung der Module, Verschmutzung (durch z. B. Blätter, Witterung, Alterung), Modultemperatur sowie die Dimensionierung [41]. Abbildung 2.9 zeigt den aufgenommenen, charakteristischen Verlauf einer PV-Produktion in per unit (pu) mit Südausrichtung für einen Tag im Mai.

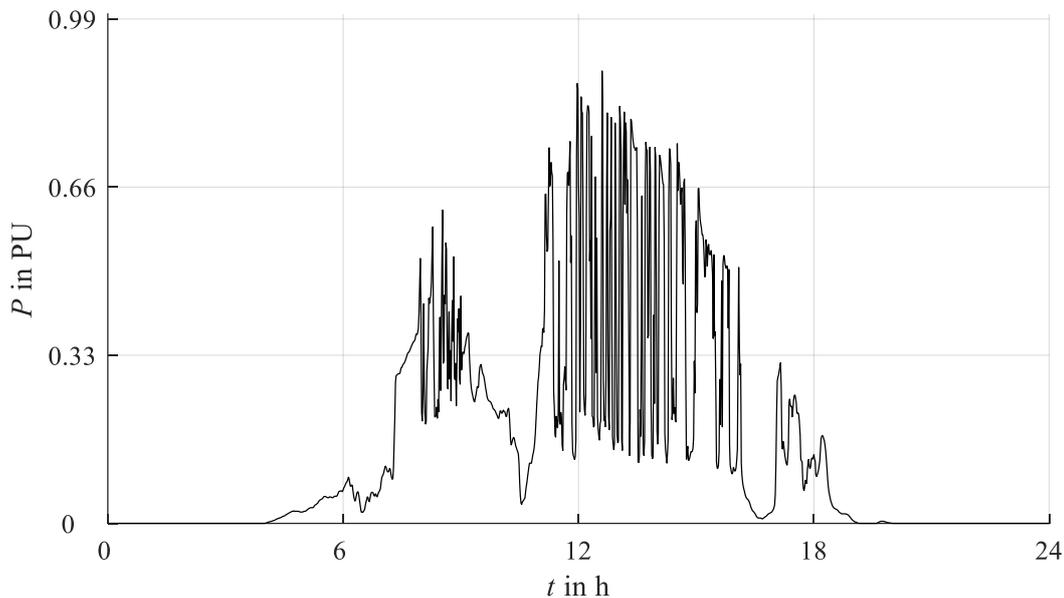


Abbildung 2.9 PV-Einspeiseprofil in PU.

Mit dem PU-System kann die Charakteristik der PV-Erzeugung wiedergegeben werden, ohne sich auf eine konkrete Anlagenleistung zu beziehen. PV-Anlagen werden parallel zu den Lasten im Haushalt installiert und decken damit vordergründig die Last im Haushalt ab [41]. Überschüssige Leistung wird in das elektrische Netz eingespeist und über das EEG vergütet [41]. Der ein- oder dreiphasige Anschluss an das elektrische Netz erfolgt in Abhängigkeit von Anlagenleistung und Schiefllast. Während dreiphasig angeschlossene PV-Anlagen die erzeugte, fluktuierende Leistung symmetrisch einspeisen, kommt es bei einphasig angeschlossenen PV-Anlagen oder Balkonkraftwerken gleichzeitig zu einem Bezug und einer Einspeisung. Während der Einspeisung über die angeschlossene Phase erfolgt ein Bezug auf den zwei anderen Phasen, um die Last im Haushalt zu decken. Grund dafür sind die saldierenden Zähler am Netzanschlusspunkt.

Im Rahmen des Netzanschlusses der PV-Anlage wird ein Zweirichtungszähler installiert, welcher neben der Last ebenfalls die Erzeugung zum Zweck der Abrechnung erfasst. Durch das Erfassen der summierten Leistung aller Phasen durch den Zweirichtungszähler (saldierender Zähler), wird die Leistungsbilanz über das Einspeisen und das Beziehen von Leistung auf unterschiedlichen Phasen erreicht [42]. Aus technischer Sicht stellen einphasig angeschlossene PV-Anlage ein hohes Potenzial für die Erzeugung von Unsymmetrien dar.

### **Batteriespeicher**

Um den Eigenverbrauch zu erhöhen, werden immer mehr PV-Anlagen in Kombination mit einem ein- oder dreiphasig angeschlossenen Batteriespeicher installiert, wobei der gleiche Effekt ersichtlich ist. Die Betriebsstrategie von Batteriespeichern in Kombination mit PV-Anlage sorgt für einen Ladevorgang der Batterie bei möglicher PV-Einspeisung und einem Ladezustand kleiner 100 %. Der Ladezustand einer Batterie wird als State-of-Charge (*SoC*) bezeichnet. In dieser Arbeit wird sich stets auf den nutzbaren Kapazitätsbereich einer Batterie bezogen, so dass entsprechende Grenzwerte zur Schonung der Batterie vor Alterung technologiebezogen bei den Betrachtungen entfallen. Ein *SoC* von 100 % entspricht somit dem geladenen und ein *SoC* von 0 % entspricht einem entladenen Zustand. Die Berechnung erfolgt durch einen initialen  $SoC_{t=0}$  und dem Verhältnis von aktueller Leistungsaufnahme oder -abgabe ( $P_{\text{Bat}}$ ) und Zeit, bezogen auf die Nennkapazität ( $C_{\text{Nenn}}$ ) (22) [43].

$$SoC_t = SoC_{t=0} + \left( \frac{1}{C_{\text{Nenn}}} \int_{t=0}^t P_{\text{Bat}} dt \right) \cdot 100 \% \quad (22)$$

Der Entladevorgang erfolgt unter der Prämisse der Eigenverbrauchsmaximierung immer dann, wenn die aktuelle Last die Erzeugung übersteigt, so dass keine Energie vom Netz bezogen werden muss. Voraussetzung für das Bereitstellen von Leistung ist ein *SoC* größer 0 %. Der Ladevorgang wird eingeleitet, wenn die PV-Produktion größer als die aktuelle Last ist und die entsprechende Kapazität in der Batterie zur Verfügung steht. Der schematische Aufbau einer PV-Anlage und eines Batteriespeichers ist in Abbildung 2.10 dargestellt.

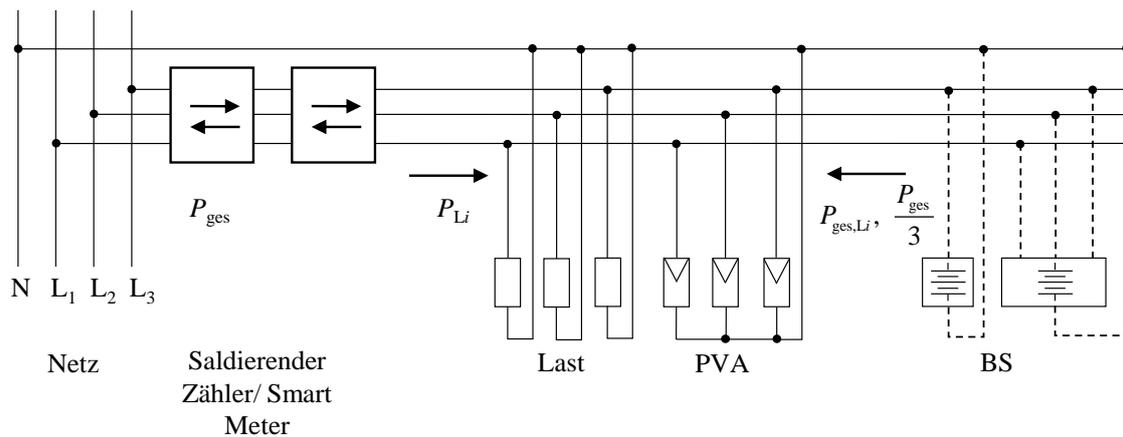


Abbildung 2.10 Aufbau PV-Anlage mit Batteriespeicher.

Mit Hilfe eines Smart Meters wird die Leistungsbilanz am Netzanschlusspunkt erfasst ( $P_{\text{ges}}$ ). Einphasige Batteriespeicher stellen die gesamte Leistung einphasig ( $P_{\text{ges},Li}$ ) in Abhängigkeit zu den angeschlossenen Phasen bereit. Dreiphasig angeschlossene Batteriespeicher stellen symmetrisch 33 % der benötigten Leistung  $P_{\text{ges}}$  zur Verfügung oder nehmen sie auf. Bei einer unsymmetrischen Last (23) ergibt sich ein unsymmetrischer Lastfluss auf den Phasen ( $P_{\text{usym},Li}$ ) und es wird gleichzeitig Leistung in das elektrische Netz eingespeist und bezogen (24).

$$P_{L1} \neq P_{L2} \neq P_{L3} \quad (23)$$

$$P_{Li} - \frac{P_{\text{ges}}}{3} = P_{\text{usym},Li} \text{ oder } P_{Li} - P_{\text{ges},Li} = P_{\text{usym},Li} \quad (24)$$

### Wärmepumpen

Seit mehreren Jahren werden vermehrt Wärmepumpen zum Heizen eingesetzt [6]. Der Umgebung wird thermische Energie entzogen, um nach der Verdichtung ein höheres Temperaturniveau zu erreichen und die gewonnene Wärme zu Heizzwecken wieder abzugeben [44]. Übliche Bezugsleistungen für Wärmepumpen im Eigenheimbereich liegen zwischen 9 kW und 14 kW und müssen somit dreiphasig angeschlossen werden [44]. Abbildung 2.11 zeigt zwei aufgenommene Lastprofile von Wärmepumpen mit Bezugsleistungen von 12 kW (Wärmepumpe 1) und 9 kW (Wärmepumpe 2). Zu sehen sind die Leistungen über die drei Phasen sowie die Gesamtleistung.

Dabei ist besonders auffällig, dass auch dreiphasig angeschlossene Wärmepumpen zunächst Leistung nur über eine Phase beziehen und erst bei erhöhtem Wärmebedarf zusätzlich über die zwei weiteren Phasen. Somit weisen Wärmepumpen, unabhängig von deren Netzanschluss, ebenfalls ein unsymmetrisches Verhalten auf.

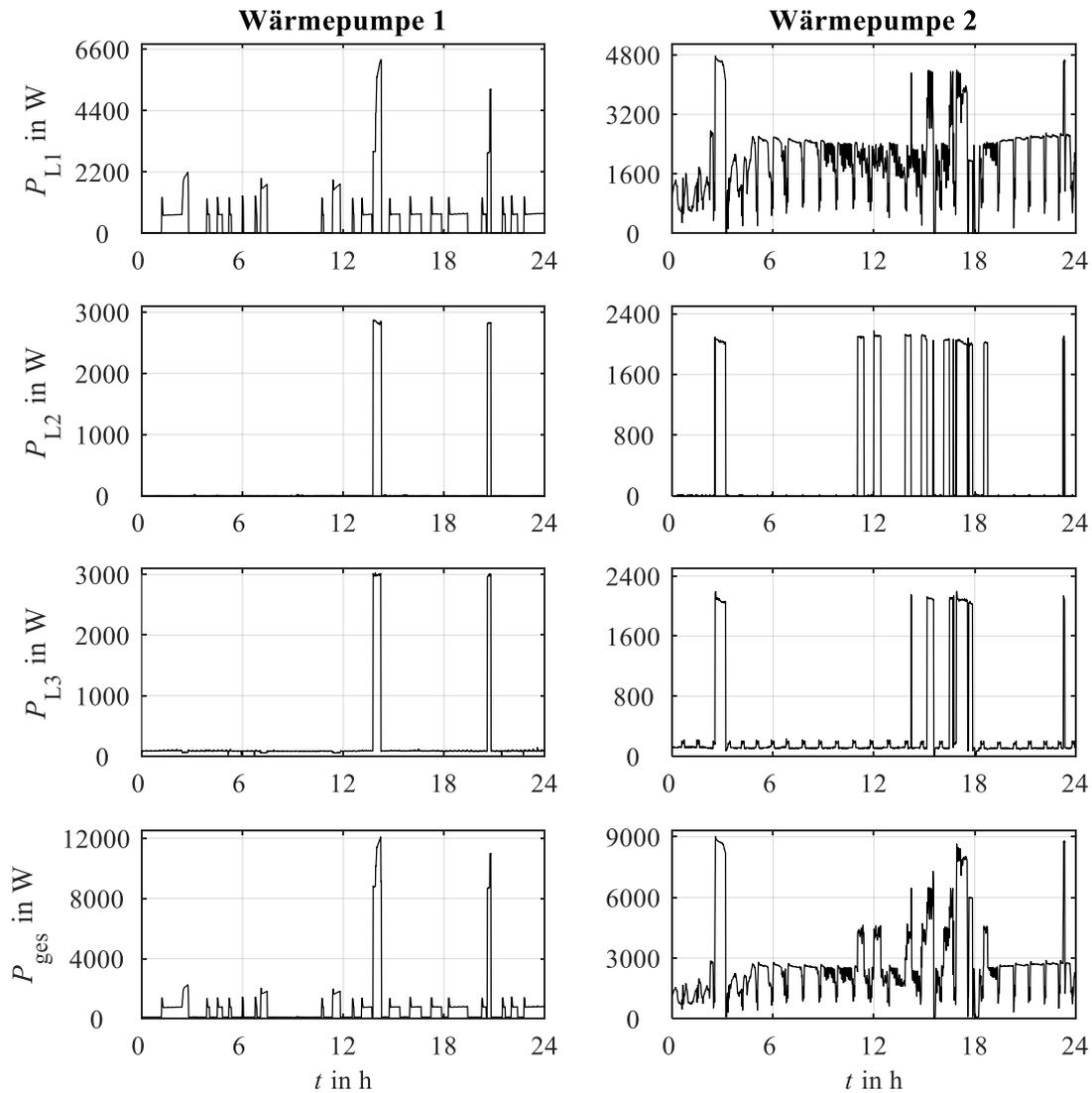


Abbildung 2.11 Leistungsmessung Wärmepumpen.

### ***Elektrofahrzeuge***

Der Ladevorgang eines E-Kfz ist gesondert zu betrachten und stellt eine außergewöhnliche Belastung des elektrischen Netzes dar. Ladevorgänge sind nicht planbar und stehen in keinerlei Abhängigkeit zu Betriebsstrategien oder äußeren Einflüssen, wie z. B. dem Wetter. Die Bezugsleistungen von bis zu 44 kW AC-seitig stellen ein Vielfaches der üblichen Last dar (vgl. Abbildung 2.7), wobei in der Praxis Bezugsleistungen von maximal 22 kW auftauchen. Grundsätzlich kann eine Unterteilung der AC-Ladeleistung von 3,66 kW (einphasig), 7,2 kW (zweiphasig) sowie 11 bzw. 22 kW (dreiphasig) geschehen [45]. Typisch sind im privaten Sektor das einphasige sowie das dreiphasige Laden [45]. Einflussfaktoren für einen Ladevorgang können dabei der verbleibende *SoC*, die folgende zurückzulegende Strecke sowie das persönliche Bedürfnis nach einem hohen *SoC* sein. Letzteres würde den Beginn des Ladevorgangs unmittelbar nach der Ankunft am Wohnort bedeuten. Somit kann eine Modellierung mittels eines zeitlich begrenzten Batteriespeichermodells erfolgen, welches als Last mit entsprechender Bezugsleistung aus dem elektrischen Netz lädt. Der Ladezustand des Batteriespeichers kann dabei erneut durch ein *SoC*-Modell nachgebildet werden (vgl. (22)). Das Entladen hängt von der zurückgelegten Distanz sowie dem Verbrauch des Fahrzeugs ab.

## 3 G2V- und V2G-Algorithmus

Eine erfolgreiche Integration der Elektromobilität setzt eine unkomplizierte Möglichkeit der Umsetzung eines Ladevorgangs voraus. Einflussfaktoren für den Beginn eines Ladevorgangs sind die Ankunftszeit, die verbleibende Kapazität, die Länge der nächsten Fahrstrecke sowie das persönliche Verlangen nach einem hohen Ladezustand. Ein Ladevorgang kann intelligent in Abhängigkeit vom aktuellen Netzzustand gestartet werden, um Dienstleistungen zur Stabilisierung des elektrischen Netzes, wie z. B. Spannungshaltung und Symmetrierung anzubieten. Dienstleistungen, welche durch das Laden des E-Kfz umgesetzt sind, werden mit Grid-to-Vehicle (G2V) – im Sinne von „aus dem Netz ins Fahrzeug“ bezeichnet. Erfolgt das Bereitstellen einer Dienstleistung durch die Rückspeisung von Leistung aus dem Fahrzeug, so wird sie mit Vehicle-to-Grid (V2G) – „aus dem Fahrzeug in das Netz“ benannt. Im Rahmen von Multi-Use-Cases können eine beliebige Anzahl von Anwendungen miteinander kombiniert und vorgehalten werden, wobei es zu keinerlei Einschränkungen des Nutzerverhaltens sowie der Funktion kommen darf.

### 3.1 Ziele des Algorithmus und Stand der Technik

Der entwickelte Ansatz hat zum Ziel durch intelligentes Zeit- und Lademanagement mit den vorhandenen Messgrößen der Ladeinfrastruktur V2G-Dienstleistungen anzubieten und den Ladezustand des E-Kfz zu erhöhen. Für die Umsetzung dieser netzstabilisierenden Anwendungen steht eine begrenzte Anzahl von Messdaten zur Verfügung, die im Folgenden näher beschrieben werden. Basierend auf den vorhandenen Eingangsparametern ist es das Ziel, einen Optimierungsalgorithmus zu entwickeln, der im Rahmen des Ladevorgangs die notwendige Ladeleistung auf den drei Phasen so optimiert, dass ein positiver Einfluss auf die Spannung am Netzanschlusspunkt stattfindet. Abbildung 3.1 zeigt ein Konzept für bidirektionales Laden im Rahmen von V2G bestehend aus einer Ladeinfrastruktur, E-Kfz und Datenanbindung über die DIN IEC 15118.

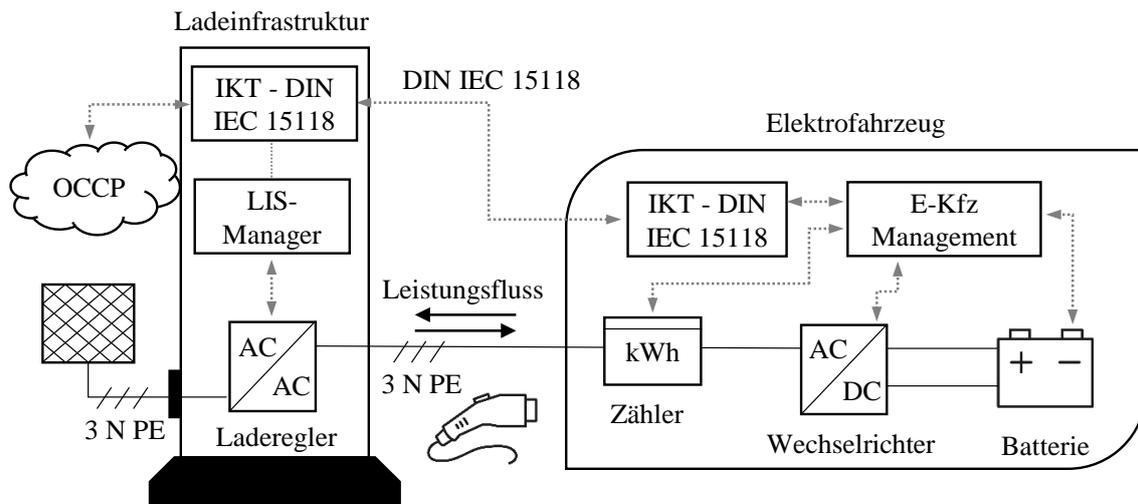


Abbildung 3.1 Konzept Ladeinfrastruktur für V2G-Anwendungen [46], nach [47].

Mittels eines Ladereglers in der Ladeinfrastruktur kann eine Ladeleistung für das E-Kfz gestellt werden [48]. Die Position der drei einphasigen Wechselrichter befindet sich bei AC-Ladeinfrastrukturen im E-Kfz [48]. Besteht eine Verbindung zwischen E-Kfz und Ladeinfrastruktur beginnt die messtechnische Erfassung von AC- zu DC-seitigen Größen, wie Ströme und Spannungen [48]. Dabei ist anzumerken, dass während der Spannungsmessung nicht in Amplitude und Winkel, sondern der Effektivwert gemessen wird. Das Erfassen des Winkels zwischen den Spannungszeigern wäre z. B. durch kostenintensive zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte (Phasor measurement unit - PMU) [49] umsetzbar. Ladeinfrastrukturen verfügen über die Möglichkeit, die Wirkleistungswerte für die Ladung zu drosseln und somit den Ladevorgang extern zu steuern [50]. In herkömmlichen Fahrzeugen werden aktuell unidirektionale, dreiphasige Wechselrichter verbaut, welche über die DIN IEC 61851 mit der Ladeinfrastruktur kommunizieren.

Über die DIN IEC 61851 - Konduktive Ladesysteme für Elektrofahrzeuge (G2V) erfolgt die Begrenzung der Ladeleistung über die Ladeinfrastruktur. Ein definierter Widerstand im Ladekabel des E-Kfz ruft einen Spannungsabfall hervor, welcher mit Hilfe einer Spannungsmessung detektiert wird. Durch das Anlegen einer konstanten Spannung wird der Spannungsabfall über dem Widerstand detektiert und die entsprechende Ladeleistung zugeordnet. Das erweiterte Kommunikationsprotokoll DIN IEC 15118 – Straßenfahrzeuge-Kommunikationsschnittstelle zwischen Fahrzeug und Ladestation – wird aktuell für die DC-Ladung eingesetzt.

Ebenfalls wird die Norm für den Datenaustausch zwischen Ladeinfrastruktur und E-Kfz im Rahmen von V2G verwendet, da eine bidirektionale Kommunikation für z. B. Statuszustände, Freigaben von Station sowie E-Kfz, Sollwertbefehle und der Ladezustand unabdingbar sind.

Fahrzeugbezogene Größen, wie z. B. Batteriekapazität, aktueller Ladezustand sowie Statuszustände durch die fahrzeuginterne Kommunikation werden als bekannt angenommen, da sie mit Hilfe der DIN IEC 15118 bereitgestellt werden können. Eine weitere wichtige Information betrifft das Nutzerverhalten. Der Abfahrzeitpunkt wird als bekannt vorausgesetzt und muss durch den Nutzer angegeben werden. Dieser kann ebenfalls über die DIN IEC 15118 übermittelt werden. Somit kann die Verfügbarkeit des E-Kfz geplant und das Lademanagement im Rahmen der Spannungsoptimierung angepasst werden. Die Netztopologien der Niederspannungsnetze werden als unbekannt betrachtet, da sie hochsensible Informationen darstellen (KRITIS) und für das Fahrzeug nicht frei zugänglich sind. Die Möglichkeit der Kommunikation über eine Mobilitätsleitwarte wird nicht in Betracht gezogen. Der Austausch von Informationen führt zur Bewältigung einer enormen Datenmenge und verursacht den Ausbau einer zusätzlichen Kommunikationsstruktur. Zusammenfassend stehen folgende Informationen für die Umsetzung der spannungsstützenden Maßnahmen zur Verfügung:

- » Betrag der Spannung, gemessen an der Ladeinfrastruktur
- » Wirkleistungssollwert zum Laden oder Entladen des E-Kfz
- » Blindleistungssollwert für die Aufnahme oder Abgabe am Wechselrichter
- » Verfügbarkeit des E-Kfz durch Nutzer

Die Gleichung (21) in Kapitel 2.4 beschreibt den Zusammenhang zwischen den vorhandenen stellbaren Größen Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt der Ladeinfrastruktur und deren Einfluss auf die Spannungsamplitude und den Spannungswinkel. Somit kann die Wirk- und Blindleistung aus dem Fahrzeug für die Änderung der Spannung am Netzanschlusspunkt genutzt werden. Um den eigentlichen Ladevorgang in den Vordergrund zu stellen, ist die Spannungsoptimierung mit Wirkleistung zu priorisieren, um übergeordnet die Erhöhung des Ladezustands vom E-Kfz anzustreben. Aufgrund des Verhältnisses zwischen Wirk- und Blindwiderstand der Niederspannungsnetze besitzt die Wirkleistung einen höheren Einfluss auf die Spannung als die Blindleistung [51]. Somit ist der Einsatz von Wirkleistung für eine Spannungsoptimierung effizienter.

Im Rahmen der Spannungsoptimierung kann die Spannung auf einzelnen Phasen durch das Laden mit Wirkleistung gesenkt oder durch das Entladen mit Wirkleistung angehoben werden. Im Folgenden wird basierend auf den Eingangsparametern der entwickelte Optimierungsalgorithmus vorgestellt. Für die Verifizierung des Ansatzes wird eine statische, unsymmetrische Netzberechnung verwendet, um das Verhalten des elektrischen Netzes widerzuspiegeln und den Einfluss der Fahrzeuge abzubilden. Parallel zur Simulation wird in Kapitel 6 der entwickelte Symmetrierungsansatz in ein E-Kfz implementiert und durch den Anschluss an ein Labornetz verifiziert. Abbildung 3.2 zeigt eine Übersicht zur Umsetzung der Spannungsoptimierung durch den Ladevorgang eines E-Kfz, am Beispiel der Symmetrierung. Die einzelnen Abschnitte werden im Folgenden hergeleitet.

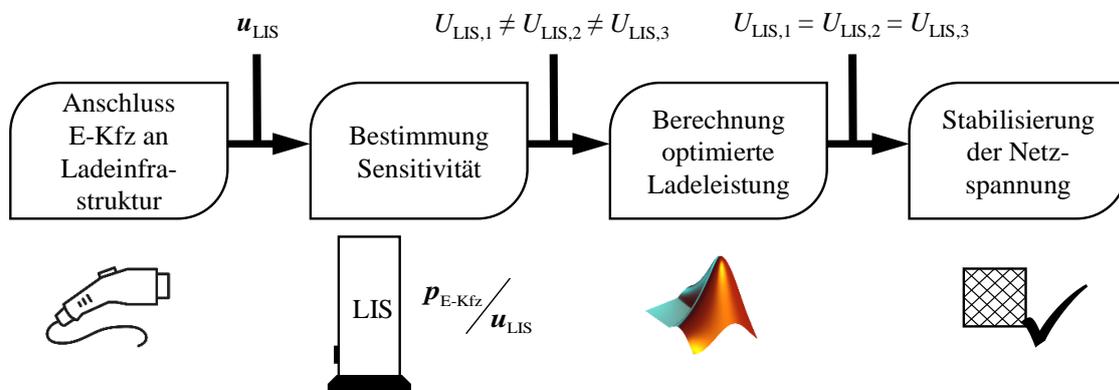


Abbildung 3.2 Schema Spannungsoptimierung [46].

### Übersicht

Nach Ankunft des E-Kfz erfolgt der Anschluss an eine Ladeinfrastruktur (LIS), welche sich an einem Knoten/Netzanschlusspunkt im elektrischen Netz befindet. Mit dem Anschluss an die Ladeinfrastruktur beginnt die Messung der Spannung der drei Phasen am Netzanschlusspunkt. Die Lastflussberechnung entsprechend Kapitel 2.3 liefert in der simulativen Betrachtung die komplexen Knotenspannungen ( $\underline{u}_K$ ), die als Messwerte der Ladeinfrastruktur im Betrag ( $|\underline{u}_K| = u_{\text{LIS}}$ ) erfasst werden. Mit der Vorgabe von initialen Wirkleistungssollwerten durch die Ladeinfrastruktur an das E-Kfz ändert sich der Spannungsbetrag. Mithilfe einer angepassten Sensitivitätsbetrachtung wird der Einfluss der Wirkleistung auf den Spannungsbetrag erfasst und im Knotenpunkt bestimmt.

Ergibt sich aus der Belastung des elektrischen Netzes eine Unsymmetrie, wird diese durch die Lastflussberechnung, stellvertretend für einen Messwert, ermittelt.

Die Optimierung der Ladeleistung läuft über eine CPU im E-Kfz und liefert einen optimierten Wirkleistungssollwert. Die zweite Lastflussberechnung zeigt den Einfluss der optimierten Ladeleistung bzw. Entladeleistung in dem Simulationszeitschritt auf die Spannung. Die Spannung kann somit positiv beeinflusst und in den Grenzen der Spannungshaltung gehalten werden.

### ***Eingangsparameter***

Für die Darstellung der Unsymmetrie wird der  $VUF$  verwendet (vgl. Kapitel 2.1, (6)). Durch die Transformation in die Symmetrischen Komponenten erfolgt eine Zerlegung in Mit-, Gegen- und Nullsystem, wobei der Spannungswinkel zwischen den Phasen berücksichtigt wird. Die Ladeinfrastruktur erfasst im Rahmen der Messung lediglich den Spannungsbetrag (Effektivwert). Die Bestimmung des  $VUF$  wird daher mit Hilfe des Spannungsbetrages, unter Verwendung einer angenommenen optimalen Phasenverschiebung von  $120^\circ$  zwischen den Phasen, durchgeführt. Gleichung (25) beschreibt die Berechnung der Spannung an der Ladeinfrastruktur unter Verwendung einer optimalen Phasenverschiebung zwischen den Phasen.

$$\underline{u}_{S, LIS, opt} = \underline{T}_S \left( \begin{bmatrix} 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \cdot |\underline{u}_K| \right) \quad (25)$$

Mit den komplexen Spannungswerten in Symmetrischen Komponenten kann aus dem Spannungsvektor  $\underline{u}_{S, LIS, opt}$  (25), bestimmt durch die Messung des Spannungsbetrags an der Ladeinfrastruktur  $\underline{u}_K$  und einer Phasenverschiebung von  $120^\circ$  zwischen den Phasen, eine Annäherung an den  $VUF_{LIS}$  nach (26) erfolgen.

$$VUF_{LIS} = \frac{\sqrt{|\underline{u}_{S2, LIS, opt}|^2 + |\underline{u}_{S0, LIS, opt}|^2}}{\underline{u}_{S1, LIS, opt}} \cdot 100\% \quad (26)$$

Die Erläuterung der grundlegenden Funktion des Algorithmus erfolgt in Kapitel 3.2 und stellt den generellen Zusammenhang zwischen Ladeleistung und Spannung an der Ladeinfrastruktur dar. Das Kapitel 3.3 untergliedert sich nach den einzelnen Funktionen der Multi-Use-Anwendung, welche in die Nebenbedingungen der Spannungsoptimierung integriert werden. Kapitel 3.3.1 behandelt die Funktion der Symmetrierung und Kapitel 3.3.2 beschreibt die Funktionen zur Spannungshaltung. In Kapitel 5 erfolgt die kritische Auswertung zwischen dem tatsächlichen  $VUF$  unter Verwendung der Knotenspannung  $\underline{u}_K$  sowie dem  $VUF_{LIS}$  mit einer Annäherung aufgrund der nicht messbaren Phasenverschiebung zwischen den Phasen.

## 3.2 Basisfunktion des Algorithmus

Die Basis der Spannungsoptimierung stellt die Sensitivität dar (vgl. Kapitel 3.1). Der erfasste Spannungsvektor an der Ladeinfrastruktur  $\mathbf{u}_{\text{LIS}}$  zum Zeitpunkt  $t = 0$  wird verwendet, um die Sensitivität des Netzanschlusspunktes zu bestimmen. Dafür erfolgt direkt nach Anschluss an die Ladeinfrastruktur eine Initialisierung. Das E-Kfz lädt mit maximaler Schiefast ( $P_{\text{SL}}$ , Index SL) bzw. einphasig mit Bezugsleistung und erfasst im nächsten Zeitschritt  $t = 1$  erneut die Spannung. Im Anschluss kann eine vereinfachte Sensitivitätsmatrix ( $\xi_{t=1}$ ,  $3 \times 1$  Vektor), aus den gemessenen Phasenspannungen ( $\mathbf{u}_{\text{LIS},t=0}$ ,  $3 \times 1$  Vektor) vor und während der Initialisierung ( $\mathbf{u}_{\text{LIS},t=1}$ ,  $3 \times 1$  Vektor) durch eine einphasige Belastung mit  $P_{\text{SL}}$  gebildet werden (27).

$$\xi_t = \frac{\mathbf{u}_{\text{LIS},t=0} - \mathbf{u}_{\text{LIS},t}}{P_{\text{SL}}} \quad \text{für } \forall t = 1, 2, 3 \quad (27)$$

Die Initialisierung gilt als abgeschlossen, wenn die drei Phasen einzeln belastet wurden und jeweils ein Spannungsmesswert während der unsymmetrischen Belastung durch den Ladevorgang vorliegt und eine Sensitivität  $\xi_t$ .  $\mathbf{\Xi}$  repräsentiert eine  $3 \times 3$  Matrix aus  $\xi_t$  für  $\forall t = 1, 2, 3$  mit dem Einfluss von Wirkleistung auf den Spannungsbetrag. Mit einer Wirkleistungsvorgabe  $p_{\text{E-Kfz}}$  im Rahmen des Ladevorgangs kann nun eine Spannungsänderung von  $\Delta \mathbf{u}_{\text{LIS}}$  hervorgerufen werden. Somit gilt:

$$\Delta \mathbf{u}_{\text{LIS}} = \mathbf{\Xi} \cdot p_{\text{E-Kfz}} \quad (28)$$

Abgeleitet von Gleichung (28) kann mit Hilfe von  $\Delta \mathbf{u}_{\text{LIS}}$  eine Beeinflussung der Spannung am Netzanschlussknoten  $K$  hin zu einer optimalen Spannung ( $\mathbf{u}_{\text{opt},K}$ ) erfolgen (29).

$$\mathbf{u}_{\text{opt},K} = \mathbf{u}_K - \mathbf{\Xi} \cdot p_{\text{E-Kfz}} \quad (29)$$

Die Berechnung des optimalen Wirkleistungswertes zum Laden oder Entladen des E-Kfz  $p_{\text{E-Kfz}}$  wird mit Hilfe einer mathematischen Optimierung durchgeführt. Dabei wird die Beeinflussung der Phasen untereinander während einer unsymmetrischen Belastung berücksichtigt. Optimierungsverfahren liefern eine optimale Lösung unter Berücksichtigung von zu definierenden Nebenbedingungen. Dabei ist anzumerken, dass eine optimale Lösung nur näherungsweise erreicht werden kann. Mathematische Vereinfachungen oder Annahmen führen zu einer optimalen Lösung im Rahmen der gegebenen Bedingungen, nicht zu einer tatsächlichen optimalen Lösung. Die eingeführte Sensitivität  $\mathbf{\Xi}$  zusammengesetzt aus (27) stellt einen linearen Zusammenhang dar.

Grund ist die Betrachtung des Einflusses von der Wirkleistung auf den Spannungsbetrag (29). Imaginäre Anteile, wie die Blindleistung, können wie beschrieben aufgrund der technischen Umsetzbarkeit nicht berücksichtigt werden. Daher ist der Lösungsraum durch technische Restriktionen zu begrenzen, wie z. B. Bezugsleistung der Ladeinfrastruktur, maximale Schiefplast, der Abfahrtzeitpunkt oder der aktuelle  $SoC$ . Die Begrenzungen erfolgen durch die Definition von Nebenbedingungen und führen zu einer Eingrenzung des Lösungsraumes. Eine Zielfunktion beschreibt den Zweck der Optimierung durch Variablen und gibt an, ob ein Minimum oder Maximum gesucht wird.

Die Zielfunktion wird für die unterschiedlichen Einsatzbereiche der Spannungssymmetrierung (Index Sym) sowie der Spannungshaltung (Index SpH), nach zwei Entscheidungsvariablen untergliedert. Die erste Entscheidungsvariable  $g_{\text{sym}}$  gibt den Grad der Unsymmetrie der Knotenspannung der drei Phasen, gemessen an der Ladeinfrastruktur ( $u_{\text{LIS}}$ ), an. Im Symmetriefall existiert keine Spannungsdifferenz zwischen den drei Phasen, wodurch die Variable  $g_{\text{sym}}$  null entspricht. Im Fall einer bestehenden Unsymmetrie zwischen den Phasenspannungen entsteht eine Differenz zwischen den jeweiligen Phasen, welche mit dem Ziel der Minimierung in die Optimierung einfließt. Der erste Teil der Zielfunktion wird durch (30) ausgedrückt.

$$g_{\text{sym}} = (U_{\text{LIS},1} - U_{\text{LIS},2}) + (U_{\text{LIS},3} - U_{\text{LIS},1}) + (U_{\text{LIS},2} - U_{\text{LIS},3}) \quad (30)$$

Die Umsetzung der Spannungshaltung wird durch die Entscheidungsvariable  $g_{\text{SpH}}$  ausgedrückt und beinhaltet Grenzen für den oberen und unteren Spannungsbereich. In Hilfsvariablen findet die Definition für die zulässigen Spannungsbereiche der drei Phasen in den Nebenbedingungen statt, beschrieben durch die zulässige Differenz zwischen gemessener Spannung an der Ladeinfrastruktur und den Referenzspannungsgrenzen  $U_{\text{SpH,ref,o}}$  bzw.  $U_{\text{SpH,ref,u}}$  (31). Für eine effiziente Umsetzung wird die Spannungshaltung lediglich auf der Phase, deren Grenzwert verletzt ist, betrieben. Innerhalb des definierten Grenzbereichs entspricht  $h_i = 0$  und findet in der Optimierung keine Berücksichtigung.

$$h_i = \begin{cases} U_{\text{SpH,ref,u}} - U_{\text{Lis},i} & \text{für } U_{\text{Lis},i} \leq U_{\text{SpH,ref,u}} \quad \forall i = 1, 2, 3 \\ 0 & \text{für } U_{\text{SpH,ref,u}} < U_{\text{Lis},i} < U_{\text{SpH,ref,o}} \quad \forall i = 1, 2, 3 \\ U_{\text{Lis},i} - U_{\text{SpH,ref,o}} & \text{für } U_{\text{Lis},i} \geq U_{\text{SpH,ref,o}} \quad \forall i = 1, 2, 3 \end{cases} \quad (31)$$

Die Entscheidungsvariable  $g_{\text{SpH}}$  bildet die Summe der Hilfsvariablen  $h_i$  für die drei Phasen (32).

$$g_{\text{SpH}} = \sum h_i \quad (32)$$

Die Zielfunktion der Optimierung beinhaltet die Entscheidungsvariablen  $g_{\text{sym}}$  und  $g_{\text{SpH}}$  zur Umsetzung der Spannungssymmetrierung sowie der Spannungshaltung mit dem Ziel der Minimierung (33). Da es sich um einen linearen Zusammenhang handelt, wird eine lineare Optimierung umgesetzt und durch „gurobi“ in MATLAB® angewendet. Für die Umsetzung in MATLAB® wird der Gewichtungsfaktor  $c$  als binäre Variable verwendet, um eine reine Spannungshaltung umzusetzen.

$$\min (c \cdot g_{\text{sym}} + g_{\text{SpH}}) \quad (33)$$

Gleichung (29) wird in die Nebenbedingungen integriert und beinhaltet den Zusammenhang zwischen der resultierenden Spannung  $\mathbf{u}_{\text{opt,K}}$  nach der Optimierung, welche mit Hilfe der Ladeleistungen  $\mathbf{p}_{\text{E-Kfz}}$  sowie der Sensitivität  $\mathbf{E}$  erreicht wird. Das Ergebnis der Optimierung ergibt bei einer Unsymmetrie eine vollständige Symmetrierung oder bei einer Verletzung des Spannungsbandes (Spannungshaltung) eine maximale Spannungs-kompensation durch die Ladeleistung  $\mathbf{p}_{\text{E-Kfz}}$ .

Zur Eingrenzung des Lösungsraumes werden in den Nebenbedingungen die leistungsbe-grenzenden Parameter der Ladeinfrastruktur ( $P_{\text{LIS}}$ ) hinterlegt. Der stellbare Leistungsbe-reich liegt zwischen positiver und negativer Bezugsleistung der Ladeinfrastruktur, unter Berücksichtigung der maximalen Schiefast (Differenz der Leistung zwischen zwei Pha-sen)  $P_{\text{SL}}$  (34).

$$\mathbf{p}_{\text{E-Kfz}} = \begin{cases} \frac{-P_{\text{LIS}}}{3} \leq P_{\text{E-Kfz},i} \leq \frac{P_{\text{LIS}}}{3} \\ -P_{\text{SL}} \leq P_{\text{E-Kfz},1} - P_{\text{E-Kfz},2}, P_{\text{E-Kfz},2} - P_{\text{E-Kfz},1}, P_{\text{E-Kfz},2} - P_{\text{E-Kfz},3} \leq P_{\text{SL}} \\ \text{sgn}(P_{\text{E-Kfz},1}) = \text{sgn}(P_{\text{E-Kfz},2}) = \text{sgn}(P_{\text{E-Kfz},3}) \end{cases} \quad (34)$$

Die drei Wirkleistungssollwerte müssen dabei einheitlich positiv oder negativ sein, um gleichzeitiges Laden und Entladen der Batterie zu verhindern.

Die eigenständige Handlung des E-Kfz zur Aktivierung der Symmetrierung, Spannungshaltung oder einer Zwangsladung vor einer Abfahrt, erfordert eine Anpassung des Ladeverfahrens bzw. des Ladezeitpunktes und steht im Zusammenhang zum Ladezustand  $SoC$  der Fahrzeugbatterie. Die Nachbildung des  $SoC$  erfolgt über ein bilanzielles  $SoC$ -Model (35) und berechnet die Änderung des  $SoC$  in einem Simulationszeitschritt von 1 min (Index sim) zum vorherigen. Das  $SoC$ -Model wird in die Optimierung als Nebenbedingung integriert.



In Abhängigkeit des *SoC* kann somit nicht die gesamte nutzbare Kapazität für die Erbringung von Dienstleistungen durch die Drosslung der Ladeleistung verwendet werden. Die Untergliederung der Funktionen in Abhängigkeit zum *SoC* sowie deren Erläuterung erfolgen im folgenden Kapitel.

### 3.3 Funktionen der Spannungsoptimierung und Nebenbedingungen

In diesem Kapitel werden die einzelnen Dienstleistungen  $A_{G2V,Sym}$ ,  $B_{V2G,Sym}$ ,  $C_{G2V,SpH}$  oder  $D_{G2V,Sym}$  detailliert beschrieben sowie deren Aktivierung und zugehörige Grenzwerte erläutert (Kapitel 3.3.1 und 3.3.2). Darauf aufbauend wird gezeigt, wie die genannten Parameter in den Nebenbedingungen der Optimierung berücksichtigt werden. Die Verifizierung der Funktionen erfolgt an einem Teststrang. Abbildung 3.4 zeigt eine Übersicht der Dienstleistungen, die im Rahmen der Spannungsoptimierung umgesetzt werden können.

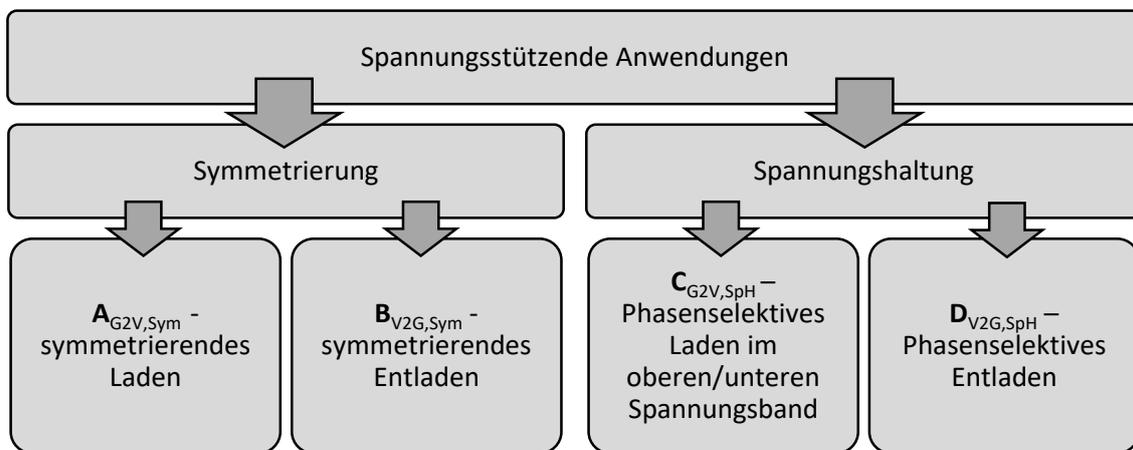


Abbildung 3.4 Spannungstützende Anwendungen des E-Kfz.

Abbildung 3.5 zeigt exemplarisch die Standzeit eines E-Kfz in drei Bereiche aufgeteilt sowie den Ladezustand. Bereich 1 umfasst das Vorhalten der spannungstützenden Dienstleistungen, welche schematisch nebeneinander dargestellt werden und unabhängig voneinander abgerufen werden können.

In Bereich 2 erfolgt ein Zwangsladevorgang, um den Batteriespeicher unmittelbar vor der Abfahrt nahezu vollständig zu laden und Bereich 3 enthält die Konstanzspannungsphase.

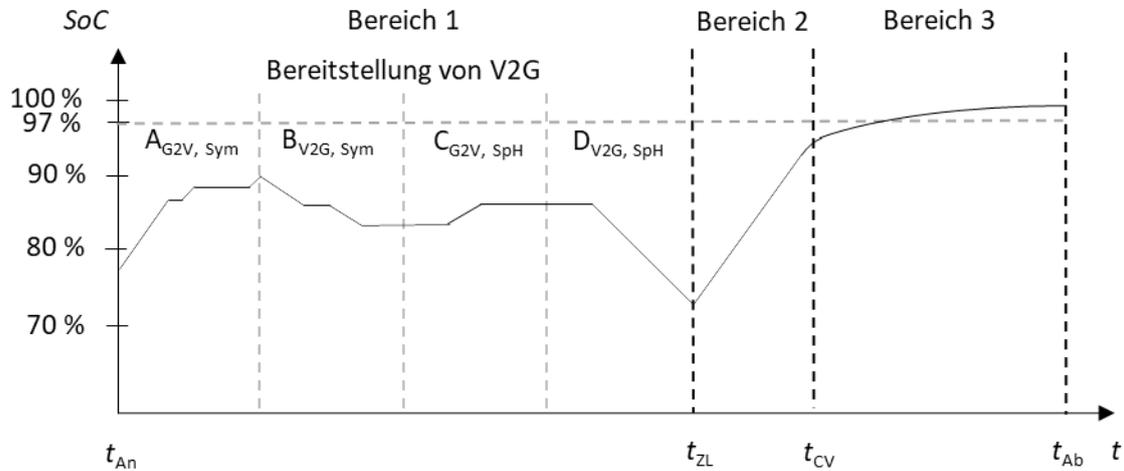


Abbildung 3.5 Übersicht des optimierten Lademanagements.

Nach Anschluss des E-Kfz an die Ladeinfrastruktur zum Zeitpunkt  $t_{An}$  steht das Fahrzeug für spannungsstützende Anwendungen zur Verfügung. Im Bereich 1 können die Dienstleistungen  $A_{G2V, Sym}$ ,  $B_{V2G, Sym}$ ,  $C_{G2V, SpH}$  oder  $D_{G2V, SpH}$ , zur Symmetrierung der Spannung sowie zur Spannungshaltung angeboten und beliebig, in Abhängigkeit zum aktuellen Netzzustand, abgerufen werden. Vor Abfahrt des E-Kfz zum Zeitpunkt  $t_{ZL}$  (vgl. Abbildung 3.5) erfolgt eine Zwangsladung mit Bezugsleistung (Bereich 2), um den  $SoC$  zu erhöhen und die Nutzung des E-Kfz nicht einzuschränken. Grundlegend wird für das Lademanagement eine minimale und maximale  $SoC$ -Grenze der nutzbaren Kapazität definiert (36), welche in Abhängigkeit der Anwendungen (Bereich 1 bzw. Anwendung A, B, C oder D) spezifisch eingegrenzt werden kann.

$$0 \% \leq SoC_t \leq 95 \% \quad (36)$$

Im Anschluss an die Konstantstromphase des CCCV-Ladeverfahrens (Bereich 1 und 2), folgt die Konstantspannungsphase (von  $t_{CV}$  bis Abfahrt  $t_{Ab}$ ) zwischen einem  $SoC$  von 95 % bis 97 % (Bereich 3). Abbildung 3.3 zeigt quantitativ, dass der Ladestrom während der Konstantspannungsphase bis zu einer C-Rate von  $\frac{C}{20}$  stetig abnimmt. Daher benötigen die verbleibenden 3 % des  $SoC$  in Abhängigkeit von der Nennkapazität ein Vielfaches der Zeit, die während der Konstantstromphase aufgebracht werden muss.

Im Rahmen der Aktivierung von Dienstleistungen kann es zur Überschneidung der Anwendungen kommen. Daher erfolgt eine Priorisierung der Anwendungen beginnend mit der höchsten Priorität.

1. Das Halten des oberen und unteren Spannungsbandes ( $\mathbf{C}_{G2V,SpH}$  und  $\mathbf{D}_{V2G,SpH}$ ), wird mit der höchsten Priorität eingestuft, da bei Verletzung des Spannungsbandes ein systemkritischer Zustand eintritt und eine Einschränkung der Versorgungssicherheit droht.
2. Symmetrierung der Phasenspannungen ( $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  und  $\mathbf{B}_{V2G,Sym}$ ) erhält Priorität zwei, um die Einhaltung von DIN 15160 zu gewährleisten. Eine Verletzung des Unsymmetriekriteriums führt z. B. zu einem verlustbehafteten Netzbetrieb oder zu Problemen bei Lasten mit Drehfeld, allerdings muss sie nicht zu einer Versorgungsunsicherheit führen.
3. Spannungsstützendem Laden ( $\mathbf{C}_{G2V,SpH}$ ) wird die Priorität drei zugeordnet. Ziel ist es, Spannungshaltung durch den Effekt der Symmetrierung zu betreiben. Durch das Laden in einer weniger stark belasteten Phase wird indirekt über den Sternpunkt die Spannung auf der kritischen Phase angehoben. Somit kann vor der Spannungshaltung durch Rückspeisung eine Form der Spannungshaltung erbracht werden.

Die einzelnen Funktionen werden in Kapitel 3.3.1 beschrieben und die Funktionsweise wird an einem Teststrang aufgezeigt. Der Teststrang besteht aus einem Netzanschlusspunkt (NAP, Abbildung 3.6) und einer „langen“ Leitung ( $l=1$  km). Aufgrund der Leitungslänge besitzt die Leitung eine hohe Impedanz und es zeigt sich ein starker Einfluss auf die Spannung. Die Leitung ist vom Typ NAYY mit 4 mal 150 mm<sup>2</sup> und besitzt die Leitungsbeläge  $R'_L = 0,2 \frac{\Omega}{\text{km}}$ ,  $X'_L = 0,08 \frac{\Omega}{\text{km}}$ ,  $C'_L = 830 \frac{\text{nF}}{\text{km}}$ . Die Leitung vom Netzanschlusspunkt zur Ladeinfrastruktur beträgt 3 m, ist vom Typ NAYY mit 4 mal 35 mm<sup>2</sup> und kann vernachlässigt werden. Die Bezugsleistung der Ladeinfrastruktur beträgt 11 kW und das E-Kfz besitzt eine Kapazität von 40 kWh.

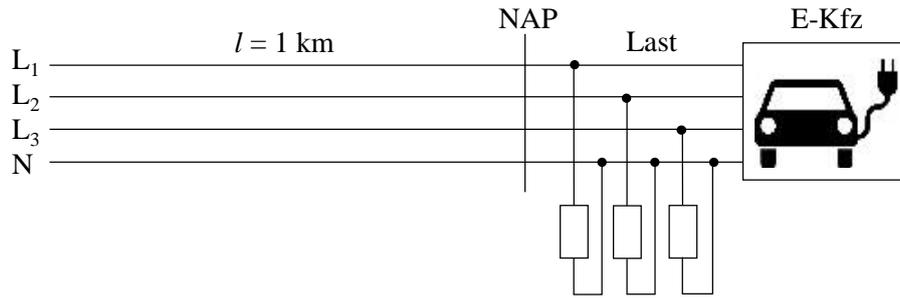


Abbildung 3.6 Übersicht des Teststrang.

Am Netzanschlusspunkt werden eine elektrische Last sowie ein angeschlossenes E-Kfz berücksichtigt. Die Last ist bis Minute drei symmetrisch und stellt somit keinen kritischen Einfluss auf das Testnetz dar. Ab Minute drei stellt sich eine individuelle Last  $p_{\text{Last}}$  (Last, in den folgenden Kapiteln beschrieben) ein, sodass die Funktion der spannungsstützenden Anwendungen aus Bereich 1 zum Tragen kommen. Die einzelnen Dienstleistungen werden unabhängig voneinander aufgezeigt. Dabei sei angemerkt, dass die Entscheidung für ein Testnetz mit einer hohen Sensitivität bewusst getroffen wurde, um einen hohen Einfluss der Wirkleistung auf die Spannung zu erzeugen. Somit kann mit kleinen Ladeleistungen ein großer Effekt zur Verifizierung dargestellt werden. Die simulativen Betrachtungen an einem realen Niederspannungsnetz werden im Kapitel 5 dargestellt.

### 3.3.1 Symmetrierung, Bereich 1 – $A_{G2V, \text{Sym}}$ und $B_{V2G, \text{Sym}}$

Die Steuerung zwischen Lade- und Entladevorgang für die Symmetrierung erfolgt über die binäre Variable  $\sigma_{\text{Sym}}$ . Nach Anschluss des E-Kfz an eine LIS gilt initial  $\sigma_{\text{Sym}} = 0$  und begrenzt den Lösungsbereich auf einen positiven Wirkleistungsstellbereich (Laden) der Ladeinfrastruktur ( $P_{\text{LIS}}$ ). Mit  $\sigma_{\text{Sym}} = 1$  wird der negative Wirkleistungsstellbereich (Entladen) der Ladeinfrastruktur begrenzt (37).

$$\sigma_{\text{Sym}} = \begin{cases} 0, & \text{für } SoC < 85 \%, \quad \text{wobei } 0 \leq P_{\text{E-Kfz},i} \leq \frac{P_{\text{LIS}}}{3} \\ \sigma_{\text{Sym},t-1}, & \text{für } 85 \% < SoC < 95 \% \\ 1, & \text{für } SoC \geq 95 \%, \quad \text{wobei } -\frac{P_{\text{LIS}}}{3} \leq P_{\text{E-Kfz},i} \leq 0 \end{cases} \quad (37)$$

$\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  beschreibt die Symmetrierung der Spannungen zwischen den Phasen mittels eines Ladevorgangs. Kommt es zu einer Aktivierung von  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$ , erfolgt eine Optimierung der Spannungen nach (30). Das Ziel der Minimierung ist eine volle Symmetrierung der Spannungen untereinander. Somit ergibt sich eine Ladeleistung in (29), welche in Abhängigkeit zu den Restriktionen der Nebenbedingungen steht und eine Ladeleistung zur Symmetrierung liefert. Die Kriterien für die Verletzung der Unsymmetrie liegen bei  $VUF \geq 2\%$  während eines Zeitraumes von 10 Minuten oder einmalig bei  $VUF \geq 4\%$  [13]. Die Aktivierung von  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  erfolgt bei  $VUF \geq 1\%$ , um den Ladevorgang durch G2V zu forcieren, das elektrische Netz frühzeitig zu stützen und Netzverluste zu minimieren [30]. Gleichung (38) führt durch die Nebenbedingung während eines  $VUF$  kleiner 1% zu einer festgelegten Ladeleistung, was keinerlei Lösungsraum für eine Symmetrierung der Spannung bietet.

$$P_{E-Kfz,i} = 0, \quad \text{für } VUF < 1\% \quad (38)$$

Für einen  $VUF \geq 1\%$  gilt die allgemeingültige Eingrenzung der Ladeleistung in (34) sowie die Eingrenzung durch (37). Die Symmetrierung kann bis zum Erreichen der Konstantspannungsphase der Batteriezellen erbracht werden. Abbildung 3.7 zeigt die Funktion des Algorithmus an dem definierten Teststrang. Zu sehen sind die Phasenspannungen mit ( $U_{opt,Li}$ ) und ohne ( $U_{Li}$ ) Symmetrierung der Spannungen im Zeitabschnitt A.

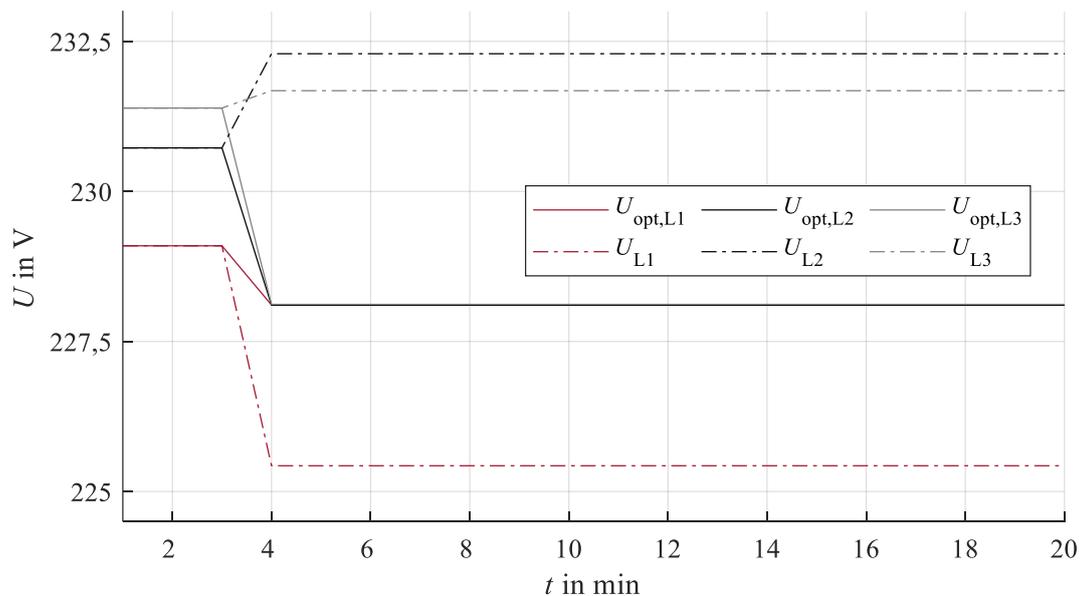


Abbildung 3.7 Funktion des Algorithmus  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$ .

Ab Minute drei ändert sich die Last über Phase eins, so dass eine maximale Spannungsabweichung zwischen L1 und L3 von 7 V entsteht. Mit einer Anpassung der Wirkleistungswerte des E-Kfz auf  $p_{\text{E-Kfz}} = [0 \text{ W}, 2997 \text{ W}, 2503 \text{ W}]$  erfolgt eine vollständige Spannungssymmetrierung der Phasenspannungen. Dabei ist anzumerken, dass aufgrund des einzelnen Stranges Leistungsänderungen einen höheren Einfluss besitzen, als es bei herkömmlichen Netzgebieten der Niederspannung der Fall ist. Als limitierende Faktoren für die Symmetrierung sind die Bezugsleistung der Ladeinfrastruktur oder die zulässige Schiefllast zu nennen.

$B_{\text{V2G,Sym}}$  steht für die Rückspeisung von Wirkleistung in das elektrische Netz mit dem Ziel der Symmetrierung. [54] zeigt, dass häufig kurze Distanzen mit Fahrzeugen zurückgelegt werden. Resultat ist ein hoher *SoC* nach der Rückkehr des E-Kfz, so dass G2V lediglich für kurze Zeit angeboten werden kann. Eine Verlängerung des Zeitraums für die Bereitstellung der Symmetrierung kann durch das Entladen erfolgen. Mit  $\sigma_{\text{Sym}} = 1$  wird der Wirkleistungsstellbereich auf negative Leistungen begrenzt und mit dem Ziel der Minimierung der Spannungsabweichung nach (30) optimiert. Aus (29) wird der Zusammenhang zu den Ladeleistungen hergestellt und eine Ladeleistung für maximale Symmetrierung unter den gegebenen Nebenbedingungen ermittelt. Abbildung 3.8 zeigt den Spannungsverlauf der Spannungen  $U_{\text{opt},Li}$  sowie  $U_{Li}$ .

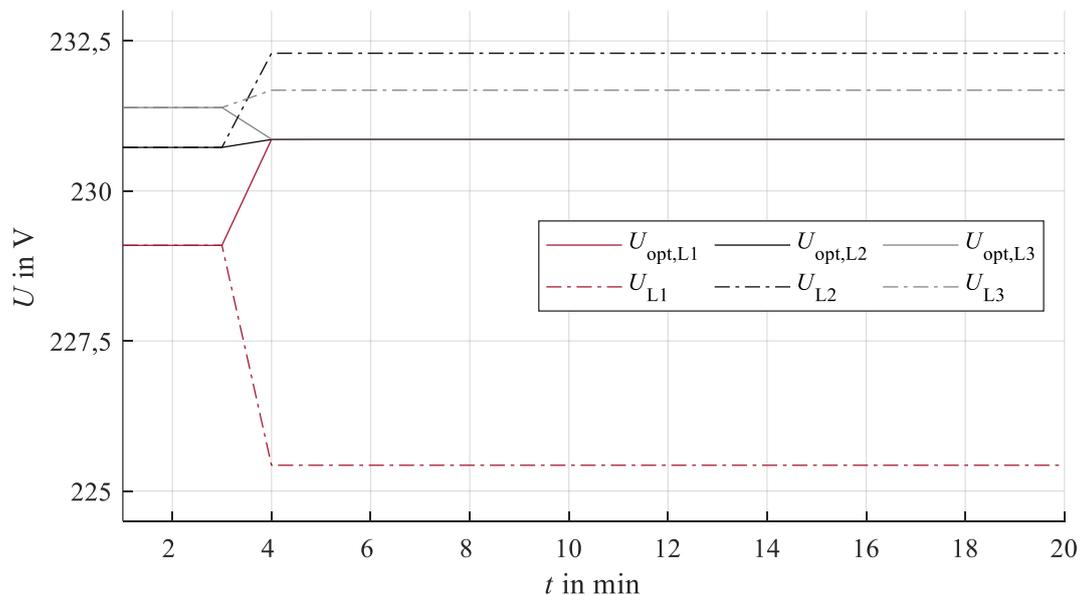


Abbildung 3.8 Funktion des Algorithmus  $B_{\text{V2G,Sym}}$ .

Die optimierte Rückspeisung durch das E-Kfz mit  $p_{E-Kfz} = [-2998 \text{ W}, 0 \text{ W}, -498 \text{ W}]$  sorgt für eine Symmetrierung der Spannungen. Für die Aktivierung der Symmetrierung ist (38) ausschlaggebend. Wird im Rahmen von  $A_{G2V,Sym}$  ein  $SoC$  von 95 % erreicht, erfolgt die Aktivierung von  $B_{V2G,Sym}$ , wobei  $\sigma_{Sym} = 1$  bis zu einem  $SoC$  von 85 % bestehen bleibt (vgl. (37)). Im Anschluss kann die Dienstleistung der Symmetrierung durch  $A_{G2V,Sym}$  ( $\sigma_{Sym} = 0$  von  $SoC = 85 \% - 95 \%$ ) erbracht und der Vorgang bis zum Erreichen von  $t_{ZL}$  wiederholt werden.

Ziel ist es, einen hohen  $SoC$  zu halten, um vor der Abfahrt eine möglichst kurze Zwangsladungsphase mit herkömmlichem Netzbezug durchzuführen. Wird die Batterie aufgrund eines instabilen Netzzustandes vollständig entladen, muss ein Ladevorgang über die gesamte Kapazität der Batterie ohne einen netzdienlichen Nutzen erfolgen. Weiterhin kommt es bei einer vollständigen Entladung der Batterie zu einer höheren Belastung durch zusätzliche Zyklen und ist somit ineffizient.

### 3.3.2 Spannungshaltung, Bereich 1 – $C_{G2V,SpH}$ und $D_{V2G,SpH}$

Das Erbringen der Spannungshaltung wird in Abhängigkeit von der aktuellen Spannung  $u_{LIS}$  für die unterschiedlichen Anwendungen aktiviert. Die gleichzeitige Erbringung von Spannungshaltung und Symmetrierung verringert, aufgrund der Kopplung der Phasen untereinander, die Effizienz der Anwendungen (z. B. Rückspeisung auf einer gering belasteten Phase, vgl. Kapitel 3.3). Mit Hilfe der binären Variable  $c$  wird eine Symmetrierung während der Erbringung der Spannungshaltung nicht berücksichtigt. In (39) wird die Steuerung von Ladevorgang ( $\sigma_{SpH} = 0$ ) und Entladevorgang ( $\sigma_{SpH} = 1$ ) mit entsprechenden Restriktionen für die Ladeleistung aufgezeigt und der Lösungsraum im Rahmen der Nebenbedingungen eingegrenzt.

$$\sigma_{SpH} = \begin{cases} 0, & \text{für } U_{LIS,i} \geq U_{SpH,ref,o}, & \text{wobei } 0 \leq P_{E-Kfz,i} \leq \frac{P_{Lis}}{3} \\ 0, & \text{für } U_{LIS,i} > U_{SpH,ref,u}, & \text{wobei } 0 \leq P_{E-Kfz,i} \leq \frac{P_{Lis}}{3} \\ 1, & \text{für } U_{LIS,i} \leq U_{SpH,ref,u}, & \text{wobei } -\frac{P_{Lis}}{3} \leq P_{E-Kfz,i} \leq 0 \text{ und } c = 0 \end{cases} \quad (39)$$

In den Untergliederungen zu  $C_{G2V,SpH}$  und  $D_{V2G,SpH}$  werden die Aktivierung sowie die Referenzspannungswerte als Zielwerte der Spannungshaltung festgelegt und erläutert.

Als Grundlage dienen Abbildung 2.5 und die aufgezeigte Einteilung des Spannungsbandes für starr gekoppelte Transformatoren in ein gemeinsames Spannungsband für Mittel- und Niederspannung. Zur Verdeutlichung der Grenzwerte werden sowohl der obere, als auch der untere Bereich des Spannungsbandes in Abbildung 3.9 dargestellt.

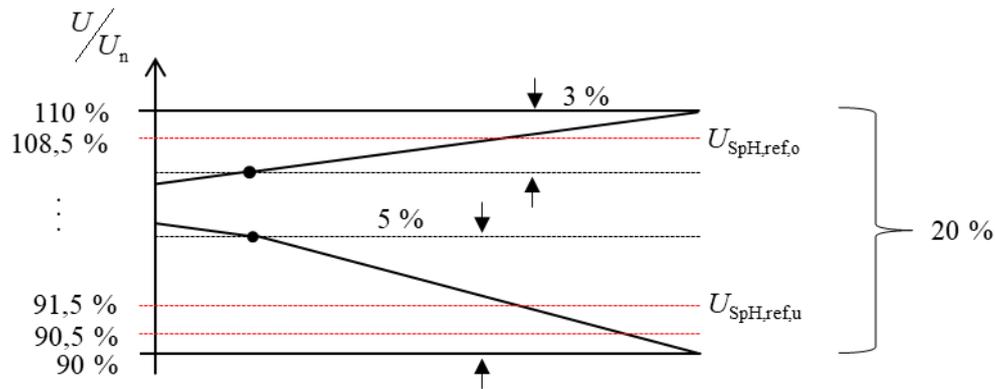


Abbildung 3.9 Spannungsgrenzen der Niederspannung, nach [37].

$C_{G2V,SpH}$  untergliedert sich nach dem Laden im Rahmen der Spannungshaltung am oberen Ende des Spannungsbandes ( $U_{LIS,i} > U_n \cdot 107\%$ ), z. B. durch starke PV-Einspeisung sowie durch das Laden am unteren Ende des Spannungsbandes. Dabei wird die Kopplung der Phase über den N-Leiter während einer Unsymmetrie (wobei  $VUF < 1\%$ ) genutzt, um symmetrierend zu laden und den definierten Referenzwert zu erreichen. Gleichung (40) setzt die Ladeleistung innerhalb der definierten Spannungsgrenzen auf null – es erfolgt keine Spannungshaltung. Die Aktivierung von  $C_{G2V,SpH}$  erfolgt außerhalb der Grenzwerte durch (39).

$$P_{E-Kfz} = \begin{cases} 0, & \text{für } U_{LIS,i} < U_n \cdot 108,5\% \quad \forall i \\ 0, & \text{für } U_n \cdot 91,5\% < U_{LIS,i} \quad \forall i \end{cases} \quad (40)$$

Die obere Spannungsgrenze des Spannungsbandes wird durch den zulässigen Spannungsanstieg im Niederspannungsnetz von 3 % limitiert (107 % bis 110 % von  $U_n$ , vgl. Kapitel 2.2). Ein Ladevorgang weist keinerlei Nachteile für das E-Kfz auf, begünstigt die Erhöhung des  $SoC$  und trägt zur Stabilisierung des elektrischen Netzes bei. Die Aktivierung des Ladevorgangs der oberen Spannungsgrenze erfolgt somit ab 1,5 % des Spannungsanstiegs (gesamtheitlich 108,5 % von  $U_n$ , Abbildung 3.9) (41). Der reservierte Bereich für den Spannungsabfall über den Leistungen im Niederspannungsnetz beträgt 5 % (90 % bis 95 % von  $U_n$ , vgl. Kapitel 2.2).

Ab Erreichen eines Spannungsabfalls größer 3,5 % auf einer Phase, erfolgt das Laden über die anderen Phasen und stellt somit eine Form der Spannungshaltung, über die Kompensation der Sternpunktverschiebung, dar. Als Referenzwert wird  $U_{\text{SpH,ref,u}}$  von 3,5 % festgelegt und entspricht einer Gesamtabweichung von 8,5 % von  $U_n$  (Abbildung 3.9) (42).

$$U_{\text{SpH,ref,o}} = U_n \cdot 108,5 \% \quad (41)$$

$$U_{\text{SpH,ref,u}} = U_n \cdot 91,5 \% \quad (42)$$

Abbildung 3.10 zeigt den Spannungsverlauf mit und ohne Spannungshaltung für den oberen Bereich des Spannungsbandes begrenzt durch  $U_{\text{SpH,ref,o}}$ . Initial bestehen eine Erzeugung von  $\mathbf{p}_{\text{Last},t=1\text{min}} = [-18.000 \text{ W}, -17.000 \text{ W}, -16.000 \text{ W}]$  sowie der Wechsel ab Minute drei auf  $\mathbf{p}_{\text{Last},t=3\text{min}} = [-22.000 \text{ W}, -20.000 \text{ W}, -18.000 \text{ W}]$ .

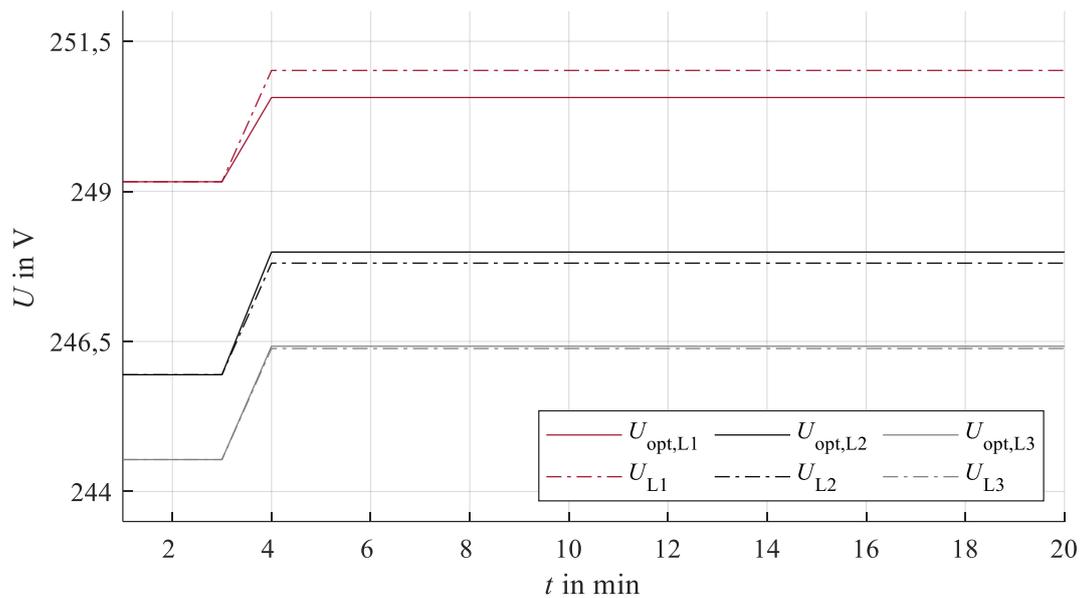


Abbildung 3.10 Funktion 1 des Algorithmus  $C_{\text{G2V,SpH}}$ .

Durch (31) wird die Differenz zwischen dem Referenzwert ( $U_{\text{SpH,ref,o}} = 250,6 \text{ V}$ ) und der aktuellen Spannung  $u_{\text{LIS}}$  gebildet. (32) summiert die Abweichung je Phase über  $h_i$  (31), so dass durch die Minimierung der Zielfunktion (33) und die Berücksichtigung der Nebenbedingungen, im besonderen (40), eine optimale Ladeleistung bestimmt wird. Im

Rahmen der Spannungshaltung kann durch das Laden mit  $\mathbf{p}_{E\text{-Kfz}} = [242 \text{ W}, 0 \text{ W}, 0 \text{ W}]$  die Spannung auf Phase eins auf den Referenzwert von 250,6 V reduziert werden.

Der Einsatz von  $\mathbf{C}_{G2V,SpH}$  im unteren Spannungsbereich wird in Abbildung 3.11 dargestellt. Im Rahmen der Optimierung der Spannungshaltung kommen Gleichung (31), welche die Differenz zu der unteren Referenzspannung von  $U_{SpH,ref,u} = 211,3 \text{ V}$  berechnet und Gleichung (32), welche die Summe der Differenzen beschreibt, zum Einsatz.

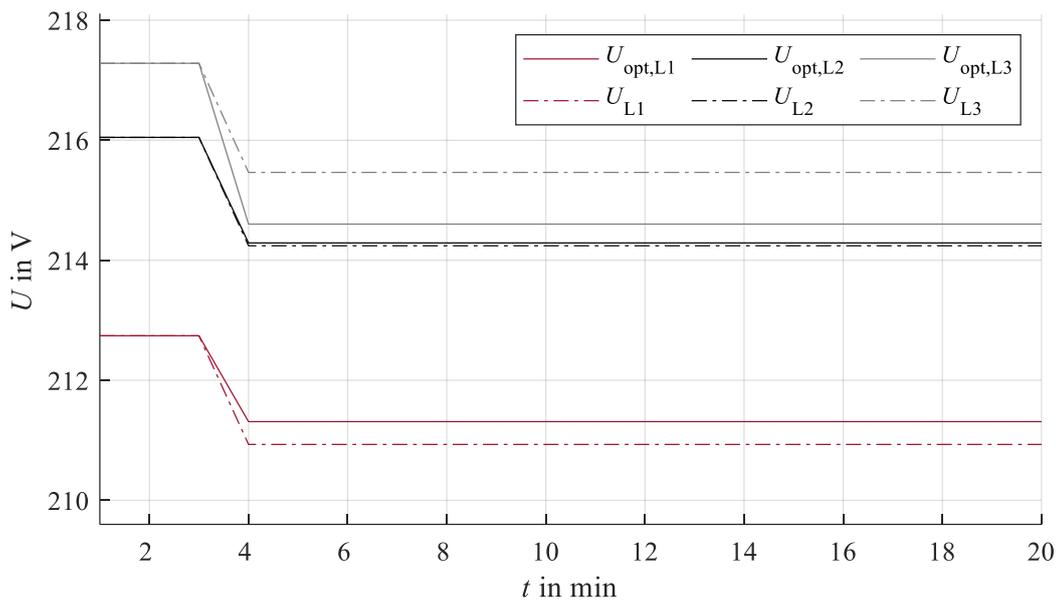


Abbildung 3.11 Funktion 2 des Algorithmus  $\mathbf{C}_{G2V,SpH}$ .

Die Last in Minute eins beträgt  $\mathbf{p}_{Last,t=1min} = [18.000 \text{ W}, 17.000 \text{ W}, 16.000 \text{ W}]$  und wechselt auf  $\mathbf{p}_{Last,t=3min} = [20.000 \text{ W}, 19.000 \text{ W}, 18.000 \text{ W}]$ .  $U_{SpH,ref,u} = 211,3 \text{ V}$  wird auf Phase eins unterschritten. Es folgt eine Optimierung der Ladeleistung auf  $\mathbf{p}_{E\text{-Kfz}} = [0 \text{ W}, 0 \text{ W}, 474 \text{ W}]$  mit dem Resultat, dass die Spannung auf Phase eins durch das Laden auf Phase drei auf  $U_{SpH,ref,u}$  angehoben wird. Die Unterstützung der Spannungshaltung durch das Laden stellt eine Art der Symmetrierung dar, wobei der Nullleiterstrom anteilig durch Symmetrierung kompensiert wird, allerdings das gewählte Kriterium der Unsymmetrie von  $VUF \leq 1 \%$  nicht vorliegt.

Bereich 1 –  $\mathbf{D}_{V2G,SpH}$  im Rahmen der Spannungshaltung erfolgt die Rückspeisung von Wirkleistung. Diese Dienstleistung ist lediglich temporär, unmittelbar vor Verletzung des Spannungsbandes zu aktivieren, um eine zusätzliche, zyklische Alterung der Batterie zu vermeiden.

Der zulässige Spannungsabfall über den Leitungen von 5 % wird von den Netzbetreibern vorgehalten. Die Aktivierung der Spannungshaltung wird auf einem Grenzwert von 4,5 % des zulässigen Spannungsfalls von 5 % (Gesamtheitlich 90,5 % von  $U_n$ , entspricht 209 V, Abbildung 3.9) im Niederspannungsnetz festgelegt. Als Referenz ( $U_{SpH,ref,u}$ ) dient weiterhin (42). In Abbildung 3.12 ist die Funktion der Spannungshaltung durch V2G dargestellt.

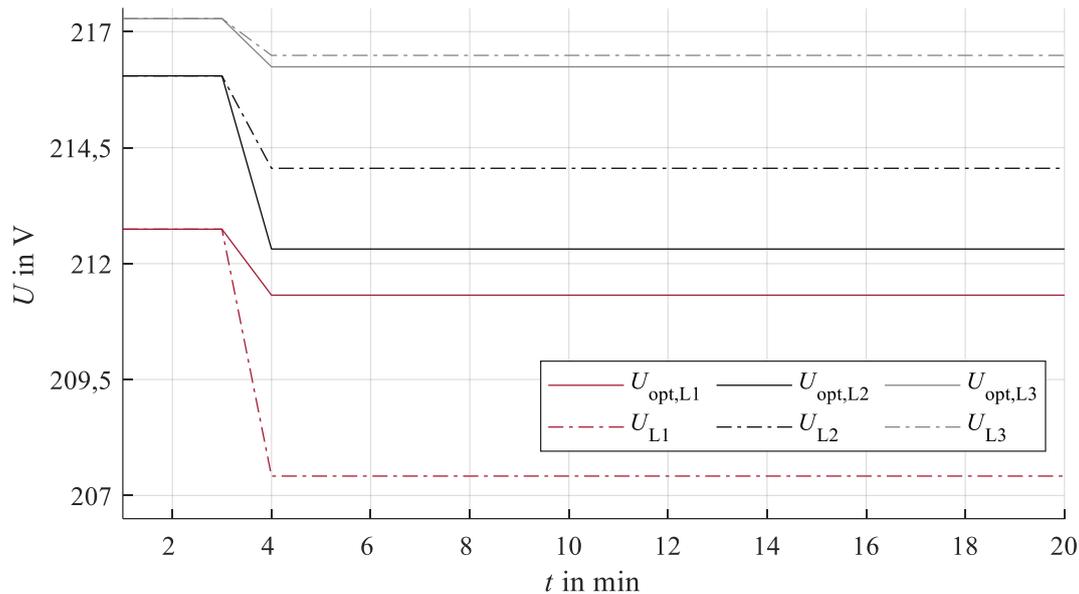


Abbildung 3.12 Funktion des Algorithmus  $D_{V2G,SpH}$ .

Ab Minute drei kommt es zu einer Änderung der Last von  $\mathbf{p}_{Last,t=1min} = [18.000 \text{ W}, 17.000 \text{ W}, 16.000 \text{ W}]$  auf  $\mathbf{p}_{Last,t=3min} = [22.000 \text{ W}, 20.000 \text{ W}, 18.000 \text{ W}]$ . Die Aktivierung der Spannungshaltung durch  $D_{V2G,SpH}$  erfolgt mit dem Unterschreiten von  $U_{SpH,ref,u}$ , aktiviert  $\sigma_{SpH} = 1$  und erweitert den Lösungsraum von positiven Ladeleistungen auf negative Ladeleistungen des E-Kfz  $\mathbf{p}_{E-Kfz}$  (39). Mit  $c = 0$  wird eine mögliche Symmetrierung über (30) ignoriert, da das Rückspeisen von Leistung im Rahmen der Spannungshaltung entgegenwirkt und bereits stark belastete Phasen zusätzlich belastet. Mit (31) wird die Differenz von  $\mathbf{u}_{LIS}$  ab dem Referenzwert bestimmt und über (32), (33) minimiert. Eine Leistung von  $\mathbf{p}_{E-Kfz} = [-2.155 \text{ W}, 0 \text{ W}, 0 \text{ W}]$  des E-Kfz auf Phase eins verursacht einen Anstieg der Spannung bis zum Referenzwert von 211,3 V.

Tabelle 2 fasst die Anwendungen mit ihren Funktionen, Aktivierungen und Grenzwerten zusammen.

Tabelle 2 Zusammenfassung der Funktionen zur Symmetrierung und Spannungshaltung

Dienstleistung	Aktivierung	Referenzwert	Ziel
<b>A</b> <sub>G2V,Sym</sub>	$VUF \geq 1 \%$	$VUF = 0 \%$	Kompensation von Unsymmetrie, Erhöhung des <i>SoC</i> durch G2V
<b>B</b> <sub>V2G,Sym</sub>	$VUF \geq 1 \%$	$VUF = 0 \%$	Erweiterte Bereitstellung des Ausgleichs von Unsymmetrie, eingeschränkter <i>SoC</i> -Bereich zur Meidung von hoher zyklischer Belastung, V2G
<b>C</b> <sub>G2V,SpH</sub>	$U_{LIS,i} \geq 250,6 \text{ V}$ (108,5 % · $U_n$ )	$U_{SpH,ref,o} = 250,6 \text{ V}$	Spannungshaltung im oberen Spannungsband, Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Erhöhung des <i>SoC</i> durch G2V
<b>C</b> <sub>G2V,SpH</sub>	$U_{LIS,i} < 211,3 \text{ V}$ (91,5 % · $U_n$ )	$U_{SpH,ref,u} = 211,3 \text{ V}$	Unterstützung der Spannungshaltung im unteren Spannungsband durch Ausgleich von möglicher Symmetrie Erhöhung des <i>SoC</i> durch G2V
<b>D</b> <sub>V2G,SpH</sub>	$U_{LIS,i} \leq 209 \text{ V}$ (90,5 % · $U_n$ )	$U_{SpH,ref,u} = 211,3 \text{ V}$	Spannungshaltung im unteren Spannungsband, Gewährleistung der Versorgungssicherheit, Bereitstellung von Reserven durch V2G

## 4 Szenarien und Modellnachbildung

Die Simulation einer unsymmetrischen Lastflussberechnung liefert als Ergebnis Größen, wie z. B. Ströme und Spannungen an den Knotenpunkten im elektrischen Netz, welche zur Beurteilung des entwickelten Algorithmus genutzt werden. Anhand eines Transformatorgebietes wird eine aktuelle sowie eine prognostizierte Durchdringung von PV-Anlagen, Eigenheimspeichern, Wärmepumpen und E-Kfz gezeigt. Das Betrachten der Referenzjahre 2020, 2025 und 2030 zeigt eine variierende Durchdringung sowie den Einfluss auf das elektrische Netz. Ein besonderes Augenmerk liegt auf dem Anschluss von einphasigen Lasten oder Erzeugern. Die drei Szenarien 2020, 2025 und 2030 werden in untergeordnete Trends untergliedert, in denen die Beeinflussung der Phasenfolge betrachtet wird.

### 4.1 Netzmodell und Haushaltslasten

Um die Auswirkung von einphasigen Lasten auf die Spannung darzustellen, wird die Netztopologie eines realen, anonymisierten Transformatorgebietes verwendet, um eine unsymmetrische Lastflussberechnung nach Kapitel 2.3 durchzuführen. Der Transformator versorgt ein Wohngebiet mit Einfamilienhäusern und Wohnblocks. In Niederspannungsnetzen befinden sich Schalter, welche geöffnet und geschlossen werden können, um den Netzbetrieb z. B. zu stabilisieren und Lasten über einen anderen Strang zu versorgen. Abbildung 4.1 zeigt die herkömmliche Betriebsweise des Transformatorgebietes ohne weitere Berücksichtigung von Schaltvorgängen im laufenden Betrieb.

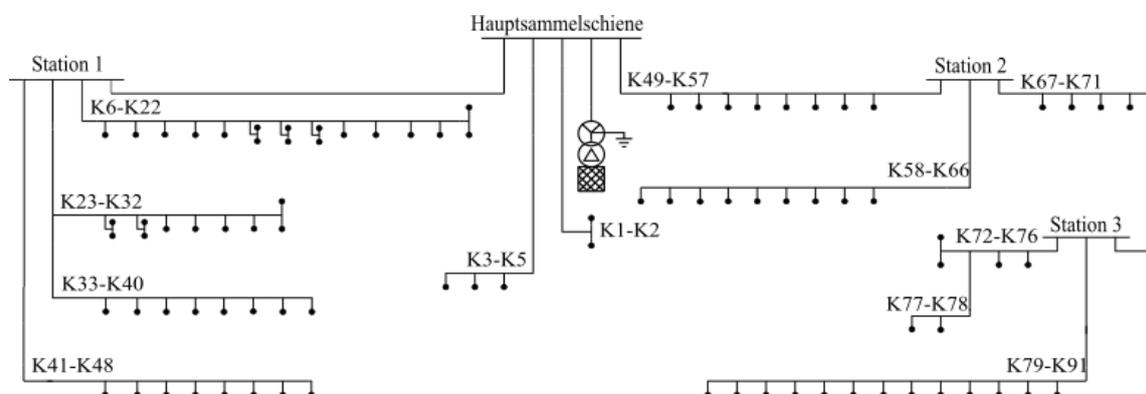


Abbildung 4.1 Niederspannungsnetztopologie des Transformatorgebietes.

Das Transformatorgebiet umfasst einen Dy5-Transformator, vier Stationen, 91 Haushalte sowie Informationen zu den Leitungen des Stranges und den Zuleitungen zu den Haushalten. Die installierten PV-Anlagen, deren Bezugsleistung sowie die Anzahl von zwei E-Kfz sind bekannt. Der angeschlossene Dy5-Transformator sorgt für eine Spannungsübersetzung von der Mittelspannung (Oberspannungsseite) zur Niederspannung (Unterspannungsseite). Von der 10-kV-Oberspannungsseite auf die 400-V-Unterspannungsseite erfolgt ein Wechsel der Dreieckschaltung (ohne N-Leiter) auf eine Sternschaltung (mit N-Leiter), bei der eine Phasenverschiebung von  $150^\circ$  stattfindet. Die Verbindung zwischen dem Transformator, den Stationen sowie den Hausanschlusspunkten erfolgt über Leitungen des Typs NAYY mit 4 mal  $150 \text{ mm}^2$  mit folgenden Leitungsparametern  $R'_L = 0,2 \frac{\Omega}{\text{km}}$ ,  $X'_L = 0,08 \frac{\Omega}{\text{km}}$ ,  $C'_L = 830 \frac{\text{nF}}{\text{km}}$ . Von den Netzanschlusspunkten zu den Hausanschlüssen wird eine geringere Leistung übertragen und somit kann der Leitungsquerschnitt reduziert werden. Für die Verbindung von Netzanschlusspunkt und Hausanschlüssen wird der Leitungstyp NAYY mit 4 mal  $35 \text{ mm}^2$  mit den Parametern  $R'_L = 0,64 \frac{\Omega}{\text{km}}$ ,  $X'_L = 0,084 \frac{\Omega}{\text{km}}$ ,  $C'_L = 670 \frac{\text{nF}}{\text{km}}$  verwendet. Die Lasten stellen 75 Einfamilienhäuser und 16 Wohnblöcke dar. Die Unterteilung nach dem Typ Eigenheim oder Wohnung wirkt sich auf die Höhe der Last sowie den jährlichen Verbrauch aus. Für die Nachbildung des Verbrauchs werden Lastprofile mit einer Auflösung von einer Minute verwendet. Die Lastprofile für Wohngebäude wurden für ein Jahr aufgenommen und im Rahmen einer Analyse in [40] zusammengefasst und veröffentlicht. Alle Lastprofile mit einem jährlichen Stromverbrauch von 1.500 kWh bis 5.000 kWh werden verwendet und einer Personenanzahl nach Tabelle 1 (Kapitel 2.4) zugeordnet. Abbildung 2.7 und Abbildung 2.8 zeigen beispielhaft fünf von 23 Wirk- und Blindleistungslastprofil für die Nachbildung der Haushaltslasten im Transformatorgebiet. Für die Verifizierung des entwickelten Optimierungsalgorithmus wird ein Beispieltag in der Übergangszeit (Anfang Mai) mit vergleichsweise hoher Last über allen Lastprofilen ausgewählt, sodass die Funktion des Algorithmus zum Tragen kommen.

Informationen über die Personenanzahl in einem Haushalt stehen nicht zu Verfügung, so dass diese anhand von Statistiken hergeleitet werden. Die statistische Verteilung der Anzahl von Personen in einem Haushalt wird nach [55] in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3 Verteilung der Personenanzahl je Haushalt [55]

Anzahl Personen	1	2	3	4	5
Gesamtanteil der Personen in %	40,6	34	12,1	9,8	3,5

Es wird angenommen, dass ein Wohnblock aus sechs Parteien besteht. Diese gliedern sich in drei Einpersonenhaushalte, zwei Zweipersonenhaushalte und einen Dreipersonenhaushalt auf. Im Anschluss wird anteilig die verbleibende Anzahl der Personen in Einfamilienhäusern bestimmt und zufällig auf die Einfamilienhäuser in dem Transformatorgebiet verteilt (Anhang A). Zusammengefasst ergibt sich eine Personenanzahl  $n_{\text{Psn}}$  für das Transformatorgebiet von 346. Mit der Information über Einfamilienhaus oder Wohnblock sowie der Anzahl der Personen kann nach Tabelle 1 der Stromverbrauch im Jahr zugeordnet werden. Abschließend wird ein dreiphasiges Lastprofil am entsprechenden Knotenpunkt hinterlegt, um simulativ eine Lastflussberechnung durchzuführen.

## 4.2 Szenarien, Lasten und Erzeuger

Unsymmetrie entsteht durch eine ungleichmäßige Verteilung von Lasten auf die drei Phasen im elektrischen Netz. Somit ist der Netzschluss von PV-Anlagen, Batteriespeichern und E-Kfz ausschlaggebend. Es erfolgt eine Einteilung nach “worst case”, “trend” und “best case” für PV-Anlagen, Batteriespeicher und E-Kfz nach:

- » Worst case - Anschluss der zusätzlichen Lasten und Erzeuger auf Phase eins
- » Trend - Aufteilung von 50 % auf Phase eins sowie jeweils 25 % auf Phase zwei und drei
- » Best case - gleichmäßige Verteilung von 33 % je Phase.

### ***PV-Anlagen***

Aktuell sind fünf PV-Anlagen in dem Transformatorgebiet installiert und vom Netzbetreiber mit Anlagendaten übergeben worden. Die Straßenzüge sind symmetrisch aufgebaut, wobei alle Häuser die gleiche Ausrichtung besitzen.

Die Bezugsleistungen der bestehenden Anlagen liegen zwischen 2,8 kW und 5,9 kW (2,8 kW, 5 kW, 5,2 kW, 4,4 kW und 5,9 kW) und werden über das PU-Profil aus Abbildung 2.9 nachgebildet. Es gibt keine Informationen über den Anschluss (einphasig / dreiphasig) der PV-Anlagen an das elektrische Netz. Es wird davon ausgegangen, dass der Anschluss von Anlagen mit einer Bezugsleistung kleiner der Schieflast von 4,6 kW aus wirtschaftlichen Gründen einphasig erfolgt [56]. Einphasige Wechselrichter benötigen bei gleicher Leistungsklasse weniger Bauteile und sind somit kostengünstiger [56].

Die installierte Leistung von Photovoltaik-Anlagen beträgt in Deutschland im Jahr 2020 ca. 54 GW und wird von etwa 2 Mio. Photovoltaik-Anlagen bereitgestellt [57], [58]. Laut Marktstammdatenregister besitzen ca. 90 % der 2 Mio. PV-Anlagen eine geringere Bemessungsleistung als 35 kW und werden somit im Niederspannungsnetz installiert [58]. Um die Klimaziele zu erreichen, ist in der EEG-Fassung 2021 für das Jahr 2030 ein Ausbauziel von 100 GW installierter PV-Leistung festgeschrieben. Daraus folgt ein jährlicher Zubau von etwa 5 GW neu installierter PV-Leistung [59].

Im Jahr 2020 wurden etwa 4,9 GW in Form von 184.000 neuen Anlagen hinzugebaut [60]. Werden weiterhin 90 % der Anlagen im Niederspannungsnetz installiert, ergibt sich der Zubau nach (43). Aus dem Verhältnis aktueller PV-Anlagen und dem Ausbauziel 2025, bezogen auf 15,9 Mio. Einfamilienhäuser in DE, kann eine Hochrechnung der PV-Durchdringung in den kommenden Jahren erfolgen [61].

$$n_{\text{PV}2025} = \frac{\overbrace{2.000.000 \cdot 90 \%}^{\text{Anlagen aktuell}} + \overbrace{184.000 \cdot 90 \% \cdot 5 \text{ a}}^{\text{Ausbauziel für 2025}}}{\underbrace{15.900.000}_{\text{Einfamilienhäuser}}} = 17 \% \quad (43)$$

Es resultiert eine Durchdringung von PV-Anlagen für Einfamilienhäuser im Jahr 2025 von 17 % und 22 % im Jahr 2030. Die Anlagengröße der PV-Anlagen, welche im Rahmen der Szenarien hinzugefügt werden, orientieren sich an den Bezugsleistungen der aktuell installierten Anlagenleistungen und sind zufällig auf die Einfamilienhäuser im Transformatorgebiet verteilt.

### **Batteriespeicher**

Im Jahr 2020 befindet sich in dem Transformatorgebiet ein Batteriespeicher in Kombination mit einer PV-Anlage, um den Eigenverbrauch im Haushalt abzudecken. Der Batteriespeicher ist dreiphasig angeschlossen, die Kapazität ist nicht bekannt.

Die Batteriespeicher werden durch ein SoC-Modell in der Simulation nachgebildet. Aufgrund der statischen Betrachtung und somit konstanten Leistungswerten, kann (35) um das Integral vereinfacht werden. Dabei werden Lade- und Entladevorgang nach (45) und Kapitel 2.4 eingeleitet, für einen SoC-Bereich im nächsten Zeitschritt von (44).

$$0 \% \leq SoC_t + \frac{P_{Bat,t} \cdot t_{sim}}{C_{Bat}} \leq 100 \% \quad (44)$$

$$P_{Bat,t} = \begin{cases} P_{Last} + P_{PV} & \text{für } |P_{Last} + P_{PV}| \leq P_{Bat,n} \\ P_{Bat,n} & \text{für } |P_{Last} + P_{PV}| > P_{Bat,n} \end{cases} \quad (45)$$

Der Batteriespeicher wird geladen, wenn ein Überschuss an Leistung durch die PV-Produktion besteht ( $P_{PV} > P_{Last}$ ) und der SoC kleiner 100 % ist. Das Entladen erfolgt bei einem SoC größer 0 % (bezogen auf die nutzbare Kapazität) und einer Last ( $P_{PV} < P_{Last}$ ). Gleichung

(45) begrenzt die Lade- und Entladeleistung auf die Bezugsleistung des Wechselrichters ( $P_{Bat,n}$ ). Ist die Last größer als die Bemessungsleistung des Wechselrichters, so erfolgt neben dem Entladen mit Bemessungsleistung zusätzlich der Bezug aus dem Netz  $P_{Netz}$ , um die Last abzudecken (46).

$$P_{Netz} = P_{Last} - P_{PV} - P_{Bat,n} \quad (46)$$

Auf die Nachbildung der Konstantspannungsphase wird bei der Modellierung verzichtet, da der Einfluss auf das elektrische Netz sehr gering ausfällt und keinerlei relevante Ergebnisse durch die Nachbildung erzeugt werden können.

Nach [4] werden 68 % der installierten PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher errichtet. Es ergibt sich eine Gesamtanzahl an Batteriespeichern für das Szenario 2025 von 6 und für das Szenario 2030 von 9. Als Planungskriterium gilt eine Auslegung von „1 : 1“ - Bemessungsleistung des PV-Wechselrichter entspricht der Kapazität des Batteriespeichers [62].

Der Batteriespeicher wird hinsichtlich der Belegung der Phasen identisch zu der PV-Anlage angeschlossen (einphasig / dreiphasig). Die Funktion des Batteriespeichers wird an dem Beispiel von Knoten 35 (Abbildung 4.1) für eine PV-Anlage mit Bemessungsleistung von 4,6 kW sowie einem Batteriespeicher mit einer nutzbaren Kapazität von 4,6 kWh aufgezeigt. Dabei ist in Abbildung 4.2 der residuale Leistungsverlauf  $P_{\text{res}}$  aus  $P_{\text{Last}} + P_{\text{PV}}$  für einen einphasig angeschlossenen Batteriespeicher (oben) und einen dreiphasig angeschlossenen Batteriespeicher (unten) aufgezeigt.

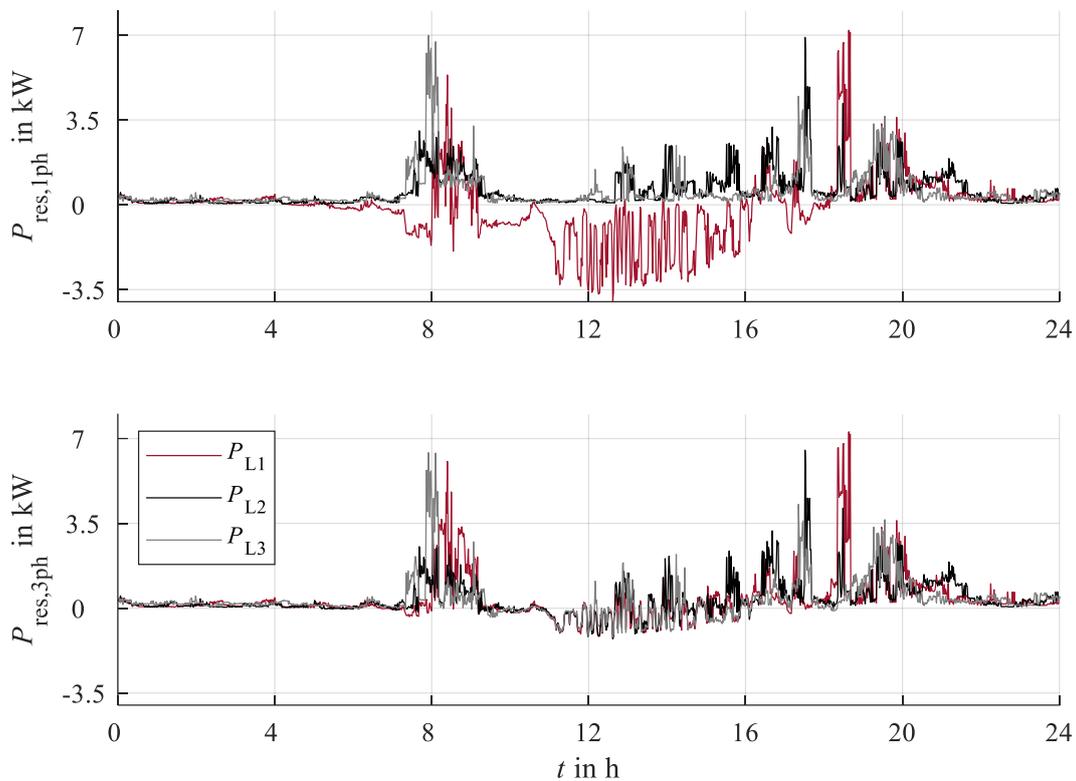


Abbildung 4.2 Vergleich der Residuallast von ein- bzw. dreiphasiger PV-Anlage mit Last.

Im oberen Teil der Abbildung ist zu sehen, dass die PV-Anlage mit einem einphasigen Netzanschluss auf Phase eins zwischen 7 Uhr und 16 Uhr einspeist (negative Leistung am Netzanschlusspunkt), während die Last auf Phase zwei und drei über den Netzbezug abgedeckt ist. Im Gegensatz dazu reduziert sich je Phase die Last während des dreiphasigen Netzanschlusses der PV-Anlage im unteren Teil der Abbildung, bis es zur Netzeinspeisung kommt.

Zwischen 13 Uhr und 16 Uhr kommt es ebenfalls mehrfach zu dem Szenario, dass auf einer Phase Leistung durch die PV-Erzeugung ins Netz zurückgespeist wird, während Leistung auf einer anderen Phase aus dem Netz bezogen wird. Grund dafür ist eine un-symmetrische Last bei einer symmetrischen Erzeugung. Jedoch ist die Höhe der Leistungen im Vergleich zu einer einphasig angeschlossenen PV-Anlage geringer. Abbildung 4.3 zeigt die angepassten Verläufe aus Abbildung 4.2 mit integriertem Batteriespeicher, welcher - identisch zur PV-Anlage - einphasig (oben) und dreiphasig (Mitte) angeschlossen ist. Im unteren Teil der Abbildung wird der Verlauf des  $SoC$  unabhängig vom Netzanschluss dargestellt.

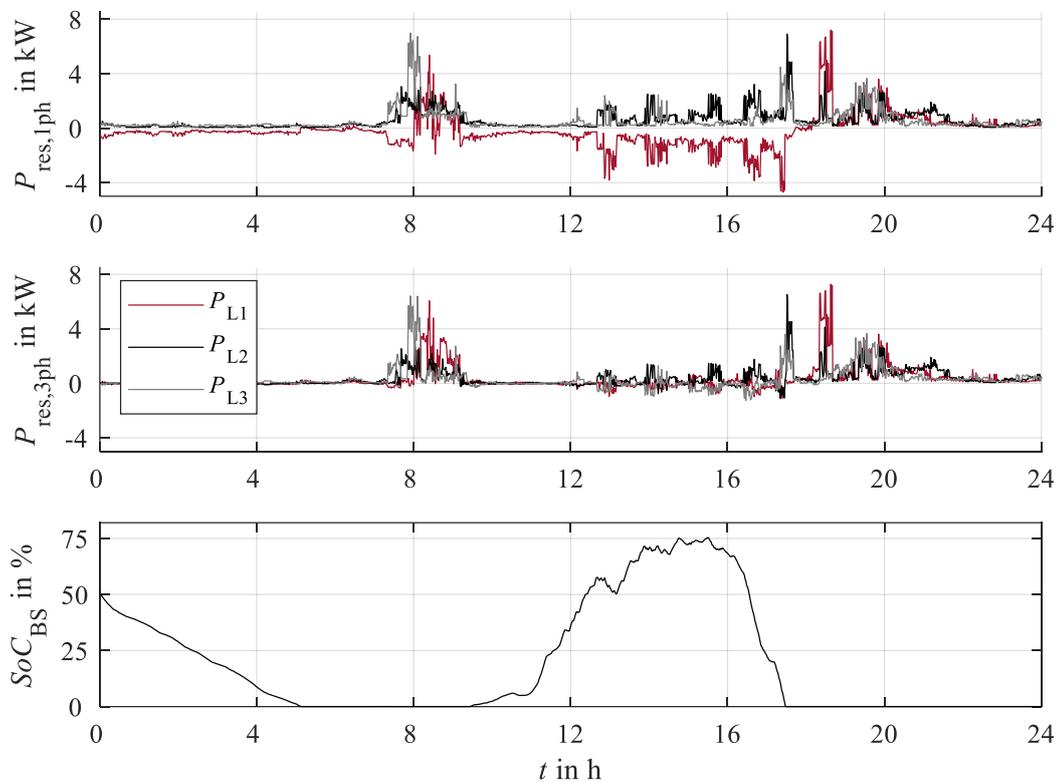


Abbildung 4.3 Batteriespeicher mit ein- und dreiphasigem Netzanschluss.

Der Verlauf der Wirkleistung (Abbildung 4.3 oben) zeigt, dass sich die PV-Einspeisung auf Phase eins, auf die verbleibende Last auf Phase zwei und drei reduziert. Somit wird weiterhin der Eigenverbrauch in Summe der drei Phasen abgedeckt und die verbleibende PV-Erzeugung für das Laden des Batteriespeichers verwendet (vgl. Kapitel 2.4).

Durch das Laden des Batteriespeichers reduziert sich die Höhe der unsymmetrischen Belastung am Netzanschlusspunkt, allerdings erweitert sich der Zeitraum einer unsymmetrischen Belastung auf die Aktivität des Batteriespeichers. Der Einsatz von dreiphasig angeschlossenen PV- und Batteriesystemen führt zu einer symmetrischen Leistungsbereitstellung mit dem Ziel, die Summe der Lasten auf den Phasen abzudecken. Abbildung 4.3 (Mitte) zeigt eine Verringerung der unsymmetrischen Belastung durch den dreiphasig angeschlossenen Batteriespeicher. Es ergibt sich lediglich bei einer symmetrischen Last kein Lastfluss am Netzanschlusspunkt. Während einer unsymmetrischen Last kommt es ebenfalls gleichzeitig zu einem Bezug und einer Einspeisung, jedoch in einem reduzierten Maßstab (vgl. Kapitel 2.4, Abbildung 2.10) im Vergleich zu einem einphasigen Netzanschluss. Der Verlauf des *SoC* wird durch den einphasigen oder dreiphasigen Anschluss des Systems nicht beeinflusst.

### **Wärmepumpen**

Die Last von Wärmepumpen wird über Lastprofile für die drei Phasen angegeben. Dafür werden die Profile aus Abbildung 2.11 (Kapitel 2.4) mit einer Bezugsleistung von 9 kW und 12 kW verwendet. Die Verteilung der Wärmepumpen im Netzmodell erfolgt zufällig. Die Anzahl der Wärmepumpen im Transformatorgebiet ist nicht bekannt und wird ebenfalls über die aktuelle Anzahl und den Zubau von Wärmepumpen im Verhältnis zur Anzahl der Einfamilienhäuser bestimmt. Im Jahr 2020 betrug die Anzahl von Wärmepumpen in Deutschland 1.000.000 bei einem Zubau von 140.000 im Jahr [6]. Somit werden mittels der Anzahl der Einfamilienhäuser in Deutschland die aktuelle Durchdringung (6 %, Anlagen aktuell bezogen auf Anzahl Einfamilienhäuser) und der Trend bei konstantem Zubau für die Jahre 2025 (11 %) und 2030 (15 %) ermittelt.

$$n_{\text{WP}2025} = \frac{\overbrace{1.000.000}^{\text{Anlagen aktuell}} + \overbrace{140.000 \cdot 5 \text{ a}}^{\text{Ausbauziel für 2025}}}{\underbrace{15.900.000}_{\text{Einfamilienhäuser}}} = 11 \% \quad (47)$$

Die Anzahl der Wärmepumpen von 6, 11 und 14 in den Szenarien 2020, 2025 und 2030 wird zufällig auf die Hausanschlüsse in Abbildung 4.1 verteilt.

### ***Elektrofahrzeuge***

Die Modellierung der herkömmlichen E-Kfz umfasst eine Nachbildung des Batteriespeichers nach (35) mit einer zeitlichen Einschränkung sowie dem Abfall des  $SoC$  in Abhängigkeit einer zurückgelegten Distanz ( $s_{Dis}$ ) (48). Als herkömmliche E-Kfz gelten Fahrzeuge, welche keinen spannungsstützenden Dienstleistungen zur Verfügung stellen.

$$SoC_{t+1} = \begin{cases} SoC_t + \frac{P_{LIS} \cdot t_{sim}}{C_{Bat}} & \forall t_{An} = 0 \\ SoC_t - \frac{s_{Dis} \cdot C_{VB}}{C_{Bat}} & \forall t_{An} = 1 \end{cases} \quad (48)$$

Ist das E-Kfz verfügbar, wird es mit Bezugsleistung der Ladeinfrastruktur  $P_{LIS}$  geladen. Beim Überschreiten des maximalen  $SoC$  von 100 % wird die verbleibende Differenz zwischen 100 % und dem aktuellen  $SoC_t$  berechnet und die Ladeleistung reduziert. Die Berücksichtigung der Konstantspannungsphase findet bei den E-Kfz ohne G2V oder V2G nicht statt, da der Einfluss auf das elektrische Netz gering ist und daher vernachlässigt werden kann. Durch eine zurückgelegte Distanz  $s_{Dis}$  erfolgt die Reduzierung des  $SoC$ , während des Ankunftszeitpunktes ( $t_{An} = 1$ ). Der durchschnittliche Verbrauch eines E-Kfz ( $C_{VB}$ ) von 17,8 kWh, auf eine zurückgelegte Distanz von 100 km, wird als konstant angenommen und wird für alle E-Kfz-Modelle angesetzt [63]. Der  $SoC$ -Verlust berechnet sich aus dem Verbrauch eines E-Kfz sowie der Distanz  $s_{Dis}$ . Im Anschluss erfolgt die Nachbildung des Fahrverhaltens. Das Nutzerverhalten der Fahrzeughalter kann aufgeteilt werden nach: das Fahrzeug wird nicht genutzt, für einen Weg oder zwei Wege genutzt. Durch das Bestimmen von Ankunfts- und Abfahrtszeiten sowie das Zuordnen einer zurückgelegten Distanz erfolgt die gesamtheitliche Nachbildung des Nutzerverhaltens an einem Tag. 73,3 % der Fahrzeugbesitzer verwenden ihr Fahrzeug täglich oder an mehreren Tagen in der Woche [64]. [54] zeigt, dass 44 % aller Personen einen Weg (Hin- und Rückfahrt) und 56 % einen zweiten Weg mit dem Fahrzeug zurücklegen. Somit werden 26,7 % der E-Kfz in den Szenarien nicht bewegt, 32 % vollziehen einen Weg und 41 % einen zweiten Weg am Tag. In Abbildung 4.4 ist die statistische Verteilung von Ankunfts- und Abfahrtszeiten abgebildet [54]. 35 % der Fahrten starten zwischen 8 Uhr und 9 Uhr und 19 % der Fahrten enden 18 Uhr am Wohnort. Die Zeiten dienen als Eingangsparameter mit denen Szenarien für die E-Kfz erstellt werden.

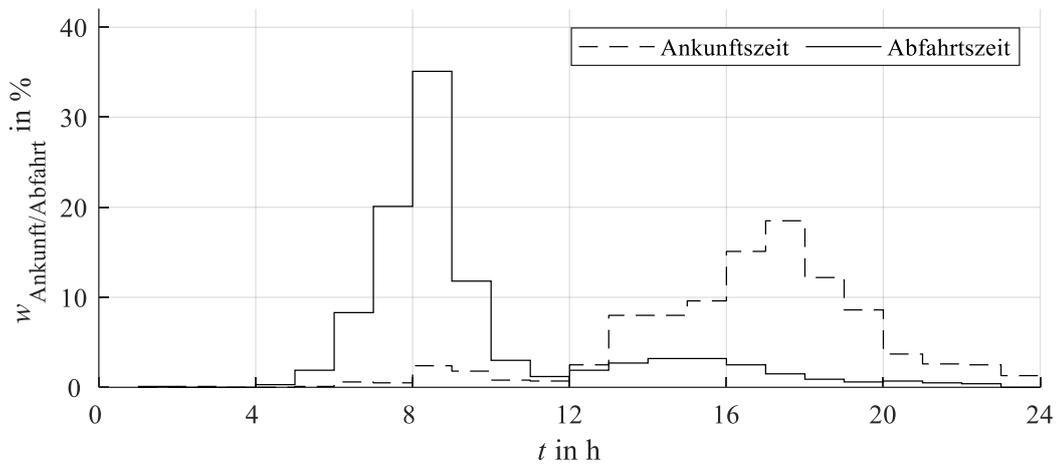


Abbildung 4.4 Statistischer Abfahrt- und Ankunftszeiten von Fahrzeugen [54]

Die Fahrt wird als Blackbox betrachtet, da eine genaue Aufschlüsselung über die Anzahl der Wege oder ein Fahrprofil nicht primär als relevant betrachtet werden und somit lediglich die Reduzierung des *SoC* ausschlaggebend ist. Eine weitere Verkehrsauswertung zeigt die Häufigkeit von Distanzen, die mit einem Fahrzeug zurückgelegt werden (Tabelle 4) [65].

Tabelle 4 Verteilung von Fahrten nach der zurückgelegten Distanz [65]

Distanz	5 km	10 km	20 km	50 km	100 km
Verteilung	45 %	17 %	22 %	11 %	5 %

Ein Überblick über die zufällig generierten Szenarien für die E-Kfz, bestehend aus Ankunft, Abfahrt und Distanz, befindet sich in Anhang B. Die Anzahl von 2 E-Kfz im Transformatorgebiet wurde vom Netzbetreiber gegeben. Die Ermittlung der zukünftigen Durchdringung von E-Kfz erfolgt durch die Personenanzahl, statistische Anzahl an Personen mit Kfz sowie die Durchdringung der Elektromobilität. Im Jahr 2021 besaßen 517 von 1.000 Einwohnern in Deutschland ein Fahrzeug ( $w_{\text{Kfz}}$ ) [66]. Mit der Personenanzahl ( $n_{\text{Psn}} = 364$ ) und der anteiligen Durchdringung der Elektromobilität an den Fahrzeugen von 12 % für das Jahr 2025 sowie 24 % für das Jahr 2030 ( $w_{\text{E-Kfz, \%}}$ ), wird die Anzahl von E-Kfz in den Szenarien nach (49) bestimmt [67].

$$n_{\text{E-Kfz}} = n_{\text{Psn}} \cdot W_{\text{Kfz},\%} \cdot W_{\text{E-Kfz},\%} \quad (49)$$

Für die Szenarien 2020, 2025 sowie 2030 ergeben sich E-Kfz Durchdringungen von zwei, 24 und 43 Fahrzeugen. Weiterhin erfolgt eine Unterteilung nach Plug-In-Hybrid (PHEV, einphasig ladend) und reinen E-Kfz (ein- und dreiphasig ladend) ohne Unterstützung durch einen Verbrennungsmotor. Das Kraftfahrtbundesamt führt das Fahrzeugmodell bei der Registrierung, jedoch keine Unterteilung nach dem Antrieb des Fahrzeugs (Hybrid oder E-Kfz) auf. Daher werden drei Referenzmodelle aus den beliebtesten Fahrzeugen erstellt, um die aktuelle Kapazität der Fahrzeuge sowie die Ladeleistung darzustellen. Nach [68] wird eine durchschnittliche Kapazität der PHEV bestimmt und das Referenzmodell "PH" erstellt. Aus [63] werden aus den E-Kfz mit den größten Absatzzahlen zwei Referenzmodelle für einphasig (RM1) und dreiphasig (RM2) ladende Fahrzeuge erstellt. Die Kapazität ergibt sich aus dem Durchschnitt der betrachteten Modelle. Einphasig ladende E-Kfz RM1 werden mit einer maximalen Ladeleistung von 3,68 kW geladen [63]. Dreiphasig angeschlossene E-Kfz (RM2) laden am Wohnort oftmals mit einer Ladeleistung von 11 kW [63].

Im Jahr 2021 sind 52 % reine E-Kfz und 48 % Plug-In Hybride registriert [9], [10] (Stand November 2021). Das Verhältnis wird für die kommenden Jahre angesetzt und alle Daten in Tabelle 5 zusammengefasst.

Tabelle 5 Überblick der Referenzmodelle von E-Kfz

<b>E-Kfz Typ</b>	<b>Kapazität in kWh</b>	<b>Leistung in kW</b>	<b>Szenario 2020</b>	<b>Szenario 2025</b>	<b>Szenario 2030</b>
PH	14	3,68	-	11	22
RM1	40	3,68	1	5	10
RM2	40	11	1	6	11

In der Auswertung werden alle RM2 mit dem G2V und V2G-Algorithmus ausgestattet, um die Funktion sowie den Nutzen in dem Transformatorgebiet aufzuzeigen. Die Funktionsweise der Simulationsmodelle wird beispielhaft an einem einphasig ladenden RM1 über einen Tag in Abbildung 4.5 aufgezeigt.

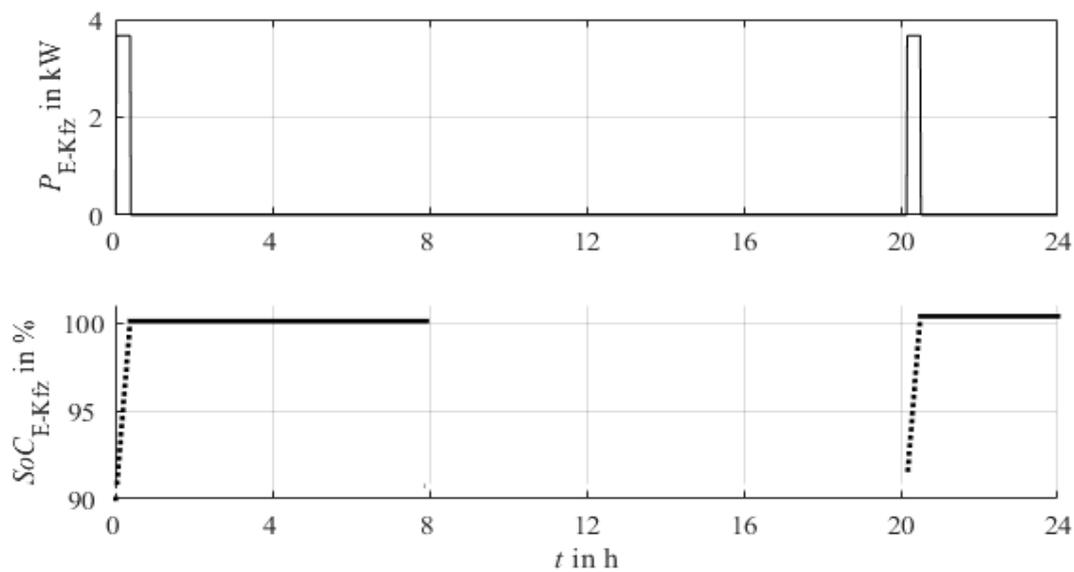


Abbildung 4.5 Funktion des E-Kfz-Simulationsmodells RM1, einphasig ladend.

Das Fahrzeug besitzt zu Beginn der Simulation einen SoC von 90 % und wird vollständig mit einer Bezugsleistung von 3,67 kW geladen. Ab 8 Uhr verlässt das Fahrzeug den Wohnort und der SoC wird als unbekannt angenommen (nicht angezeigt) und die Fahrt als Blackbox betrachtet. Nach der Rückkehr zum Wohnort gegen 20 Uhr und einer zurückgelegten Distanz von 20 km, fällt der SoC auf 90,7 % ab und es erfolgt unmittelbar ein Ladevorgang bis ein SoC von 100 % erreicht ist. Abschließend werden in Tabelle 6 die Anzahl von PV-Anlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen und E-Kfz in den Szenarien zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 6 Zusammenfassung der Szenarien

Typ	Szenario 2020		Szenario 2025		Szenario 2030	
	Durchdringung	Anzahl	Durchdringung	Anzahl	Durchdringung	Anzahl
PV	gegeben	5	17 %	13	22 %	17
BS	gegeben	1	-	6	-	9
WP	6 %	5	11 %	11	15 %	14
E-Kfz	gegeben	2	12 %	22	23 %	43

### 4.3 Gesamtsimulation

In diesem Kapitel wird der Ablauf der vollständigen Simulation beschrieben. Der Ablauf ist in Abbildung 4.6 dargestellt. Initial werden die in Kapitel 4.1 und 4.2 vorgestellten Informationen als Eingangsdaten für die Gesamtsimulation verwendet. Im Anschluss wird die Netztopologie eingelesen, Lasten der Haushalte sowie die Betriebsmittel werden definierten Knoten im Netz zugeordnet. Mit dem Modellieren der Leitungen sowie der Nachbildung von Lasten und Erzeugern kann das Verhalten im elektrischen Netz betrachtet werden. Mit einer Schleife über der Anzahl von 1440 Zeitschritten wird der Beispieltag mit der Auflösung von einer Minute nach dargestellt. Jeder Zeitschritt beginnt mit Bildung der Summe der Leistungen, anliegend an jedem Lastknoten, durch Haushaltslast, PV-Erzeugung, Last der Wärmepumpe und Ladeleistung der E-Kfz-Modelle PH und RM1, welche keinen Beitrag zur Bereitstellung von spannungsstützenden Maßnahmen tragen. Im Anschluss werden Lastknoten mit angeschlossenen Batteriespeichern, in Abhängigkeit zur Leistungsbilanz und des *SoC*, auf mögliche Lade- sowie Entladevorgänge betrachtet und ggf. in der Leistungsbilanz der Lastknoten berücksichtigt. Mit der Definition der Knotenleistungen im aktuellen Zeitschritt kann die unsymmetrische Lastflussberechnung durchgeführt werden, sodass Spannungswerte an den Knoten mit RM2 E-Kfz-Modellen ( $U_{\text{LIS}}$ ) vorliegen. Im Anschluss werden alle verfügbaren RM2-Modelle auf Aktivierungen, ausgelöst durch Grenzwertverletzungen, nach Tabelle 2 (vgl. Kapitel 3.3.2, Funktionen zur Symmetrierung und Spannungshaltung) geprüft sowie ggf. eine Anwendung zugeordnet. Die vorgestellten Algorithmen (vgl. Kapitel 3) berechnen für jedes E-Kfz, einzeln und unabhängig eine Ladeleistung, welche zur Leistungsbilanz am angeschlossenen Knoten aufgenommen wird. Somit kann eine Beeinflussung der E-Kfz während der Erbringung von Dienstleistungen festgestellt werden. Abschließend erfolgt eine zweite unsymmetrische Lastflussberechnung, um die finalen Knotenspannungen für den Zeitschritt zu bestimmen. Im Folgenden Zeitschritt beginnt der Prozess bei der Bildung der Leistungsbilanz an den Lastknoten.

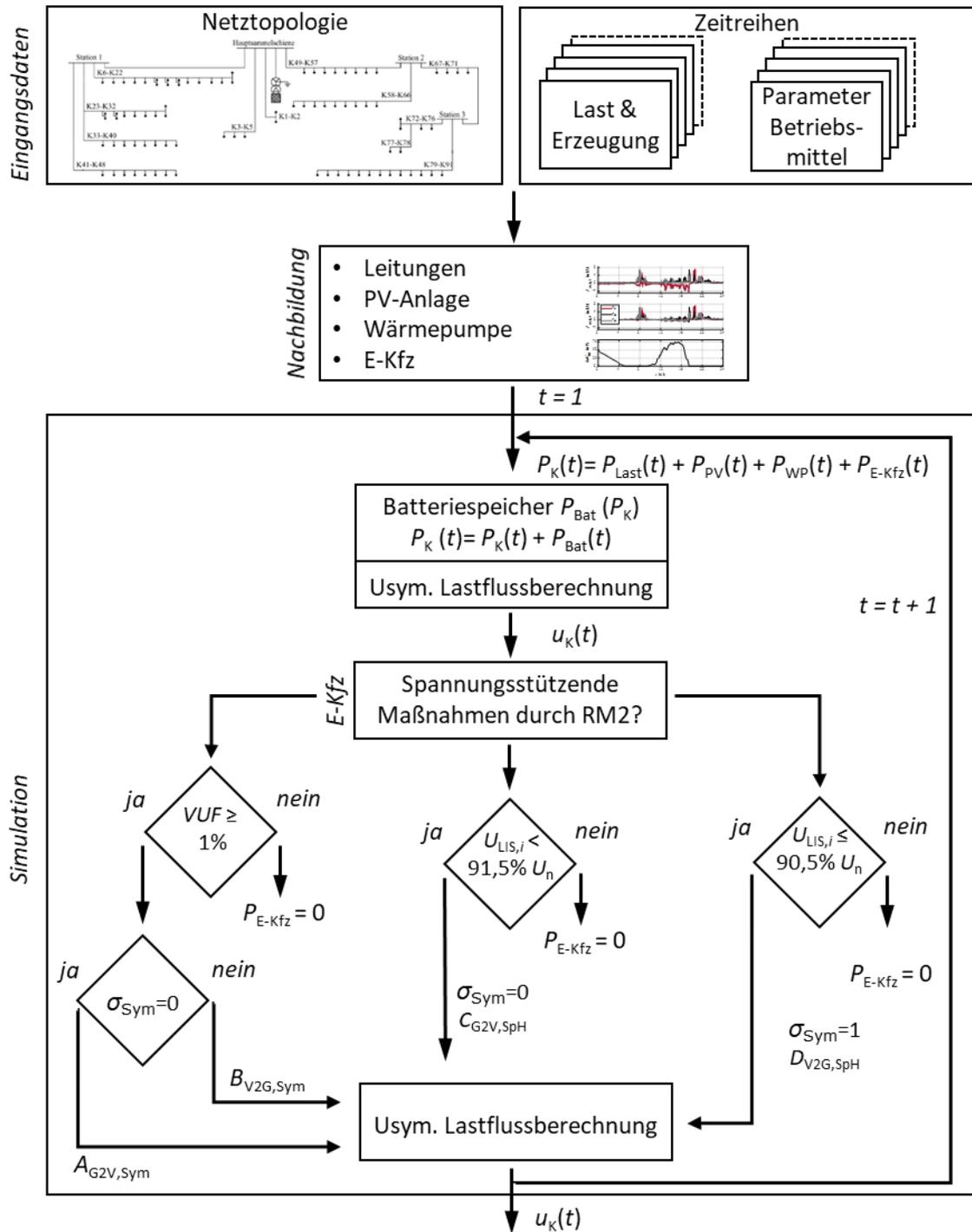


Abbildung 4.6 Ablauf der Simulation

## 5 Ergebnisse Netzsimulation

In Kapitel 5 werden die Simulationsergebnisse für jedes Szenario, eingangs unter Verwendung des herkömmlichen Ladeverfahrens (Standardladeverfahren, Standard LV), dargestellt. Dabei laden Fahrzeuge mit Bezugsleistung, bis deren *SoC* von 100 % erreicht ist. Ziel ist es, Grenzwertverletzungen des Spannungsbandes sowie des Kriteriums der Unsymmetrie aufzuzeigen, um eine Basis zur Bewertung des G2V- und V2G-Ansatzes zu bilden. Eine steigende Durchdringung mit PV-Anlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen sowie E-Kfz wird in den Szenarien von 2020 zu 2030 berücksichtigt. Die Auswertungen der Jahre 2025 und 2030 werden nach „worst case“, „trend“ und „best case“ untergliedert, um das Potenzial zur Ausbreitung von Unsymmetrie in Abhängigkeit zum Netzanschluss von einphasig angeschlossenen Lasten aufzuzeigen. Abbildung 5.1 zeigt einen Überblick der folgenden Betrachtungen.

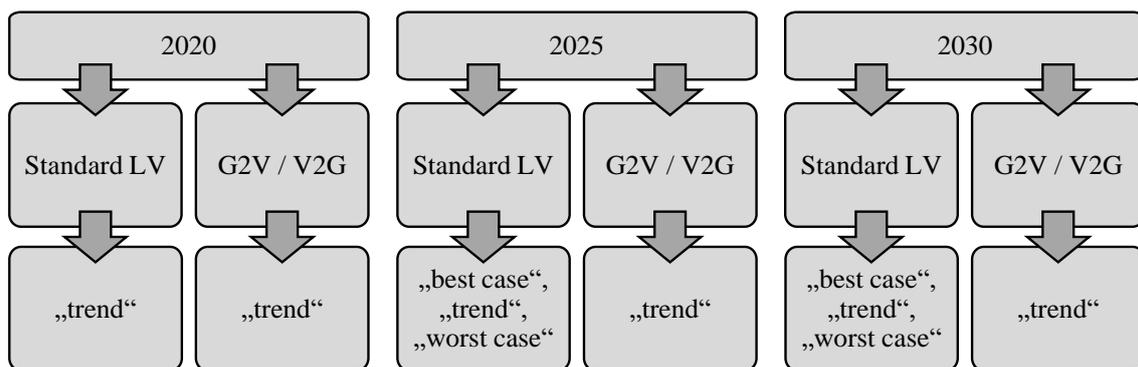


Abbildung 5.1 Übersicht zu den Szenarien und Implementierung G2V / V2G

Im Anschluss an die Betrachtung des Standardladeverfahrens in den Szenarien folgt die Integration der entwickelten G2V- und V2G-Ansätze in alle E-Kfz RM2 Simulationsmodelle. Die entwickelten Algorithmen werden in die Kategorie „trend“ integriert. Im Vergleich zwischen dem Standardladeverfahren und den G2V- sowie V2G-Ansätzen werden die Ergebnisse aufgezeigt und der Nutzen sowie kritische Punkte diskutiert.

## 5.1 Szenario 2020

In diesem Kapitel findet eine grundlegende Betrachtung des Transformatorgebietes statt (vgl. Kapitel 4.1). Der Verlauf von Last und Erzeugung erfolgt am Beispiel des aufgezeigten Tages (vgl. Kapitel 2.4, Last-/Erzeugungsprofile von Haushalten, Wärmepumpen und PV-Erzeugung) mit vergleichsweise hoher Last und unter Verwendung der Kategorie „trend“ für den Netzanschluss von einphasigem Laden und Erzeugern. Die Positionierung der Lasten und Erzeuger ist dem Anhang zu entnehmen. Das Szenario 2020 bildet aufgrund der geringen Durchdringung den grundsätzlichen Einfluss von E-Kfz unter Verwendung des Standardladeverfahrens ab. Im Anschluss werden die Unterschiede zwischen der Bestimmung des aktuell in der Norm verwendeten  $VUF_{MG}$  aus Mit- und Gegensystem und des neu eingeführten  $VUF$  bestimmt durch Mit-, Gegen- und Nullsystem (vgl. Kapitel 2.1, kein Index) aufgezeigt. Für die Aktivierung der Symmetrierungsfunktionen  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  und  $\mathbf{B}_{G2V,Sym}$  ist der  $VUF_{LIS}$ , bestimmt durch Ladeinfrastruktur, ausschlaggebend. Daher erfolgt die Betrachtung zwischen dem realen  $VUF$ , resultierend aus den Knotenspannungen der Lastflussberechnung und der Annäherung durch die Ladeinfrastruktur  $VUF_{LIS}$ . Im Anschluss werden die entwickelten Algorithmen in die RM2 E-Kfz Modelle integriert.

Die Ergebnisse werden am Knoten 48 des Transformatorgebietes dargestellt (Abbildung 4.1). Aufgrund der Position des Knotens im Netzgebiet besitzt er eine hohe Sensitivität und demzufolge einen erhöhten Einfluss von der Ladeleistung der E-Kfz auf die Spannung. Es sei angemerkt, dass die Leitungsbelastbarkeit von Knoten 49 bis Knoten 57 an diesem Tag aufgrund der Höhe der Last der Netzanschlusspunkte überschritten wird und erfordern einen Eingriff des Netzbetreibers. Das Ziel sollte sein, die Leitung zwischen Knoten 49 bis Knoten 57 zu entlasten, indem Netzanschlusspunkte über einen anderen Strang oder ggf. über einen anderen Transformator versorgt werden.

### 5.1.1 Standardladeverfahren der E-Kfz

Zu Beginn der Betrachtung wird der initiale Zustand des Netzes untersucht. Abbildung 5.2 zeigt die angeschlossenen PV-Anlagen, Batteriespeicher, Wärmepumpen und E-Kfz an Station 1. Mit dem Index wird der Netzanschluss für Phase eins bis drei angegeben, wobei ~3 für einen dreiphasigen Netzanschluss steht.

Bei Wärmepumpen wird auf die Darstellung des dreiphasigen Netzanschlusses verzichtet, da dieses hier ausschließlich dreiphasig betrieben werden. Die weiteren Parameter der Lasten und Erzeuger sind dem Anhang A zu entnehmen.

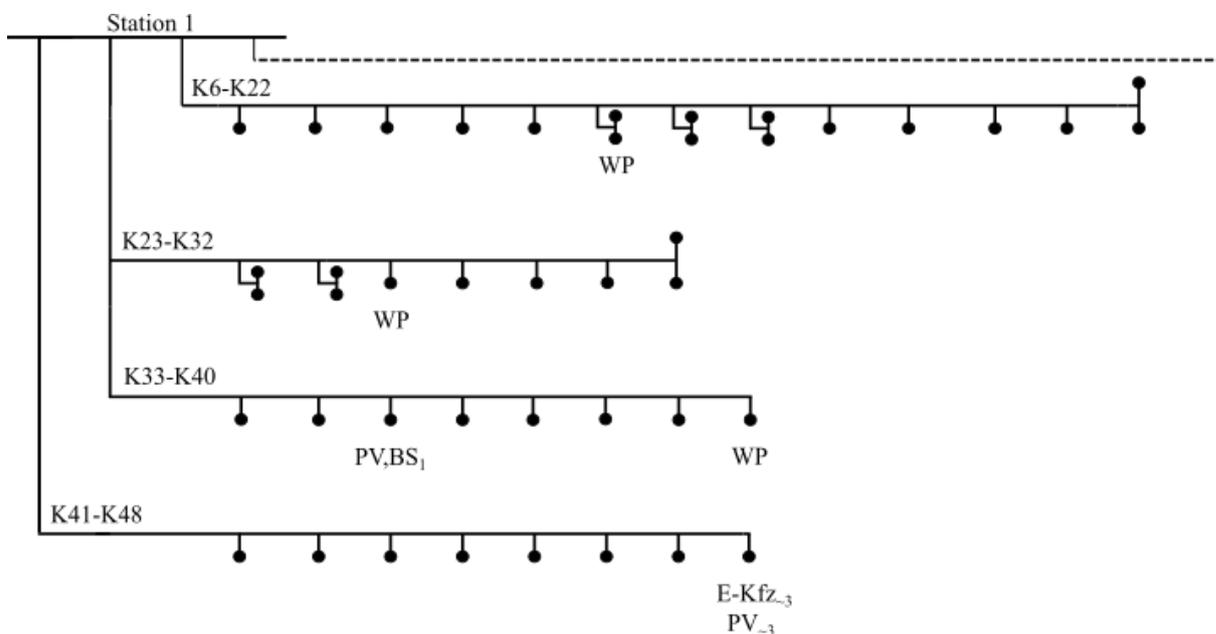


Abbildung 5.2 Szenario 2020 - Positionierung Lasten und Erzeuger.

Der Strang von Knoten 41 bis Knoten 48 wird über Station 1 versorgt. Mit Verwendung des Standardladeverfahrens startet das E-Kfz des Modells RM2 (Knoten 48, dreiphasig ladend, 11 kW Ladeleistung, 40 kWh Kapazität) den Ladevorgang mit Bezugsleistung nach der Ankunft bis ein *SoC* von 100 % der Fahrzeugbatterien erreicht ist. Der hervorgerufene Spannungsabfall durch die zusammengefasste Last an Station 1 besitzt einen Einfluss auf die Spannung am Strang von Knoten 41 bis Knoten 48. Abbildung 5.3 zeigt den Verlauf der Last an Station 1 und die Belastbarkeit der Zuleitung vom Transformator (obere Abbildung, rote gepunktete Linie) sowie den Verlauf der Last gezielt an Knoten 48 (untere Abbildung).

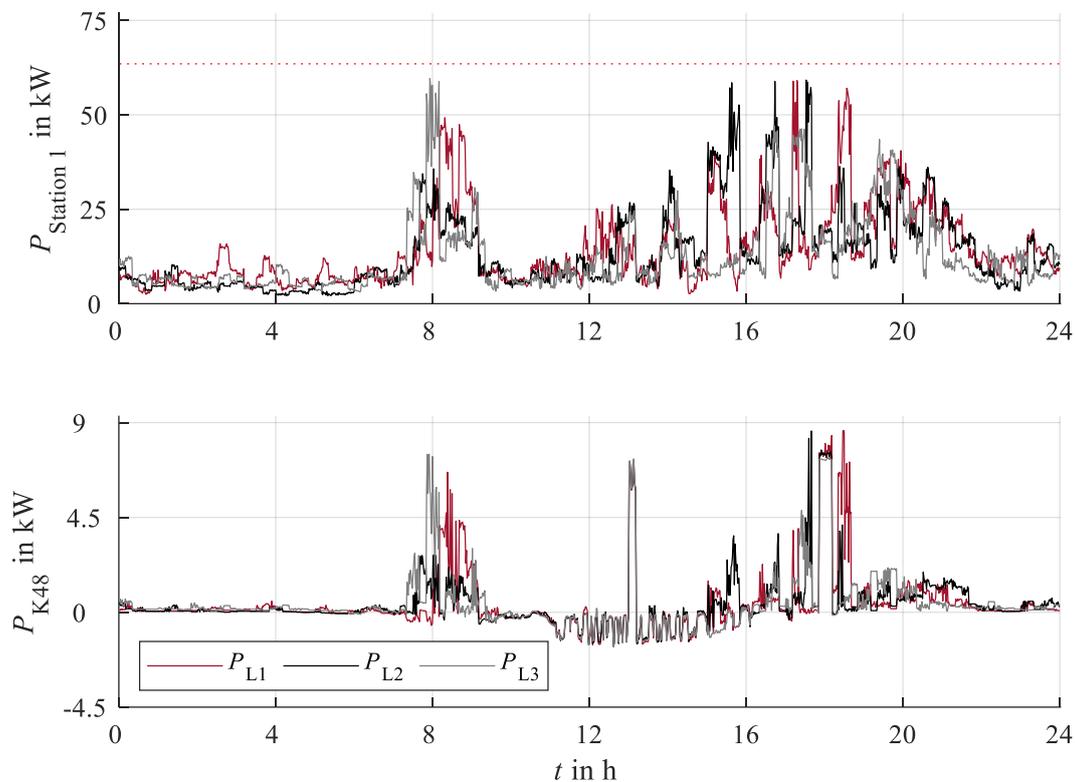


Abbildung 5.3 Szenario 2020 - Lastfluss an Station 1 sowie an Knoten 48.

Station 1 weist einen typischen Verlauf mit Steigerungen der Last zwischen 7 Uhr und 9 Uhr sowie von 15 Uhr bis in den Abend hinein auf. Zur Mittagszeit, zwischen 11:30 Uhr bis 13 Uhr, ist eine geringe Steigerung der Last sichtbar. Die maximale Belastbarkeit der Leitung vom Transformator zu Station 1 liegt bei 63,5 kW (vgl. Abbildung 5.3, rote gepunktete Linie). Im Ausgangszustand existieren Leistungsspitzen von bis zu ca. 59 kW. Bei einem dauerhaften Überschreiten der Belastbarkeit wäre ein Eingriff des Netzbetreibers erforderlich, um eine Anpassung der Netztopologie zu schaffen und einen Teil der Netzanschlusspunkte über einen anderen Strang zu versorgen. Ein kurzzeitiges Überschreiten der maximalen Belastbarkeit der Leitung ist i. d. R. unproblematisch für den weiteren Netzbetrieb. Perspektivisch wird ein Netzausbau unumgänglich. Im unteren Teil der Abbildung 5.3 ist die Wirkleistung am Netzanschlusspunkt des Knoten 48 dargestellt. Hier zeichnet sich ebenfalls der typische Verlauf der Last ab, wobei dieser von der PV-Produktion überlagert wird und es zur Einspeisung in das Netz kommt.

Das E-Kfz am Knoten 48 verlässt zwischen 7 Uhr und 13 Uhr sowie zwischen 16:45 Uhr und 17:45 Uhr den Wohnort und beginnt nach der Ankunft mit dem Ladevorgang. Der symmetrische Ladevorgang sorgt für zwei Leistungsspitzen (13 Uhr und 17:45 Uhr).

Die Last am betrachteten Strang führt zu einem Spannungsabfall auf den drei Phasen. Abbildung 5.4 zeigt den Verlauf der Spannungen am Knoten 48 über den Tag. Die rote Grenzlinie markiert die untere Grenze des Spannungsbandes von 90 % der Nennspannung. Die Slackspannung liegt an der Unterspannungsseite des Transformators bei 95 % der Nennspannung, sodass lediglich der zulässige Spannungsbereich für den Spannungsabfall in der Niederspannung von 5 % betrachtet wird (vgl. Kapitel 2.2).

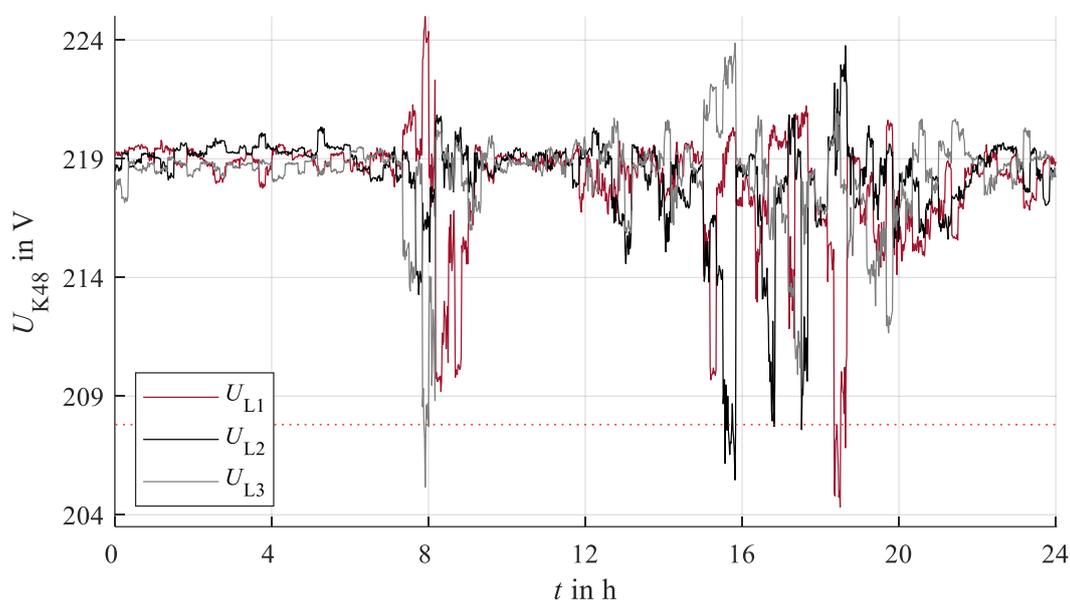


Abbildung 5.4 Szenario 2020 - Phasenspannungen im Verlauf des Tages.

Der Verlauf der Leistungen an Knoten 48 spiegelt die einzelnen Spannungen wider und zeigt, dass stärkere Spannungsabweichungen zwischen 7 Uhr und 9 Uhr sowie ab 15 Uhr bis 20 Uhr bestehen. Von 11:30 Uhr bis 13 Uhr wird durch die Einspeisung der PV-Anlage Last kompensiert, was den Spannungsabfall mindert. Im Vergleich der Spannungen zwischen den Phasen fallen mehrfach (8 Uhr und von 15 Uhr bis 20 Uhr) ein unsymmetrisches Verhalten sowie die Verletzung des unteren Spannungsbandes auf. Zusammenfassend wird die Anzahl  $n_{\text{Standard-LV}}$  aller Zeitpunkte, unter Verwendung des Standardladeverfahrens, mit Spannungen unter 91,5 % von  $U_n$  als kritisch bewertet und unterteilt nach den drei Phasen in Abbildung 5.5 aufgezeigt.

Die Anzahl der Zeitpunkte entspricht, aufgrund des Simulationszeitschrittes von einer Minute, ebenfalls der Dauer während eines kritischen Zeitpunktes.

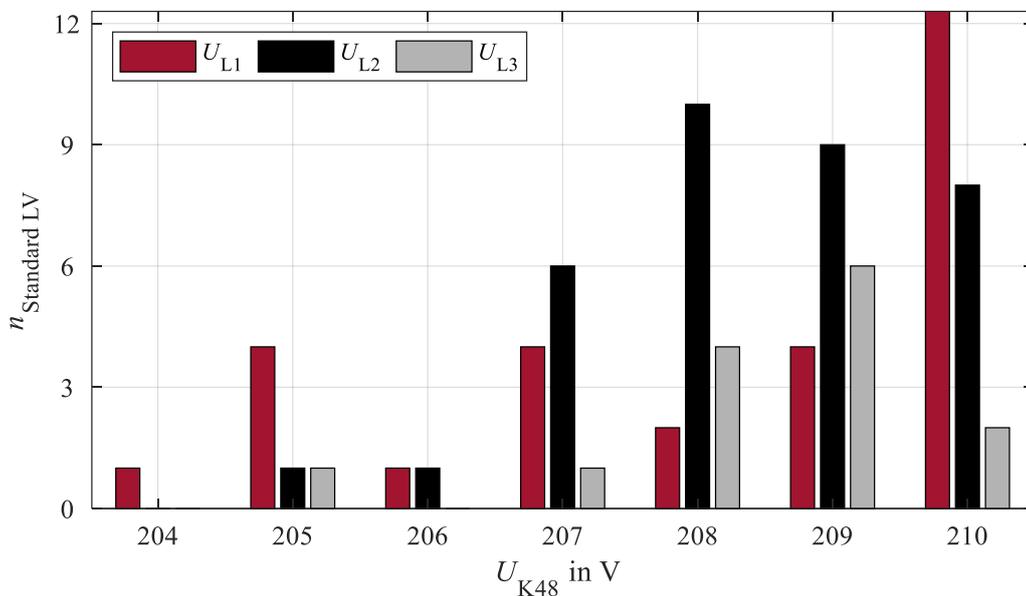


Abbildung 5.5 Szenario 2020 - Zusammenfassung kritischer Spannungswerte.

Es zeigt sich, dass zu 20 Zeitpunkten das Spannungsband verletzt wird. Dabei treten mit 10 Spannungsbandverletzungen auf Phase eins und 8 Spannungsbandverletzungen auf Phase zwei die meisten Probleme auf. 78 Zeitpunkte werden als kritisch mit einer Spannung von  $90\% < U_n \leq 91,5\%$  bewertet. Weiterhin weist Phase eins mit 39 Zeitpunkten die höchste Anzahl von kritischen Zeitpunkten auf. Aufgrund der hohen Anzahl von 33 Zeitpunkten mit einer Spannung von 210 V wird auf eine Darstellung zugunsten der Lesbarkeit verzichtet. Es werden 8 bzw. 2 kritische Zeitpunkte auf den Phasen zwei bzw. drei festgestellt.

Abgeleitet von den Spannungen erfolgt die Darstellung der Unsymmetrie mit Bezug auf die Ausbreitung über die Stränge, abgehend von Station 1. Abbildung 5.6 zeigt auf der Z-Achse aufgetragen jeweils den ersten Knoten der vier Stickleitungen von Knoten: 6 bis 22, 23 bis 32, 33 bis 40 sowie 41 bis 48 (vgl. Netztopologie Abbildung 5.2). Die X-Achse und Y-Achse markieren den zeitlichen Verlauf über den Tag sowie den  $VUF$ , resultierend aus den Spannungen der Lastflussberechnung. Ab einem  $VUF \geq 2\%$  erfolgt die Darstellung in rot und wird als kritisch eingeordnet. Als Grenzwertverletzungen gelten  $VUF \geq 2\%$  über 10 Minuten oder einmalig  $VUF \geq 4\%$ .

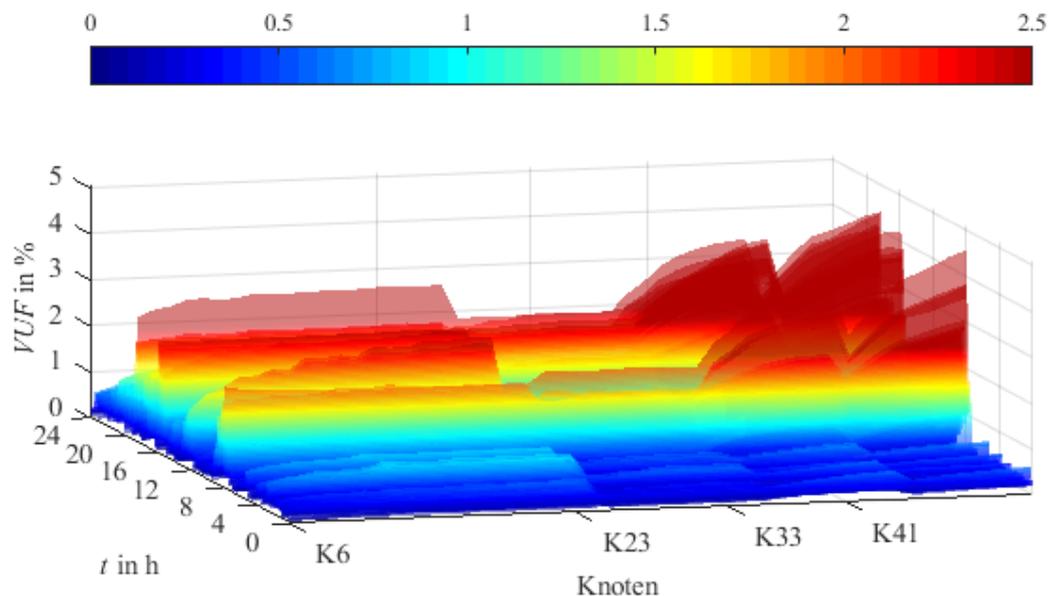


Abbildung 5.6 Szenario 2020 – Verlauf  $VUF$  über den Tag an Station 1.

Abbildung 5.6 dient dazu, einen Überblick über den Verlauf des  $VUF$  über den Tag und an den jeweiligen Netzknoten zu geben. In Abhängigkeit zur steigenden Last an Station 1 (vgl. Abbildung 5.3) erhöht sich ebenfalls die Wahrscheinlichkeit auf die Entstehung von Unsymmetrie, aufgrund von ungleichmäßiger Verteilung der Last auf die Phasen. Die Stränge abgehend von Station 1 zeigen ein abweichendes, unsymmetrisches Verhalten. Von Knoten 6 bis Knoten 22 entsteht eine sichtbar höhere Unsymmetrie der Phasenspannungen, als es von Knoten 23 bis Knoten 32 der Fall ist. In dem Strang von Knoten 33 bis Knoten 40 sowie Knoten 41 bis Knoten 48 ist ersichtlich, dass Unsymmetrie mit der Länge der Leitung und der Anzahl der Netzanschlusspunkte bzw. Lasten wachsen kann. Dies resultiert aus der steigenden Wahrscheinlichkeit einer unsymmetrischen Belastung von einphasig angeschlossenen Lasten sowie dem grundsätzlichen Spannungsabfall über der Länge der Leitung. Der Verlauf des  $VUF$  zeigt 8 Uhr sowie zwischen 15 Uhr und 20 Uhr mehrmals markante Zeitabschnitte währenddessen der  $VUF \geq 2\%$  beträgt. Ein maximaler  $VUF$  von 4,6 % wird festgestellt. Die Betrachtung von kritischen Zeitpunkten (ab  $VUF \geq 1,5\%$ ) und Grenzwertverletzungen an Knoten 48 erfolgt in Abbildung 5.7. Für  $VUF \geq 1,5\%$  erfolgt eine Darstellung ab fünf zusammenhängenden Simulationszeitschritten von einer Minute, um das Potenzial für die Entwicklung weiterer Grenzwertverletzungen zu überwachen.

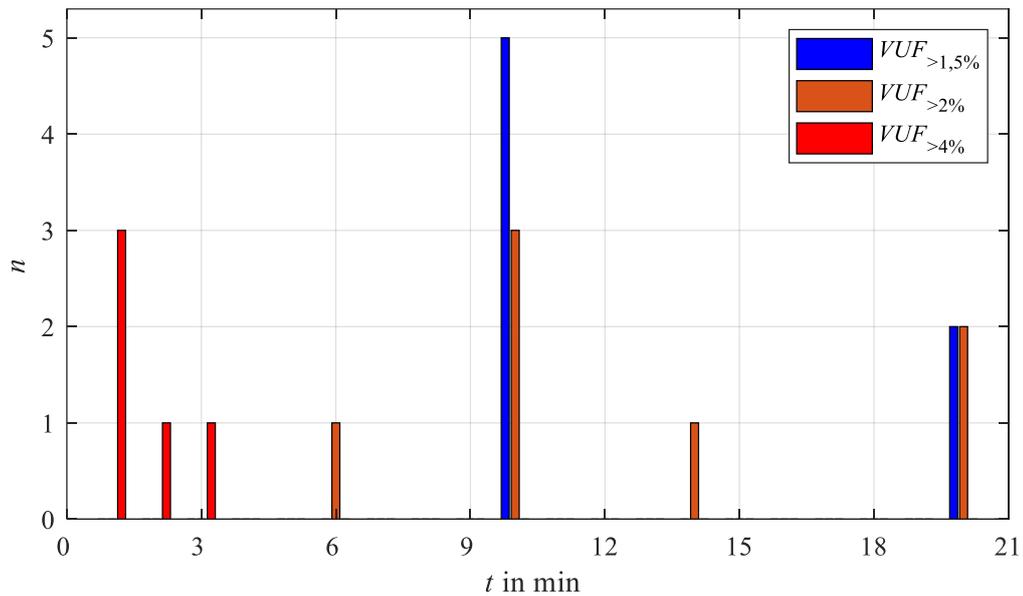


Abbildung 5.7 Szenario 2020 - Zusammenfassung Anzahl kritischer  $VUF$ .

Abbildung 5.7 zeigt die Anzahl der Grenzwertverletzungen oder kritischen Zeitpunkte über dem zusammenhängenden Zeitraum der bestehenden Unsymmetrie in Minuten. Es geht hervor, dass dreimal ein  $VUF \geq 4\%$  über eine Minute auftritt. Weiterhin besteht jeweils ein  $VUF \geq 4\%$  über jeweils zwei Minuten sowie über drei Minuten. Somit kommt es zu 8 einmaligen Überschreitungen des Grenzwertes von  $VUF \geq 4\%$ . Grenzwertüberschreitungen für  $VUF \geq 2\%$  ab 10 Minuten finden 6 Mal statt. Diese finden zeitlich um 8 Uhr sowie in mehreren beieinanderliegenden Zeiträumen gegen 18 Uhr statt.

### 5.1.2 Zusätzliche Auswertungen des VUF

In Kapitel 2.1 wurde auf die Bestimmung des  $VUF_{MG}$  ohne Berücksichtigung des Nullsystems eingegangen und auf die Relevanz des Nullsystem durch den zusätzlichen Einfluss auf die Unsymmetrie, verwiesen. Am Beispiel des Knoten 48 werden nun die Unterschiede in der Höhe des  $VUF$  sowie der Verlauf von Gegen- und Nullsystem in Abbildung 5.8 dargestellt.

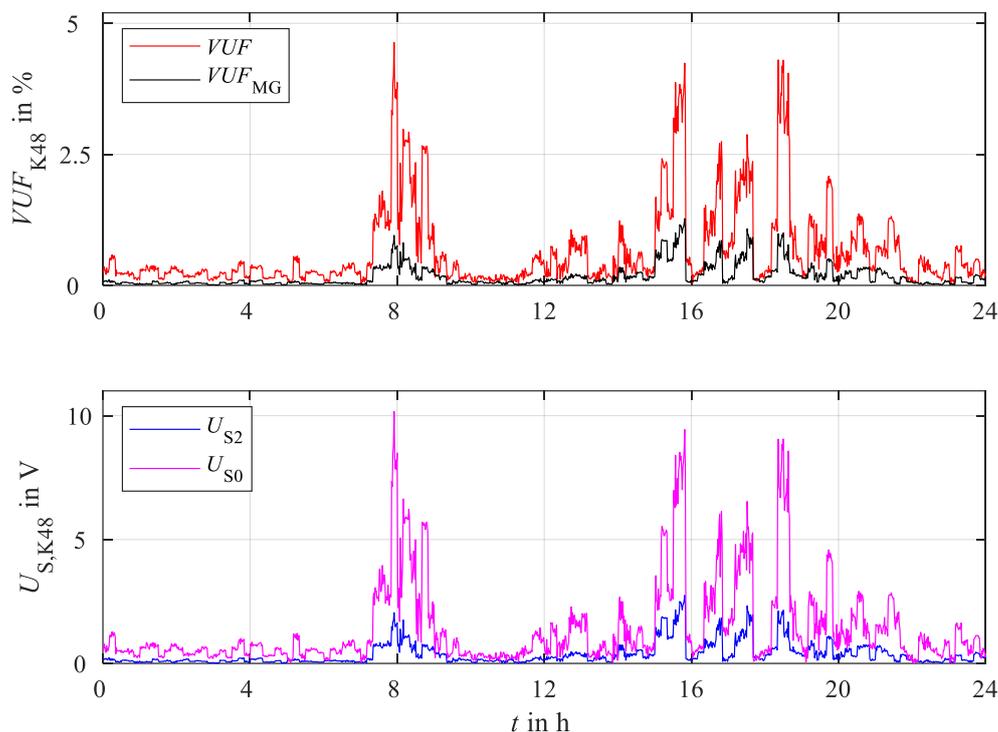


Abbildung 5.8 Verlauf Unsymmetrie sowie Gegen- und Nullsystem.

Im Vergleich zwischen dem  $VUF$  und  $VUF_{MG}$  im oberen Bereich der Abbildung sind starke Unterschiede im Verlauf des Tages festzustellen. Zum Zeitpunkt der höchsten Abweichungen der Phasenspannungen von 225,3 V, 215,6 V und 205,2 V, weist der  $VUF_{MG} = 0,94\%$  auf, während der  $VUF = 4,6\%$  beträgt, was als äußerst kritisch eingestuft wird. Über den Tag liegt die durchschnittliche Abweichung zwischen den Unsymmetriefaktoren bei 75,2 %. Durch die unsymmetrische Belastung der Phasen entsteht in den Symmetrischen Komponenten das Nullsystem, welches in Betrag und Phase gleiche Zeiger aufweist (vgl. Kapitel 2.1). Somit besitzen die drei Phasenspannungen die gleiche Nullkomponente, welche ohne Phasenverschiebung ein Bestandteil der Leiter-Erde-Spannungen darstellt. Das Resultat ist ein Spannungsanstieg und –abfall sowie daraus resultierende Unsymmetrie. Im Verlauf über den Tag ist zu sehen, dass die Spannung im Nullsystem überwiegt und wesentlich höhere Spannungsspitzen auftreten. 8 Uhr beträgt die Spannung im Gegensystem 2 V und im Nullsystem 10 V, was eine Berücksichtigung des Nullsystems während der Bestimmung der Unsymmetrie durch den  $VUF$  unabdingbar macht.

Die Ladeinfrastruktur von E-Kfz erfasst den Betrag der Phasenspannungen und nicht den Spannungswinkel, daher wurde in Kapitel 3.1 eine Annäherung vorgenommen, welche nun betrachtet wird. Der gemessene Spannungsbetrag an der Ladeinfrastruktur wird mit einer optimalen Phasenverschiebung von  $120^\circ$  genutzt, um den  $VUF_{\text{LIS}}$  zu ermitteln und die aktuelle Unsymmetrie zu abzuschätzen. Abbildung 5.9 zeigt den Verlauf des  $VUF_{\text{LIS}}$  sowie des  $VUF$  am Knoten 48.

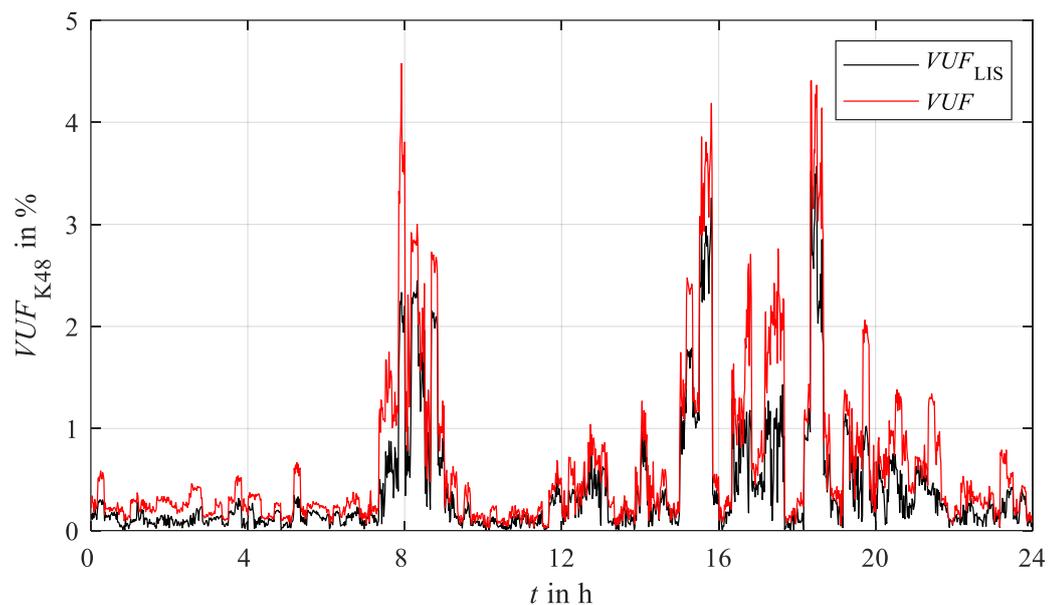


Abbildung 5.9 Abweichung realer  $VUF$  zu  $VUF_{\text{LIS}}$ .

Grundsätzlich spiegelt der  $VUF_{\text{LIS}}$  nicht die vollständige Unsymmetrie wider, da Unsymmetrie hervorgerufen durch die Abweichung des Spannungswinkels nicht berücksichtigt und als optimal, mit einer Phasenverschiebung von  $120^\circ$  zwischen den drei Phasen, angenommen wird. Entscheidend ist die Aktivierung der Symmetrierungsfunktionen  $\mathbf{A}_{G2V,\text{Sym}}$  und  $\mathbf{B}_{V2G,\text{sym}}$ . Im Folgenden werden die Abweichung des  $VUF_{\text{LIS}} \geq 1\%$  bei variierenden  $VUF$ , resultierend aus den Spannungen der Lastflussberechnung, verglichen. In Tabelle 7 wird am Beispiel des Knoten 48 mit einer hohen Leitungslänge (höchstes Entwicklungspotenzial für Phasensymmetrie), der berechnete  $VUF$  für Zeitpunkte mit einer Unsymmetrie zwischen  $\geq 1\%$  bis  $\geq 3\%$  aufgezeigt. Spalte zwei beinhaltet die Anzahl an auftretenden Zeitpunkten des jeweiligen  $VUF$ . Spalte drei zeigt durchgehend die Anzahl an Zeitpunkten, während eines  $VUF_{\text{LIS}} \geq 1\%$ . Somit geht hervor, ab welcher Unsymmetrie die Dienstleistung der Symmetrierung durch den  $VUF_{\text{LIS}}$  aktiviert wird.

Tabelle 7 Verhältnis variierender  $VUF$  zu Aktivierung durch  $VUF_{\text{LIS}} \geq 1 \%$ 

$VUF$	Anzahl $VUF$ Zeitpunkte	Anzahl $VUF_{\text{LIS}} \geq 1 \%$ Zeitpunkte
$\geq 1,0 \%$	271	142
$\geq 1,5 \%$	150	111
$\geq 2,0 \%$	111	94
$\geq 2,5 \%$	74	71
$\geq 3,0 \%$	44	44

Während eine Unsymmetrie von  $VUF \geq 1 \%$  zu 271 Zeitpunkten auftritt, erfolgt die Detektierung über den  $VUF_{\text{LIS}}$  lediglich zu 142 Zeitpunkten mit  $VUF_{\text{LIS}} \geq 1 \%$  - die vorliegende Unsymmetrie wird nicht eindeutig durch die Annäherung detektiert. Tabelle 7 zeigt, dass es zu einer Aktivierung der Symmetrierung bei  $VUF \geq 2 \%$  während 94 von 111 Zeitpunkten kommt. Somit werden 85 % der Zeitpunkte, in denen es zu Grenzwertverletzungen kommt, detektiert. Während eines  $VUF \geq 2,5 \%$  und  $\geq 3 \%$  steigt die Wahrscheinlichkeit einer Aktivierung auf 96 % und 100 %.

Eine rechtzeitige Erkennung der Unsymmetrie bei einem  $VUF \geq 1 \%$  ist wünschenswert, da E-Kfz frühzeitig über die Symmetrierung notwendigen Ladevorgang beginnen können und das elektrische Netz stabilisieren.  $VUF$  mit ca. 2 % stellen ab einer Dauer von 10 Minuten eine Grenzwertverletzung dar, sodass bei einer Wahrscheinlichkeit von 85 % ein großer Anteil der Grenzwertverletzungen erkannt werden kann. Liegen die Grenzwertverletzungen höher, werden alle Grenzwertverletzungen detektiert, so dass die E-Kfz mit der Symmetrierung beginnen. Somit wird die Annäherung des  $VUF_{\text{LIS}}$  weiterhin verwendet und als sinnvoll bewertet.

### 5.1.3 Szenario 2020 mit G2V-Ansatz

In Abbildung 5.6 wurden die Unsymmetrie am Knoten 48 und somit die relevanten Zeitpunkte für die Aktivierung des Symmetrierungsansatzes  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$ , aufgezeigt.

Ist das E-Kfz verfügbar (vgl. Abbildung 5.10, Status E-Kfz: 0 - abwesend; 1 - verfügbar) kann durch das intelligente, netzstabilisierende Laden einer unsymmetrischen Belastung der Phasen entgegengewirkt werden. Das E-Kfz verfügt über eine Bezugsleistung von 11 kW und besitzt einen Stellbereich von 3,66 kW pro Phase. In Abhängigkeit von den Phasenspannungen kann die Ladeleistung stufenlos variiert werden. Abbildung 5.10 zeigt die Verfügbarkeit des E-Kfz am Knoten 48, den relevanten  $VUF_{LIS}$  für die Aktivierung von  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  sowie die Ladeleistungen  $p_{E-Kfz}$  und den zugehörigen Verlauf des  $SoC$ . Der Betrachtungszeitraum wird auf 6 Uhr bis 22 Uhr eingegrenzt, da sich die Last in der Nacht reduziert und keine relevanten Aktivitäten stattfinden.

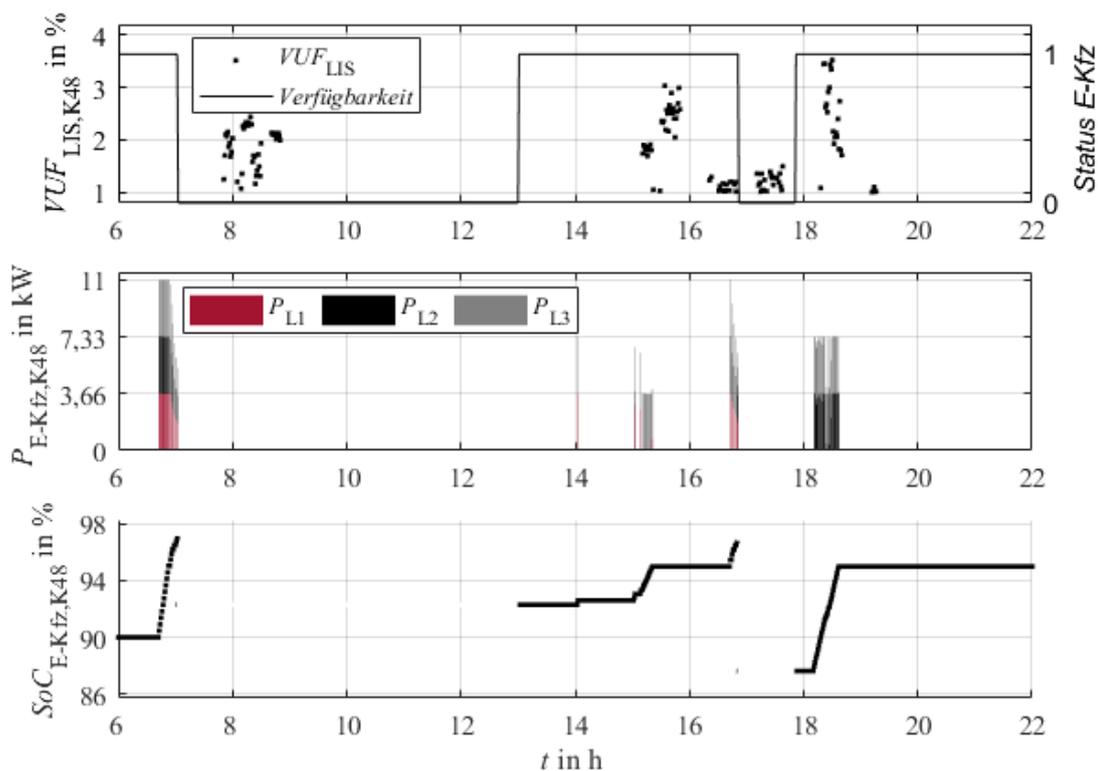


Abbildung 5.10 Szenario 2020 - Integration G2V-Ansatz.

Vor den Abfahrten des E-Kfz gegen 7 Uhr und 17 Uhr, erfolgt eine Zwangsladung mit Bezugsleistung der Ladeinfrastruktur sowie eine anschließende CV-Phase mit gedrosselter Ladeleistung. Die Verfügbarkeit des E-Kfz zeigt, dass das erste Gebiet mit gesteigerter Unsymmetrie von  $VUF_{LIS} \geq 1\%$  gegen 8 Uhr nicht abgedeckt werden kann. Die Aktivierung von  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  erfolgt in zwei Gebieten zwischen 15 Uhr und 17 Uhr sowie von 18 Uhr bis 19:30 Uhr. Dabei erreicht das E-Kfz gegen 15:30 Uhr den maximalen Ladezustand von 95 %. Somit kann die Symmetrierung nicht weiter angeboten werden.

Vor 16 Uhr wird die Ladeleistung über Phase drei und eins bezogen. Ab 18 Uhr beschränkt sich die Belastung im elektrischen Netz auf Phase eins. Das Resultat ist eine Symmetrierung durch das Laden über Phase zwei und Phase drei. Unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit des E-Kfz kam es zu 42 Aktivierungen der Dienstleistung  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$ . Abbildung 5.11 zeigt die Spannungen während des Standardladeverfahrens, die optimierten Phasenspannungen durch den G2V-Ansatz und die Spannungsabweichung, welche die Stabilisierung des Netzes durch den G2V-Ansatz gegenüber dem Standardladeverfahren aufzeigen. Die Grenze des Spannungsbandes wird in Rot aufgetragen.

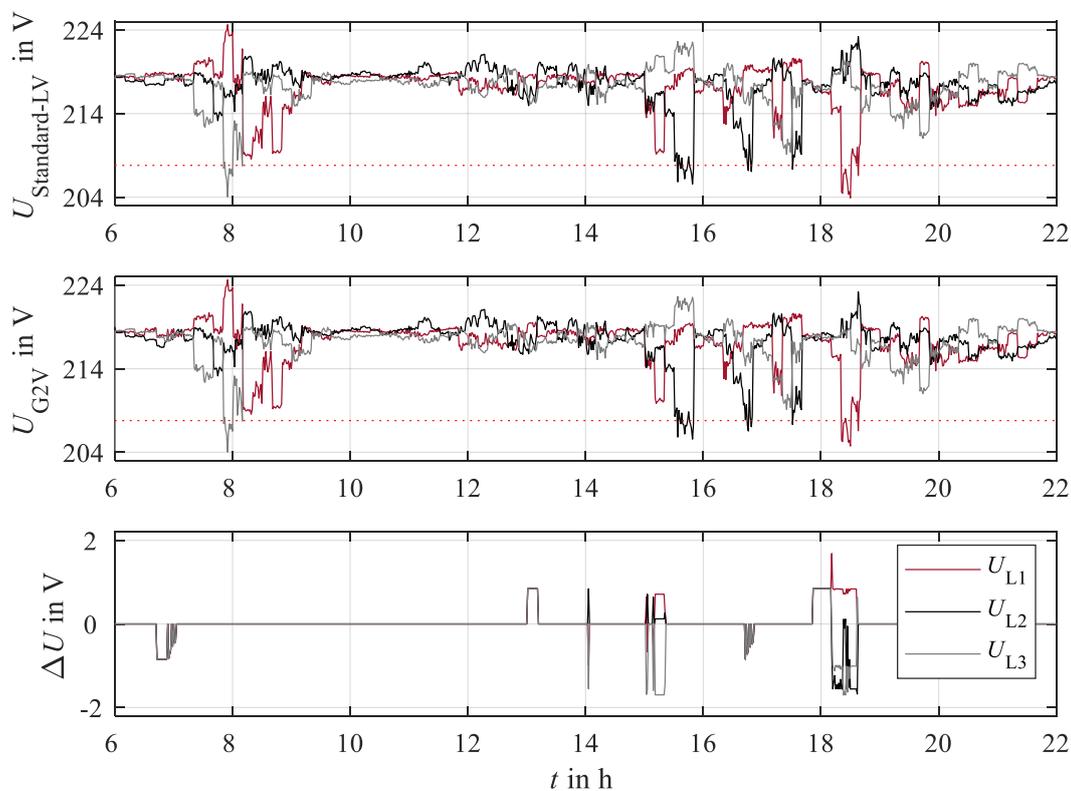


Abbildung 5.11 Szenario 2020 - Spannungsänderung durch G2V-Ansatz.

Neben den Effekten der Symmetrierung sind ebenfalls symmetrische Spannungsanstiege sowie -abfälle im Verlauf der Spannungsabweichung sichtbar. Ein Anstieg von  $\Delta U$  resultiert aus einem nicht getätigten, dreiphasigen Ladevorgang unmittelbar nach der ersten Ankunft um 13 Uhr.

Der Spannungsabfall von  $\Delta U$  um 7 Uhr resultiert aus dem verschobenen, dreiphasigen Ladevorgang auf den Zeitpunkt vor der Abfahrt. Zwischen 14 Uhr und 16 Uhr werden die ersten Ladevorgänge zur Reduzierung der Unsymmetrie abgebildet. Dabei zeigt sich gegen 14 Uhr und 15:15 Uhr über  $\Delta U$  ein Absinken der Spannung  $U_{L3}$  um 1,7 V sowie ein Spannungsanstieg auf  $U_{L1}$  von 0,7 V und  $U_{L2}$  von 0,12 V. Somit werden die Phasenspannungen um 2,5 V zusammengeführt. Im Anschluss kann gegen 18 Uhr durch den nicht getätigten, zweiten dreiphasigen Ladevorgang im Rahmen des Standardladeverfahrens die Dienstleistung der Symmetrierung angeboten und das Netz stabilisiert werden.

In Abbildung 5.12 ist die Verteilung der Spannungswerte unterhalb der kritischen Spannung  $U_{K48,Li} \leq 91,5 \% \cdot U_n$  im Vergleich zwischen dem Standardladeverfahren und dem Symmetrierungsansatz  $A_{G2V,Sym}$  dargestellt. Auf die Darstellung der Anzahl der Zeitpunkte mit einer Spannung von 209 V (Standard-LV: 26, G2V: 18) und 210 V (G2V: 22) wird aufgrund der Übersichtlichkeit verzichtet.

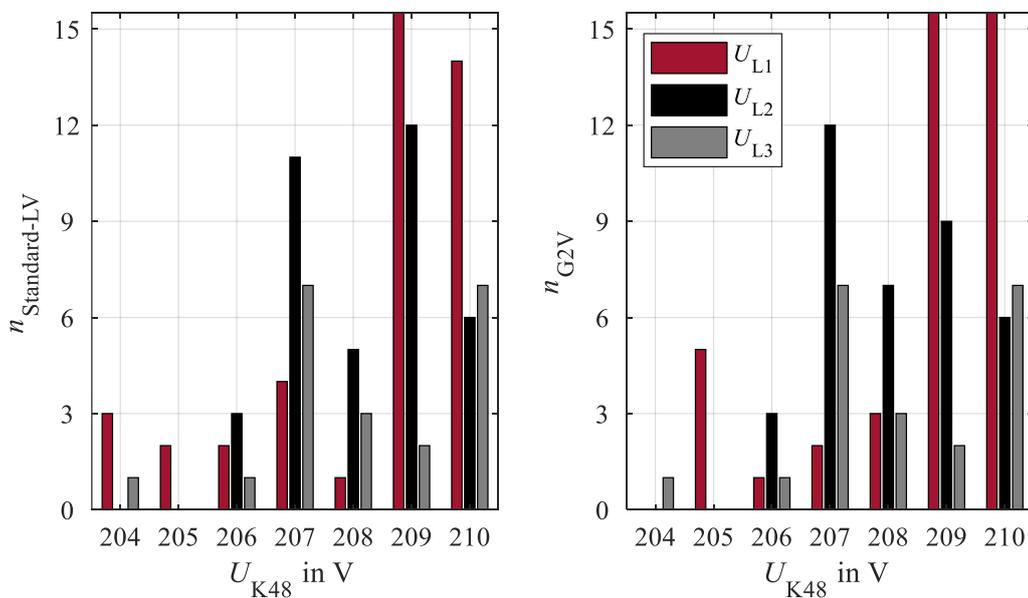


Abbildung 5.12 Szenario 2020 - G2V, Vergleich von kritischen Spannungswerten.

Im Rahmen der Symmetrierung können indirekt Grenzwertverletzungen des Spannungsbandes auf einer Phase ( $U_{K48,Li} \leq 90 \% \cdot U_n$ ) behoben werden, wenn aktuell ein erhöhter *VUF* zur Aktivierung von  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  führt. Voraussetzung dafür ist, dass bei Spannungsbandversetzungen die Ladeinfrastruktur nicht vom Netz getrennt und weiterhin die Dienstleistung der Symmetrierung erbracht werden kann.

Während der Symmetrierung wird Ladeleistung über die weniger stark belasteten Phasen bezogen und bewirkt eine Spannungsanhebung der stark belasteten Phase. Die Anzahl von Grenzwertverletzungen auf Phase eins kann von 11 auf 8 gesenkt werden, wobei sich die Verteilung der Spannungen auf höhere Spannungswerte (vgl. Abbildung 5.12, Spannungen zwischen 204 V und 207 V) ändert. Die Anzahl der Zeitpunkte von Phase zwei erhöht sich von 14 auf 15. Phase drei bleibt unverändert bei einer Anzahl von 9 Verletzungen des Spannungsbandes. Als kritisch definierte Spannungswerte ( $U_{K48,Li} \leq 91,5 \% \cdot U_n$ ) ändern sich geringfügig von 41, 23 und 12 auf 43, 22 und 12.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass die Symmetrierung grundlegend einen positiven Einfluss auf Spannungsbandverletzungen ausübt, da eine Anhebung der Spannungswerte stattfindet. Jedoch stellen die eingeschränkte Ladeleistung sowie der verbleibende *SoC* eine starke Begrenzung der Möglichkeiten dar. Dabei liegt der eigentliche Fokus des Ansatzes allerdings auf der Symmetrierung. Darüber hinaus ist die Spannungsänderung durch ein einzelnes symmetrierendes E-Kfz sehr gering, so dass eine höhere Durchdringung an Fahrzeugen für einen sichtbaren Effekt benötigt wird. Abgeleitet von den jeweiligen Spannungswerten erfolgt in Abbildung 5.13 die Darstellung der Grenzwertverletzungen sowie der kritischen Zeitpunkte durch den *VUF*. Dabei wird die Anzahl der Zeitpunkte unter Verwendung des Standardladeverfahrens und der Symmetrierung durch G2V sowie die Dauer der zusammenhängenden Zeitpunkte aufgezeigt.

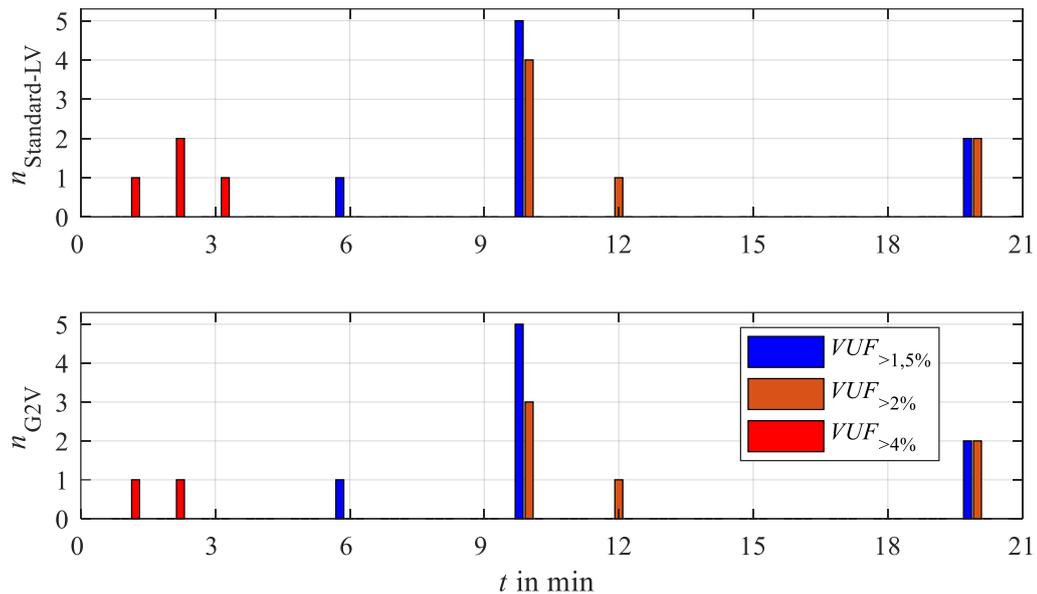


Abbildung 5.13 Szenario 2020 - G2V, Anzahl kritischer  $VUF$ .

Während des Standardladeverfahrens zu 8 Zeitpunkten eine Überschreitung des  $VUF \geq 4\%$  stattfindet. Diese setzt sich aus einer einmaligen Überschreitung von einer Minute, zwei Überschreitungen von jeweils zwei Minuten sowie einem zusammenhängenden Zeitraum von drei Minuten zusammen. Im Vergleich mit dem Standardladeverfahren kann die Anzahl von 8 Zeitpunkten auf 3 Zeitpunkte reduziert werden. Im Vergleich des Kriteriums  $VUF \geq 2\%$  über 10 Minuten können die 7 Grenzwertverletzungen durch die intelligenten Ladevorgänge auf 6 reduziert werden. Die Anzahl an kritischen Zeitpunkten bleibt aufgrund der eingeschränkten Ladeleistung und des begrenzten  $SoC$  unverändert.

#### 5.1.4 Szenario 2020 mit V2G-Ansatz

Die Aktivierung der Funktionen der Symmetrierung ( $\mathbf{A}_{\text{G2V,Sym}}$  und  $\mathbf{B}_{\text{V2G,Sym}}$ ) sowie der Spannungshaltung ( $\mathbf{C}_{\text{G2V,SpH}}$  und  $\mathbf{D}_{\text{V2G,SpH}}$ ) erfolgt durch den  $VUF_{\text{LIS}}$  oder die Phasenspannungen. Im oberen und mittleren Bereich der Abbildung 5.14 ist  $U_{\text{K48},i} \leq 91,5\% \cdot U_n$  der drei Phasen sowie der  $VUF_{\text{LIS}} \geq 1\%$  am Knoten 48 dargestellt.

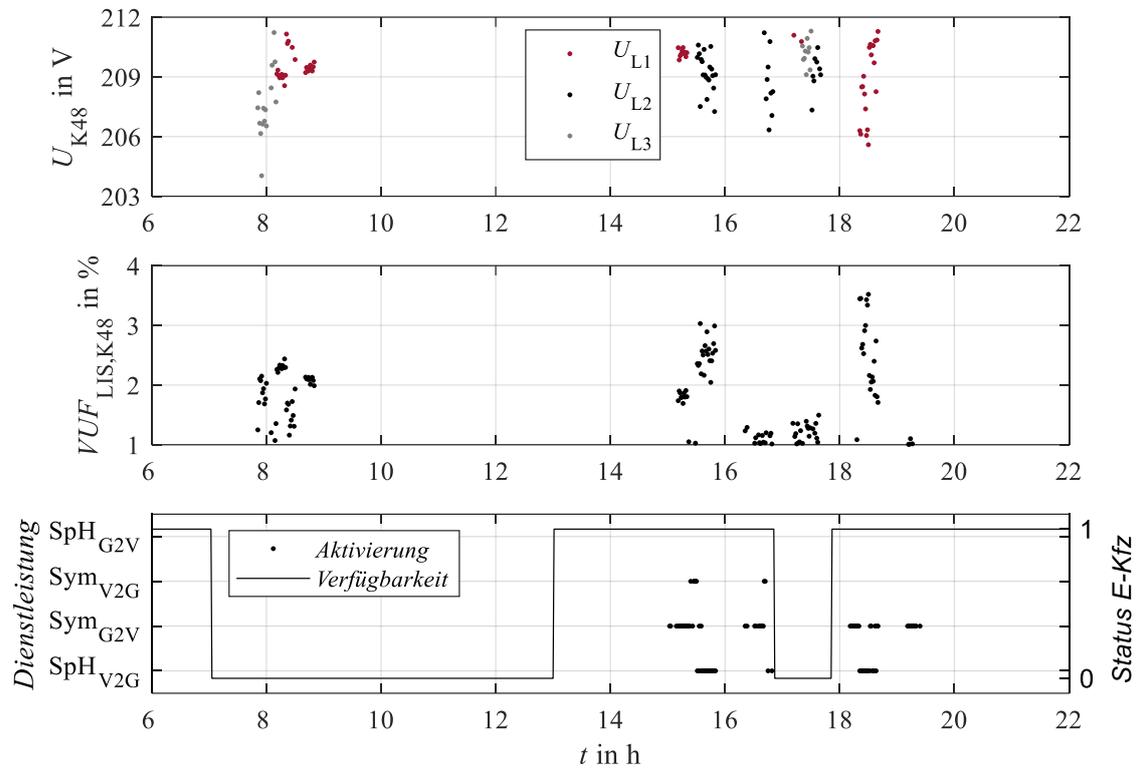


Abbildung 5.14 Szenario 2020 - V2G, Aktivierung.

Im unteren Bereich der Abbildung sind die Dienstleistungen nach ihrer Priorität, beginnend mit der höchsten, von unten nach oben angeordnet. In Abhängigkeit zur Verfügbarkeit werden die resultierenden Aktivierungen der vier Dienstleistungen aufgezeigt. Im Laufe des Tages kommt es zu 102 Aktivierungen, wobei sich die Dienstleistungen nach 36  $D_{V2G,SpH}$ , 58  $A_{G2V,Sym}$  sowie 8  $B_{V2G,Sym}$  aufgliedern lassen. Abbildung 5.15 zeigt die Ladeleistung sowie den zugehörigen  $SoC$  des E-Kfz am Knoten 48.

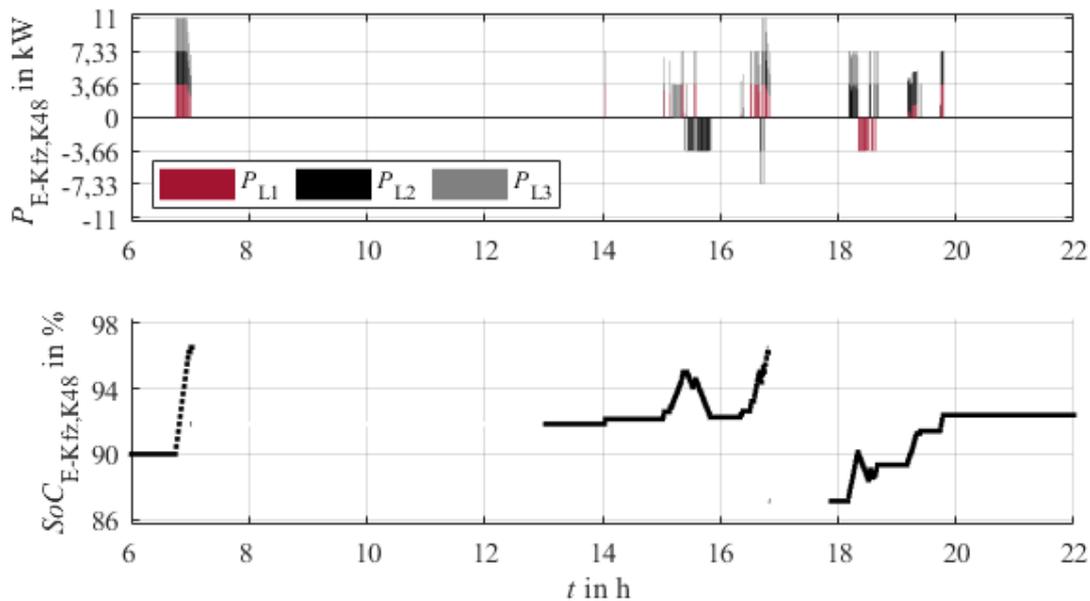


Abbildung 5.15 Szenario 2020 - Integration V2G-Ansatz.

Das Erbringen von zusätzlichen Dienstleistungen über den V2G-Ansatz bewirkt einen angepassten Verlauf des  $SoC$ . Das Entladen der Fahrzeugbatterie gibt zusätzliche Kapazität frei und gilt nicht als begrenzender Faktor. Das Resultat sind weitere Aktivierungen von Dienstleistungen im Vergleich zum G2V-Ansatz. Ab 7 Uhr wird der Ladevorgang des E-Kfz vor der Abfahrt dargestellt. Der Ausgleich von Unsymmetrie erfolgt ab 15 Uhr über das Laden ( $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$ ) auf Phase eins und drei sowie im Anschluss über das Entladen auf Phase zwei ( $\mathbf{B}_{V2G,Sym}$ ). Grund ist das Erreichen des maximalen  $SoC$  von 95 % (Bereich 1) für das Erbringen von Dienstleistungen in einem zusammenhängenden Zeitraum. Somit wird der Bereich unbegrenzt erweitert. Im Anschluss erfolgt vor 16 Uhr die Aktivierung von  $\mathbf{D}_{V2G,SpH}$ , verursacht durch Spannungswerte von  $U_{K48,i} \leq 90,5 \% \cdot U_n$ . Der  $SoC$  sinkt auf 92 %, so dass erneut  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  bis 95 %  $SoC$  erbracht werden kann. Vor der Abfahrt erfolgt das Laden des E-Kfz nach Zwangsladung und CV-Phase.

Ab 18 Uhr werden die Dienstleistungen  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  und  $\mathbf{D}_{V2G,SpH}$  erbracht. Die Spannungen unter Verwendung des Standardladeverfahrens, des V2G-Ansatzes sowie die Spannungsänderung zwischen den Verläufen werden in Abbildung 5.16 dargestellt.

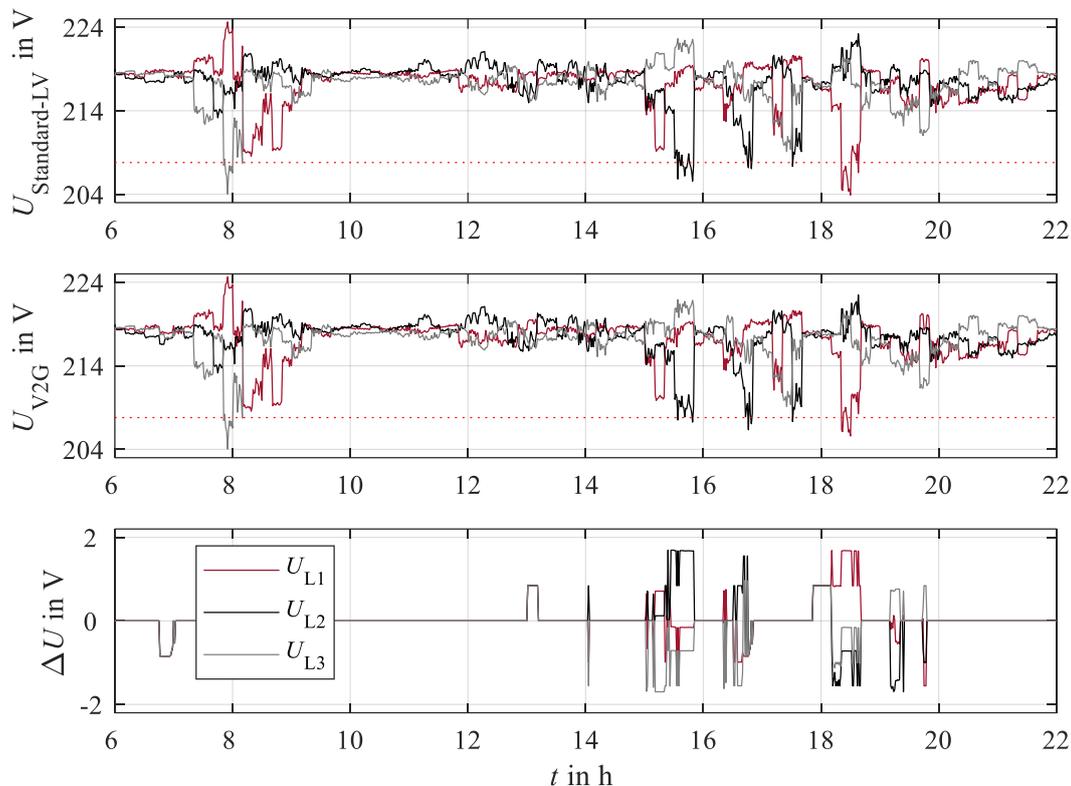


Abbildung 5.16 Szenario 2020 - Spannungsänderung durch V2G-Ansatz.

Die Spannungsabweichung zeigt die Anpassung der Spannung mit Hilfe des V2G-Ansatzes im Vergleich zum Standardladeverfahren. Aufgrund der Verfügbarkeit des E-Kfz zeigen sich, neben den bereits erläuterten Effekten durch die verschobenen Ladevorgänge, am Nachmittag die ersten Änderungen. Zwischen 15 Uhr und 16 Uhr erfolgt die Symmetrierung mit  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$ , parallel zum vorgestellten G2V-Ansatz unter Kapitel 5.1.3. Nach Erreichen der oberen *SoC*-Grenze wird Leistung über das Entladen mit  $\mathbf{B}_{V2G,Sym}$  sowie die Erbringung von Spannungshaltung über Phase zwei zur Verfügung gestellt. Ziel beider Dienstleistungen ist das Anheben der Spannung auf Phase zwei. Im Anschluss kann durch den erweiterten *SoC*-Bereich das Erbringen von Dienstleistungen fortgesetzt werden. Abbildung 5.17 zeigt die Zusammenfassung über die Anzahl der Zeitpunkte mit Spannungswerten unterhalb der kritischen Spannung  $U_{K48,Li} \leq 91,5 \% \cdot U_n$  am Knoten 48.

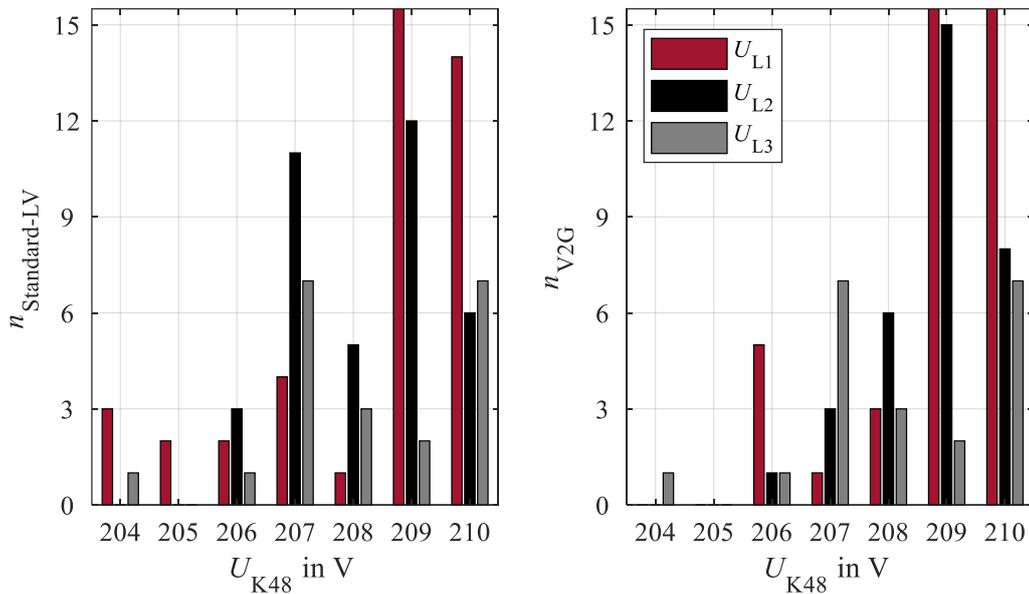


Abbildung 5.17 Szenario 2020 - V2G, Anzahl von kritischen Spannungswerten.

Die Verwendung des V2G-Ansatzes zeigt eine Verbesserung der Spannungswerte während der Grenzwertverletzungen. Initial beträgt die Anzahl an Verletzungen des Spannungsbandes für die Phasenspannungen 11, 14 und 9. Diese können auf 6 und 4 auf den Phasen eins und zwei reduziert werden. Die Anzahl der Zeitpunkte mit Spannungsbandverletzungen auf Phase drei bleibt unverändert bei 9. Die Anzahl an kritischen Spannungen verschlechtert sich von 41, 23 und 12 auf 40, 29 und 12 Zeitpunkte. Allerdings beinhaltet die Anzahl an kritischen Zeitpunkten ebenfalls Zeitpunkte, in denen spannungsstabilisierende Maßnahmen durchgeführt werden. Somit verschieben sich Zeitpunkte mit Spannungsbandverletzungen durch die Erbringung von Dienstleistungen zu kritischen Zeitpunkten, so dass es nicht zu einer Verschlechterung des Netzzustandes durch den V2G-Ansatz kommt. Die Veränderung des  $VUF$  unter Verwendung des Standardladeverfahren sowie des V2G-Ansatzes werden in Abbildung 5.18 dargestellt.

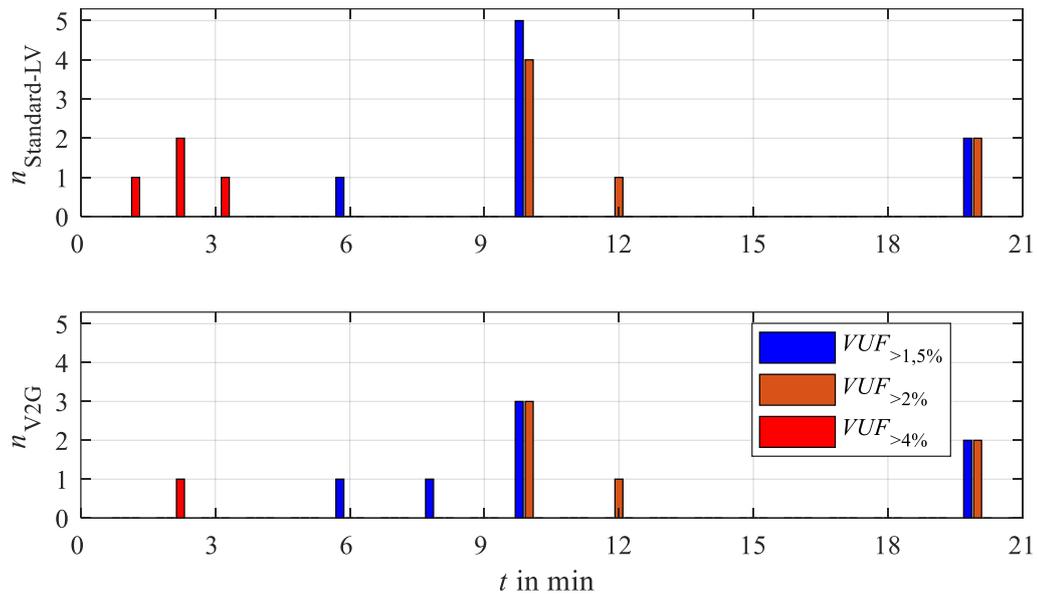


Abbildung 5.18 Szenario 2020 - kritischer  $VUF$  ohne und mit V2G.

Die einmalige Verletzung des Kriteriums der Unsymmetrie von  $VUF \geq 4\%$  kann von 8 Zeitpunkten auf 2 Zeitpunkte reduziert werden. Die Anzahl von Zeitpunkten mit einem  $VUF \geq 2\%$  über 10 Minuten kann unter Anwendung des V2G-Ansatzes von 7 auf 6 reduziert werden. Weiterhin bestehen 7 kritische Zeitperioden mit  $VUF \geq 1,5\%$ , wobei die Höhe des  $VUF$  gesenkt werden konnte.

### 5.1.5 Zusammenfassung Szenario 2020

Im Szenario 2020 wird während eines Tages mit höherer Last der Zustand in einem Transformatorgebiet aufgezeigt und durch die Anzahl an Verletzungen und kritischen Zeitpunkten der Spannungen und des Unsymmetriefaktors  $VUF$  bewertet. Im Anschluss erfolgt der Vergleich zwischen einem Standardladeverfahren sowie den entwickelten Ansätzen G2V sowie V2G an einem E-Kfz am Ende eines Stranges. Tabelle 8 zeigt als Zusammenfassung die Anzahl an Grenzwertverletzungen des Spannungsbandes und der Unsymmetrie unter Verwendung der Ansätze.

Tabelle 8 Szenario 2020 - Zusammenfassung Grenzwertverletzungen

LV	$n_{U,L1}$	$n_{U,L2}$	$n_{U,L3}$	$n_{VUF \geq 2\%}$	$n_{VUF \geq 4\%}$
Standard-LV	11	14	9	7	8
G2V-Ansatz	8	15	9	6	3
V2G-Ansatz	6	4	9	6	2

Durch die Verwendung der entwickelten Ansätze konnte das E-Kfz einen Anteil zur Stabilisierung beitragen. Als begrenzender Faktor konnten die Verfügbarkeit des E-Kfz, die Ladeleistung sowie speziell beim G2V-Ansatz die verbleibende Kapazität identifiziert werden. Somit konnten durch den G2V-Ansatz die Spannungsbandverletzungen zu drei Zeitpunkten gesenkt werden, wobei es zu einem Anstieg der Zeitpunkte während der Erbringung der Symmetrierung durch das Laden vor der Abfahrt gekommen ist. Der V2G-Ansatz konnte eine Reduzierung von 15 Zeitpunkten bewirken. Die Unterschiede während der Reduzierung von Unsymmetrie fallen zwischen beiden Ansätzen geringer aus, wobei der Einsatzzweck des G2V-Ansatzes die Symmetrierung darstellt und Spannungsprobleme beiläufig behoben werden können. Eine Grenzwertverletzung von  $VUF \geq 2\%$  über den Zeitraum von 10 Minuten konnten beide Ansätze meiden. Die einmaligen Verletzungen von  $VUF \geq 4\%$  werden von 8 Zeitpunkten auf 3 bzw. 2 Zeitpunkte reduziert.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass ein netzstützendes Potenzial durch intelligent ladende E-Kfz besteht, wobei die Durchdringung der E-Kfz für einen umfassenden Effekt bei ausreichender Verfügbarkeit deutlich steigen muss. Mit einer Zusammenführung der Phasenspannungen um 2,5 V ist im Szenario 2020 der Effekt der Symmetrierung wahrnehmbar. Aus Sicht der Spannungshaltung ist die Symmetrierung mit einem Spannungsanstieg von 0,7 V vernachlässigbar und stellt noch keinen Nutzen dar. Der entwickelte V2G-Ansatz ermöglicht durch das Rückspeisen eine effizientere Spannungshaltung und ruft eine Änderung von 1,7 V, identisch zum Ladevorgang hervor und kann eine Unterstützung darstellen. Kritisch wird das Zwangsladen vor der Abfahrt zu Zeitpunkten mit niedrigen Spannungen auf allen drei Phasen bewertet.

## 5.2 Szenario 2025

In Kapitel 5.2 erfolgt die Integration des G2V-Ansatzes und des V2G-Ansatzes in alle RM2 E-Kfz Modelle bei einer gesteigerten Durchdringung von E-Kfz, PV-Anlagen, Eigenheimspeichern und Wärmepumpen. Die zusätzliche Integration der einphasig und dreiphasig angeschlossenen Komponenten hat eine Steigerung an symmetrischer und un-symmetrischer Last bzw. Erzeugung zur Folge. Abbildung 5.19 zeigt lediglich die neu hinzugefügten Lasten und Erzeuger, die Position im Netzgebiet sowie den Netzanschluss in der Kategorie „trend“.

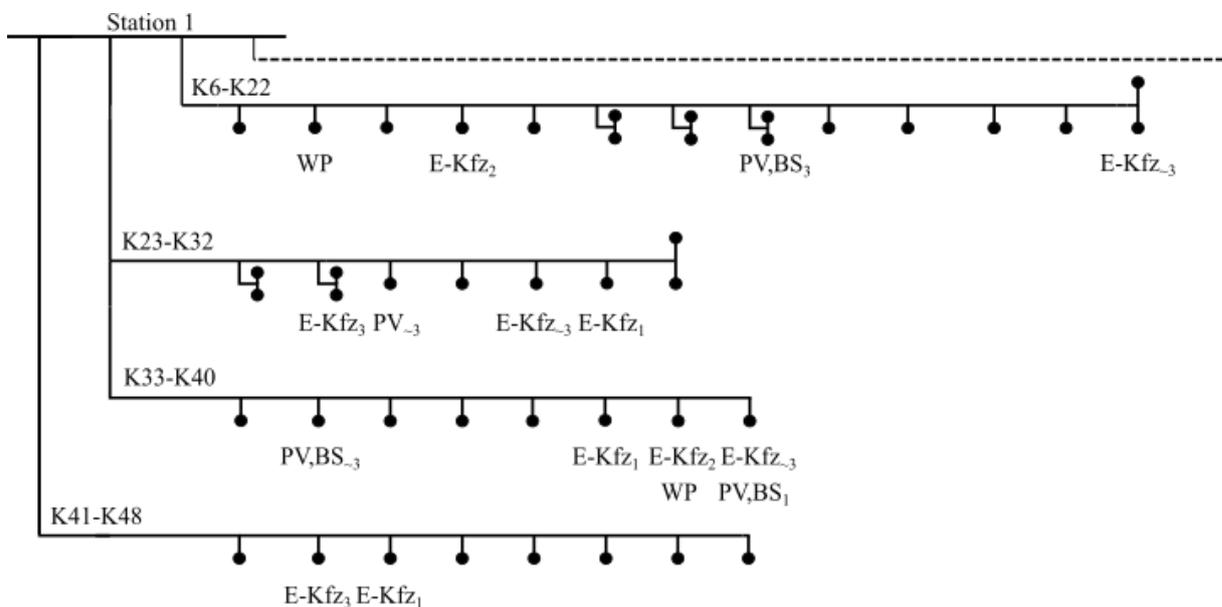


Abbildung 5.19 Szenario 2025 - Positionierung Lasten und Erzeuger.

Die gestiegene Anzahl von E-Kfz an Station 1 gliedert sich nach sechs PHEV, einem RM1 und drei RM2 auf. Der Zuwachs an E-Kfz bietet neben einer steigenden Belastung durch einphasig ladende Fahrzeuge ebenfalls ein höheres Potenzial zur Erbringung von Dienstleistungen. Tabelle 9 fasst die Anzahl der gesamten Lasten und Erzeuger an Station 1 zusammen.

Tabelle 9 Szenario 2025 - Durchdringung Station 1, Lasten und Erzeuger

<b>Szenario</b>	<b><math>n_{E-Kfz}</math></b>	<b><math>n_{PV}</math></b>	<b><math>n_{BS}</math></b>	<b><math>n_{WP}</math></b>
2020	1	3	1	3
2025	11	7	4	5

Aufgrund der Vielzahl der einphasig angeschlossenen Lasten erfolgt die Einteilung des Standardladeverfahrens (ohne Dienstleistungen aus dem E-Kfz, Ladevorgang beginnt unmittelbar nach der Ankunft) in die drei Kategorien „best case“, „trend“ und „worst case“, welche den Netzanschluss der Phase beschreiben (vgl. Kapitel 4.2).

### 5.2.1 Standardladeverfahren der E-Kfz

Die weitere Integration von einphasig und dreiphasig angeschlossenen Lasten und Erzeugern hat einen direkten Einfluss auf die Spannung. Ausschlaggebend für die Ausbreitung der Unsymmetrie ist der Netzanschluss. Unter der Kategorie „trend“, werden eingangs einphasige Lasten und Erzeuger zu 50 % auf Phase eins und jeweils 25 % Phase zwei und drei angeschlossen werden. Abbildung 5.20 zeigt den angepassten Wirkleistungsverlauf der hinzugefügten Lasten sowie Erzeuger an Station 1.

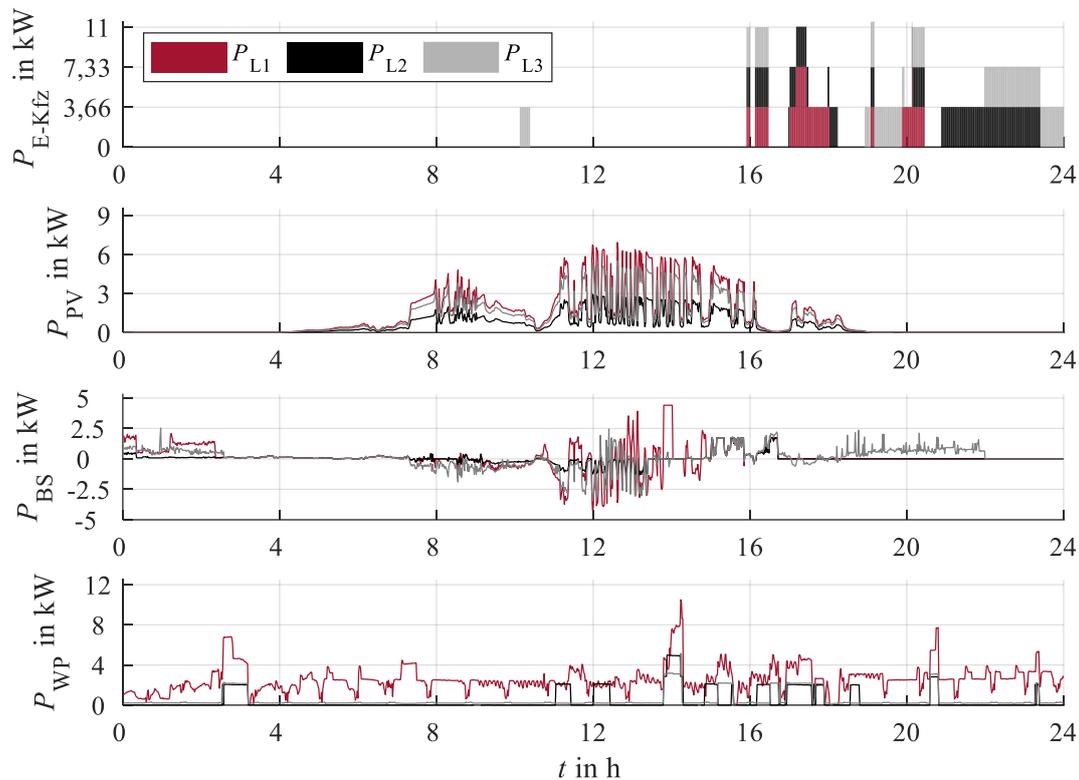


Abbildung 5.20 Szenario 2025 - Wirkleistungsänderung an Station 1.

Im oberen Bereich der Abbildung ist die Ladeleistung der zusätzlich hinzugefügten E-Kfz an Station 1 abgebildet. Dabei sind einphasig und dreiphasig ladende E-Kfz dargestellt. Hauptsächlich erfolgt das Laden ab 16 Uhr nach der Rückkehr der Fahrzeuge zum Wohnort. Ein PHEV ist, aufgrund der späten Ankunftszeit, am Ende des Tages noch nicht vollgeladen und weist einen *SoC* von 18 % auf. Aufgrund der symmetrisch ausgerichteten Straßenzüge weisen alle Häuser eine identische Ausrichtung auf, so dass sich die produzierte PV-Leistung lediglich im Betrag und in Abhängigkeit vom Netzschluss verändert. Die Eigenheimspeicher arbeiten individuell unter Berücksichtigung der Last im Haushalt (positiv – Entladen, negativ – Laden). Zu sehen ist, dass die Eigenheimspeicher bis 8 Uhr den Eigenverbrauch abdecken und im Anschluss über den PV-Überschuss geladen werden. Ab 15 Uhr steigt die Last, so dass die Eigenheimspeicher erneut mit dem Entladen beginnen. Die Wärmepumpen sind dreiphasig angeschlossen, allerdings werden nicht alle Phasen gleichermaßen belastet. Der Bezug erfolgt hauptsächlich über Phase eins. Resultierend aus den zusätzlichen Leistungen ergibt sich ein Spannungsverlauf am Knoten 48 über den Tag. Die rote Linie markiert die Grenze des Spannungsbandes von 90 % von  $U_n$ .

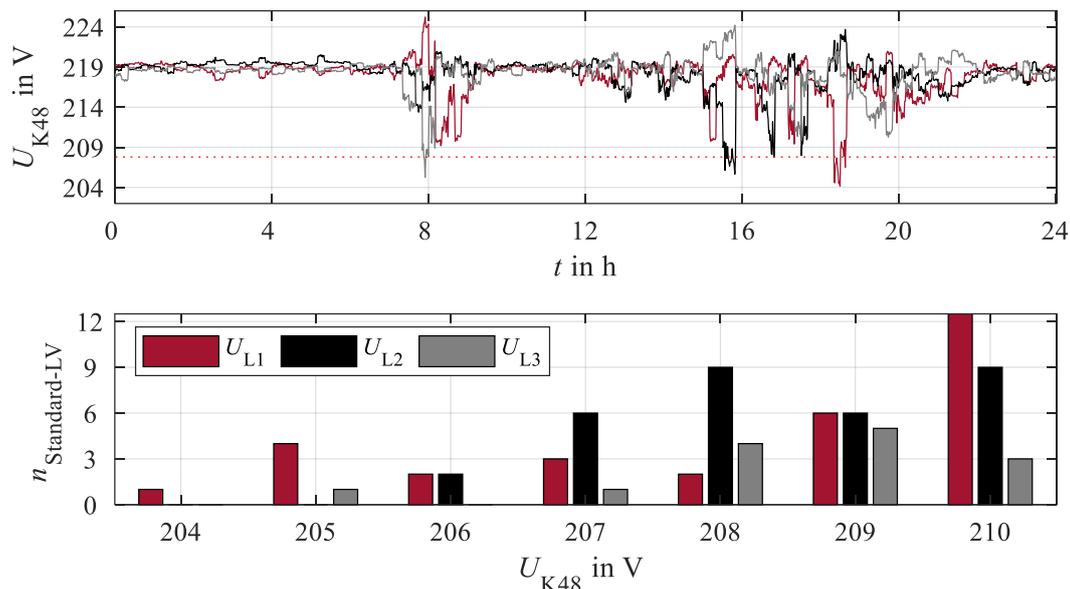


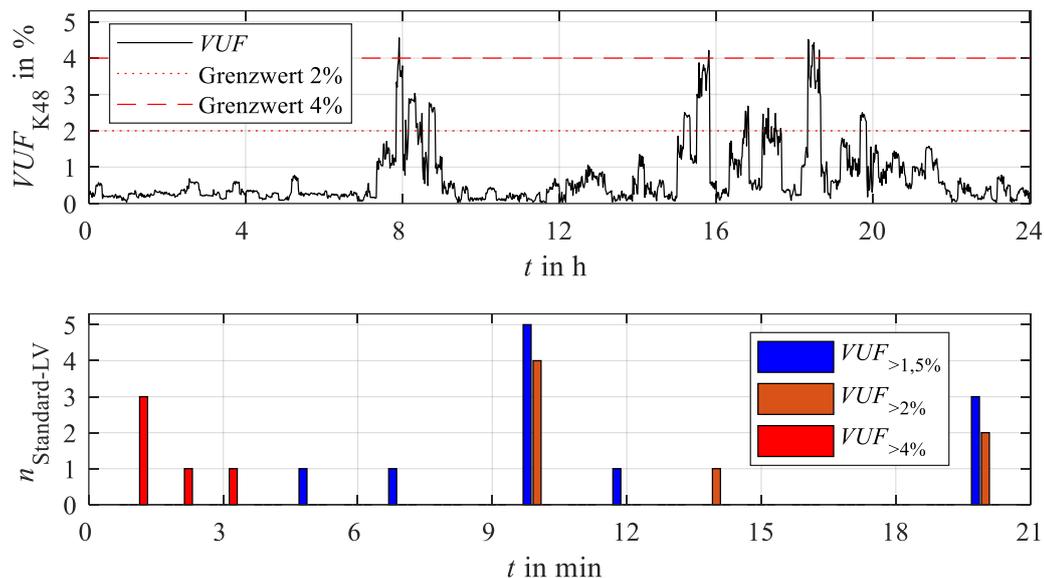
Abbildung 5.21 Szenario 2025 - Phasenspannungen und kritische Zeitpunkte.

Im Verlauf des Tages besteht im Vergleich zu Abbildung 5.4 (Verlauf der Phasenspannungen im Szenario 2020) lediglich eine geringe Spannungsabweichung nach dem Netzanschluss durch die Kategorie „trend“. Aufgrund der geringen Anzahl und Positionierung der integrierten einphasigen PV-Anlagen ist durch den Netzanschluss lediglich ein geringer Spannungsanstieg auf Phase eins zu sehen. Mit dem Beginn der Ladevorgänge der E-Kfz wird ein Spannungsabfall festgestellt. Die Anzahl an Zeitpunkten von Spannungsbandverletzungen durch  $U_{K48,Li} \leq 90 \% \cdot U_n$  beläuft sich auf 20. Dabei werden auf Phase eins 10, Phase zwei 8 und Phase drei 2 Verletzungen festgestellt. Im kritischen Bereich befinden sich 77 Zeitpunkte. Phase eins weist mit einer Anzahl von 33 Zeitpunkten mit 210 V und einer Gesamtanzahl von 41 Zeitpunkten mit kritischen Spannungen eine wesentlich stärkere Belastung auf, als auf Phase zwei mit 24 sowie Phase drei mit 12. Der Einfluss des unterschiedlichen Netzanschlusses durch „best case“ und „worst case“ für einphasige Lasten und Erzeuger auf den Spannungsverlauf wird im Anhang A dargestellt. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse für die drei Kategorien des Netzanschlusses wird in Tabelle 10 aufgezeigt.

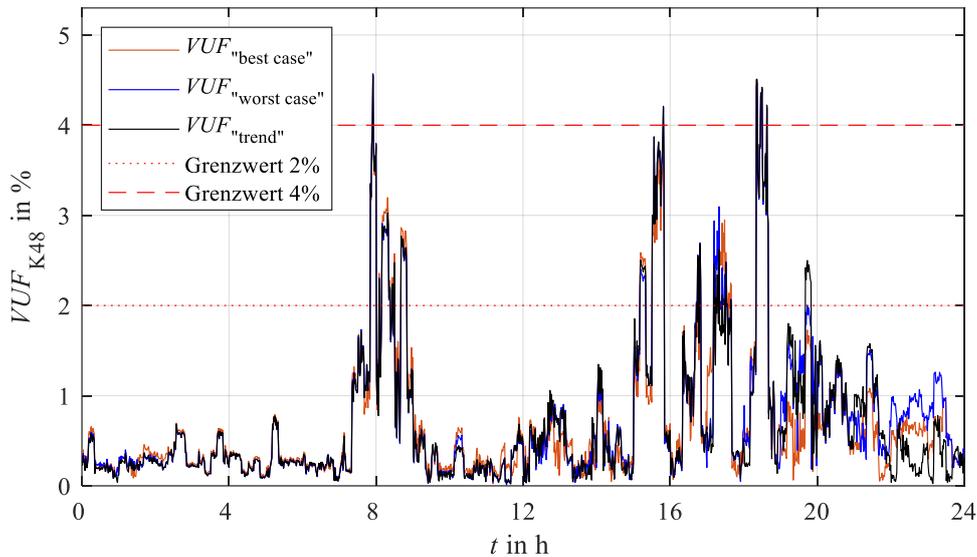
Tabelle 10 Spannungsbandverletzungen und kritische Zeitpunkte

<b>Kategorie</b>	$n_{U,L1}$	$n_{U,L2}$	$n_{U,L3}$	$n_{U,L1}$	$n_{U,L2}$	$n_{U,L3}$
„trend“	10	8	2	41	24	12
„best case“	10	3	2	41	29	20
„worst case“	10	8	2	43	24	12

Die Anzahl von Grenzwertverletzungen ändert sich für Phase eins und drei im Vergleich zwischen „best case“ und „worst case“ nicht. Auf Phase zwei kommt es lediglich zu drei Grenzwertverletzungen durch eine gleichmäßige Verteilung von Last und Erzeuger. Die Anzahl der kritischen Zeitpunkte zeigt, dass die noch geringe Durchdringung von temporären, einphasigen Lasten und Erzeugern wenig Einfluss besitzt. Der wesentliche Unterschied zwischen den drei Kategorien „trend“, „best case“ und „worst case“ besteht in der Anzahl an Grenzwertverletzungen der Phase zwei, welche sich nahe der Spannungsbandgrenze befinden. Während unter „best case“ fünf Spannungsbandverletzungen gemieden werden, verschiebt sich die Anzahl in die kritischen Zeitpunkte. Durch den angepassten Netzanschluss kommt es zu einer stärkeren Belastung der Phase 3, wobei die Anzahl von kritischen Zeitpunkten von 12 im „trend“ und „worst case“, auf 20 im „best case“, steigt. Ein Grund ist die Abdeckung des Eigenverbrauchs durch PV-Anlagen und Batteriespeicher. Durch die Anpassung des Netzanschlusses variiert die unsymmetrische Belastung nach Abbildung 4.2 und Abbildung 4.3 (Wirkleistungsverlauf am Netzanschlusspunkt für PV-Anlagen und PV/Batteriespeicher). Ausschlaggebend ist ebenfalls der Netzanschluss der sieben einphasigen E-Kfz. In Summe entsteht durch den angeglichenen Netzanschluss eine höhere Belastung der Phase drei, was die zusätzlichen kritischen Zeitpunkte hervorruft. Im Vergleich zwischen den Kategorien zeigt sich, dass der Einfluss an Lasten und Erzeugern mit einphasigem Netzanschluss im Szenario 2025 gering ist, so dass aufgrund der Positionierung und durch den Einfluss der Sensitivität lediglich geringe Änderungen in den Spannungsunterschieden sichtbar werden. Die Ausbreitung von Unsymmetrie ändert sich ebenfalls nur geringfügig, so dass auf eine gesamtheitliche Darstellung des *VUF* für Station 1 verzichtet wird. Abbildung 5.22 zeigt den Verlauf des *VUF* am Knoten 48 über den Tag sowie die Anzahl von kritischen Zeitpunkten und Grenzwertverletzungen.

Abbildung 5.22 Szenario 2025 -  $VUF$  im Verlauf des Tages.

Die Charakteristik des Verlaufs der Unsymmetrie bleibt im Vergleich zu Szenario 2020 bestehen. Mit der Integration von zusätzlichen einphasigen Lasten und Erzeugern kommt es zu temporären Änderungen des  $VUF$ . Die Änderung der bestehenden Unsymmetrie wird durch die zusätzliche einphasige Belastung temporär. Es resultieren Verletzungen des Kriteriums der Unsymmetrie mit  $VUF \geq 4\%$  zu 8 Zeitpunkten sowie 7 Überschreitungen von  $VUF \geq 2\%$  über 10 Minuten. Dieses Verhalten ist ebenfalls zwischen den Kategorien des Netzanschlusses von einphasigen Lasten und Erzeugern zu beobachten. Abbildung 5.23 zeigt den eingegrenzten Zeitraum zwischen 17 Uhr und 20 Uhr, um einen relevanten Zeitraum darzustellen. Abbildung 5.23 zeigt den Vergleich zwischen den Verläufen des  $VUF$  unter dem Netzanschluss nach „trend“, „best case“ und „worst case“. Zwischen 17 Uhr und 17:45 Uhr wird sichtbar, dass mit einem gleichmäßig verteilten Netzanschluss unter der Kategorie „best case“ ebenfalls eine Verschlechterung der Unsymmetrie stattfinden kann.

Abbildung 5.23 Szenario 2025 -  $VUF$  in Abhängigkeit zum Netzanschluss.

Die Änderung des Verlaufs der Unsymmetrie ist dabei nicht auf eine einzelne Last oder einen Erzeuger zurückzuführen, sondern eine Summe von Ereignissen, die durch die Sensitivität und die Positionierung im Transformatorgebiet einen höheren oder niedrigeren Einfluss auf die Spannung besitzen. Trotzdem zeigt der einphasige Ladevorgang eines E-Kfz hier einen maßgeblichen Einfluss, so dass die Unsymmetrie unter „best case“ teilweise doppelt so hoch wie im Vergleich mit „trend“ und „worst case“ ausfällt (ab 17 Uhr). Gleichermäßen wird dargestellt, wie sich ein ausgeglichener Netzanschluss positiv auf die Unsymmetrie zwischen 19 Uhr und 20 Uhr auswirken kann. Tabelle 11 zeigt die Zusammenfassung des  $VUF$  in den Kategorien „trend“, „best case“ und „worst case“.

Tabelle 11 Zusammenfassung Verletzungen der Unsymmetrie

Kategorie	$n_{VUF \geq 2\%}$	$n_{VUF \geq 4\%}$
„trend“	8	7
„best case“	8	7
„worst case“	8	6

Zwischen den Kategorien gibt es lediglich eine Verringerung der Grenzwertverletzungen durch den  $VUF \geq 2\%$  im „worst case“.

### 5.2.2 Szenario 2025 mit G2V-Ansatz

Im Szenario 2025 sind vier E-Kfz nach dem Simulationsmodell RM2 an Station 1 vorhanden und werden mit dem Symmetrierungsansatz  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  versehen. Abbildung 5.24 zeigt die Position der E-Kfz an den Knoten 48, 24-2, 29 sowie 41 sowie deren Verfügbarkeit, um den Zeitraum zur Bereitstellung der Dienstleistung darzustellen. Im weiteren Verlauf werden die Ladeleistungen der vier symmetrierenden E-Kfz an Station 1 betrachtet.

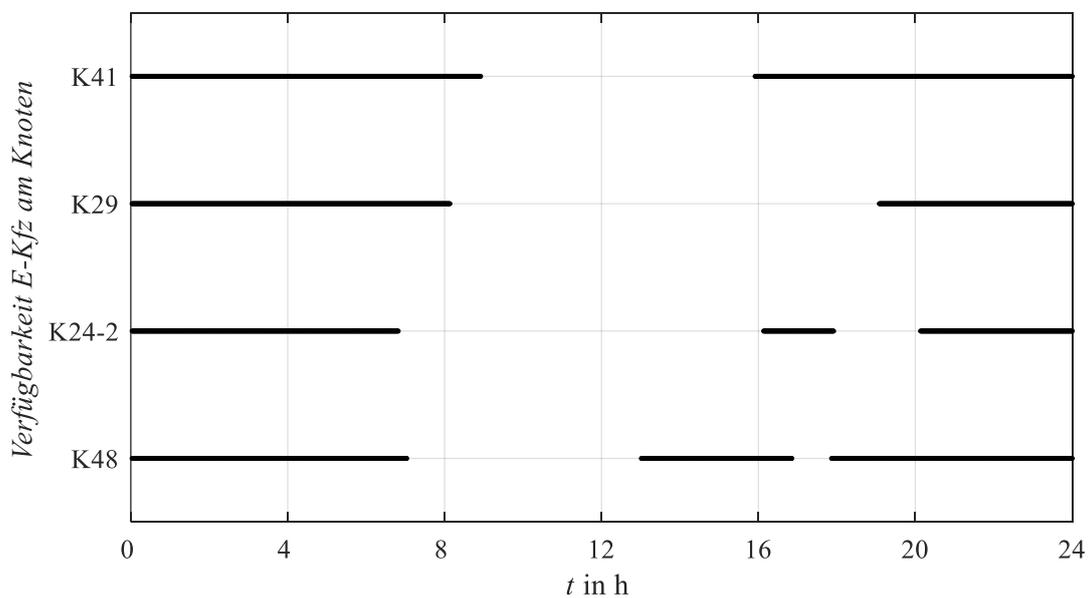


Abbildung 5.24 Szenario 2025 - Verfügbarkeit der E-Kfz-Modelle RM2.

Die Verfügbarkeit der E-Kfz und somit die Bereitstellung der Symmetrierung beschränkt sich maßgeblich auf die Zeiten von 0 Uhr bis 7:30 Uhr sowie nach individueller Rückkehr ab 13 Uhr. In Abhängigkeit zur vorherrschenden Unsymmetrie, erfolgt der Abruf der symmetrierenden Ladevorgänge. Abbildung 5.25 zeigt die Aktivierung von  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  für alle RM2 E-Kfz Modelle sowie die Summe der Ladeleistung im Rahmen der Ladevorgänge. Die Betrachtung wird auf den Zeitraum zwischen 6 Uhr und 22 Uhr eingegrenzt.

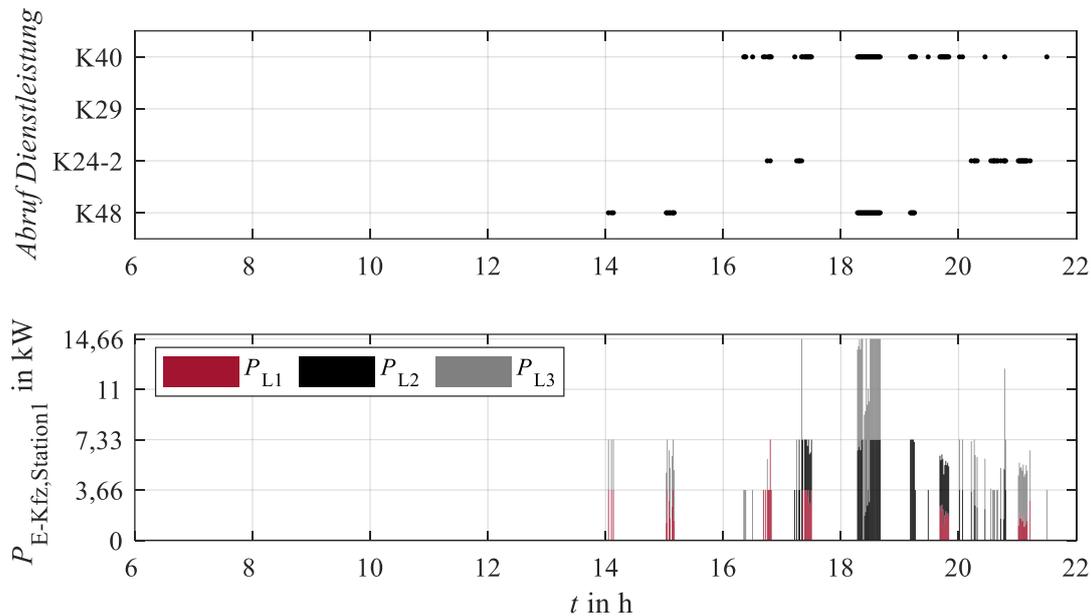


Abbildung 5.25 Szenario 2025 - Abruf von Symmetrierung und Ladeleistung.

Im Szenario 2025 kommt es an dem Beispieltag zu 138 Abrufen während eines  $VUF_{Lis} \geq 1\%$ . Die Erbringung der Symmetrierung findet mit 67 und 39 Abrufen hauptsächlich an den Knoten 40 und 48 statt, da die Ausbreitung von Spannungsproblemen mit der steigenden Länge der Leitung sowie der Anzahl der Abnehmer wächst. Somit werden Fahrzeuge, welche am Ende einer Leitung platziert sind, tendenziell häufiger Symmetrierung erbringen, als Fahrzeuge die sich am Anfang einer Leitung befinden. Aufgrund der Verteilung der Unsymmetrie und der Position der E-Kfz kommt es zwischen 18 Uhr und 19 Uhr zu gemeinsamen netzstützenden Ladevorgängen, indem Unsymmetrie von zwei Fahrzeugen auf der gleichen Phase (Phase eins) behoben werden muss. Es fällt auf, dass das E-Kfz an Knoten 29 zu keinem Zeitpunkt die Dienstleistung der Symmetrierung erbringt. Die Ladeleistungen der E-Kfz führen im Rahmen der Symmetrierung zu einer Spannungsänderung. Abbildung 5.26 zeigt den Spannungsverlauf unter Verwendung des Standardladeverfahrens, des Symmetrierungsansatzes sowie die Abweichung der beiden Spannungsverläufe. Der Zeitraum wird auf 6 Uhr bis 22 Uhr begrenzt.

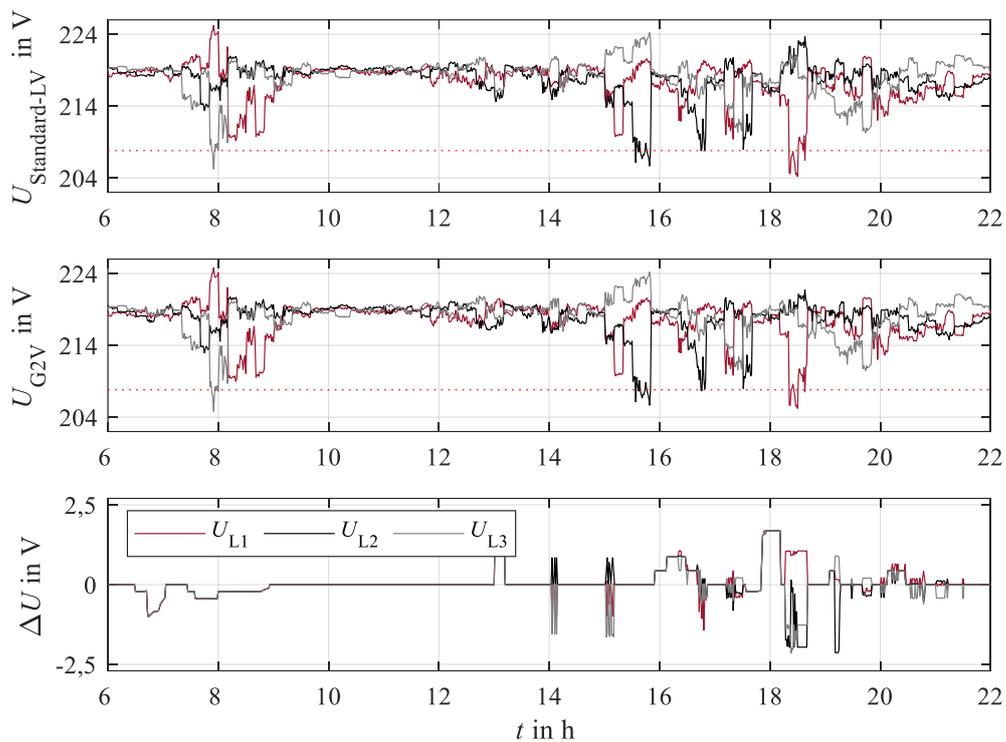


Abbildung 5.26 Szenario 2025 - Spannungsänderung durch G2V-Ansatz.

Die Spannungsabfälle zwischen 7 Uhr und 9 Uhr zeigen Zwangsladevorgänge, welche durch die E-Kfz am Knoten 24-2, gefolgt von den Fahrzeugen an den Knoten 29 und Knoten 40 hervorgerufen werden. Die E-Kfz erreichten durch die Erbringung der Symmetrierung am Vortag nicht den gewünschten *SoC* von 97 %. Die ladenden Fahrzeuge rufen dabei einen maximalen Spannungsabfall von 1 V hervor. Gegen 13 Uhr wird der Ladevorgang des E-Kfz an Knoten 48 ebenfalls verschoben und verteilt sich auf den Tag. Die abweichende Höhe des Einflusses der Ladeleistung auf die Spannungen ist auf die Positionierung der E-Kfz im elektrischen Netz und den Einfluss der Sensitivität zurückzuführen. Weitere nicht getätigte Ladevorgänge sind gegen 16 Uhr, 18 Uhr und nach 20 Uhr sichtbar. Während der zeitgleichen Erbringung der Symmetrierung nach 18 Uhr, können die Spannungen gesamtheitlich um 4,4 V zusammengeführt und auf den drei einzelnen Phasen um 1,1 V, -2,0 V und -1,3 V angepasst werden. Während der Symmetrierung durch die E-Kfz erfolgt stets eine Entlastung der stärker beanspruchten Phase durch Ladevorgänge auf weniger stark beanspruchten Phasen. Abbildung 5.27 fasst die Anzahl von Spannungsbandverletzungen und kritischen Spannungswerten zusammen.

Auf die Darstellung der Anzahl von Spannungswerten bei 210 V mit 33 und 31 Zeitpunkten wird verzichtet.

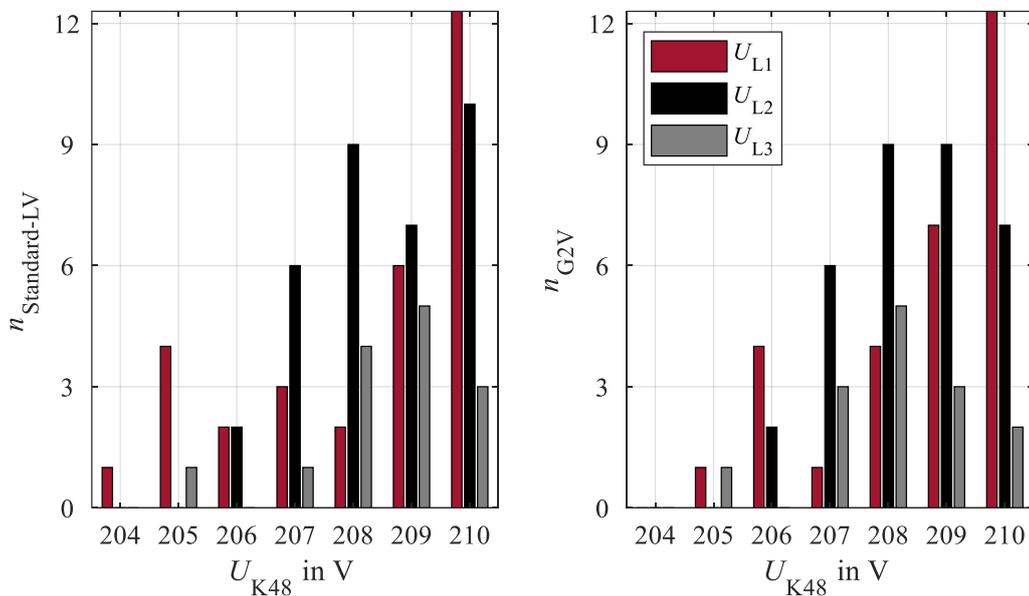


Abbildung 5.27 Szenario 2025 - G2V, Anzahl von kritischen Spannungswerten.

Der Vergleich der Spannungswerte zeigt eine Verschiebung der Spannungsbandverletzungen, wobei die Ladeleistung der E-Kfz nicht ausreichend groß ausfällt, um diese im Rahmen der Symmetrierung zu beheben. Unter Verwendung des Standardladeverfahrens wurden 20 Spannungsbandverletzungen aufgezeigt, welche durch den Einsatz der Symmetrierung auf 18 verringert wurden. Dabei ändert sich die Anzahl an Spannungsbandverletzungen von 10, 8 und 2 zu 6, 10 und 4 auf den drei Phasen. Grund für die geringe Reduzierung der kritischen Zeitpunkte ist der Ladevorgang vor der Abfahrt der Fahrzeuge, der während einer kritischen Zeit mit ohnehin niedrigen Spannungswerten durchgeführt wird.

Die Anzahl von kritischen Zeitpunkten je Phase ändert sich minimal von 41, 26 und 12 auf 42, 25 und 10. Zusammenfassend kann jedoch gesagt werden, dass die einzelnen Spannungswerte angehoben wurden und ein positiver Effekt auf die Spannungswerte sichtbar ist. Jedoch wird sowohl das Laden zur Symmetrierung als auch die Zwangsladung während niedriger Spannungswerte als kritisch eingestuft und muss an stärkere Restriktionen gekoppelt werden. Resultierend aus der unsymmetrischen Phasenspannung wird nun die Entwicklung des  $VUF$  dargestellt.

Abbildung 5.28 zeigt die Anzahl der Grenzwertverletzungen des  $VUF$  sowie kritische Zeitpunkte unter Verwendung des Standard-LV und des Symmetrierungsansatzes.

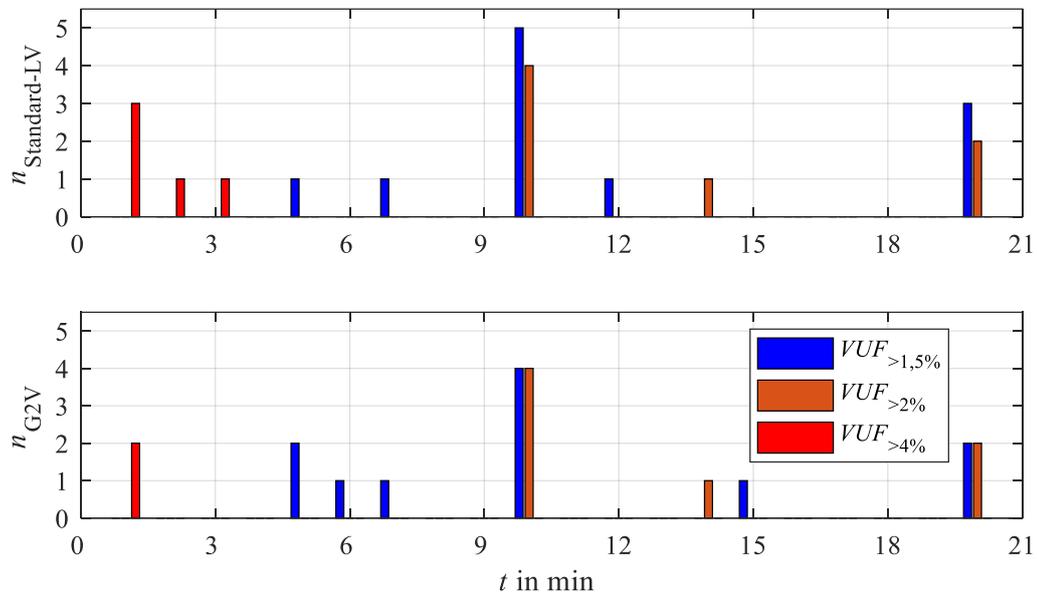


Abbildung 5.28 Szenario 2025 - G2V, Anzahl kritischer  $VUF$ .

Mit Hilfe des Symmetrierungsansatzes können Grenzwertverletzungen des  $VUF \leq 4\%$  von 8 Zeitpunkten auf 2 Zeitpunkte reduziert werden. Die Anzahl der Grenzwertverletzungen durch  $VUF \leq 2\%$  über einen Zeitraum von 10 Minuten bleibt bestehend, wobei die Unsymmetrie bei einer Verfügbarkeit der E-Kfz am Anschlusspunkt grundsätzlich reduziert wird. Die Anzahl von kritischen Zeitpunkten kann ebenfalls reduziert werden. Weiterhin ist eine vorhandene Restkapazität ausschlaggebend, um einen Ladevorgang und somit die Symmetrierung zu aktivieren.

### 5.2.3 Szenario 2025 mit V2G-Ansatz

Der V2G-Ansatz wird in die RM2 E-Kfz Modelle integriert und kann in Abhängigkeit zur Verfügbarkeit (Abbildung 5.24) die Dienstleistungen der Spannungshaltung und der Symmetrierung erbringen. Die Aktivierung der Dienstleistung erfolgt mit Erreichen bzw. Unterschreiten der definierten Grenzwerte an den jeweiligen Knoten der im Netz positionierten E-Kfz.

Abbildung 5.29 zeigt die Aktivierung der Dienstleistungen ( $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  – schwarz,  $\mathbf{B}_{V2G,Sym}$  – blau sowie  $\mathbf{D}_{V2G,SpH}$  – rot) hauptsächlich zwischen 14 Uhr und 20 Uhr, wobei keine Dienstleistung über das E-Kfz am Knoten 29 aufgrund der Positionierung im Netz erbracht wird.

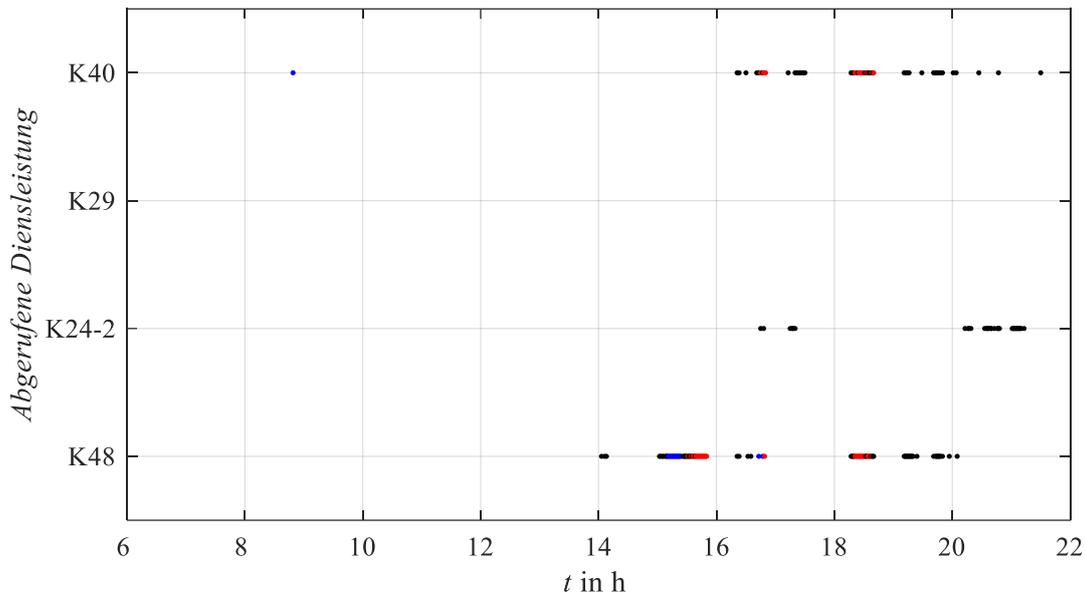


Abbildung 5.29 Szenario 2025 - V2G, Aktivierung Dienstleistungen.

Die Übersicht der Dienstleistungen von Spannungshaltung und Symmetrierung zeigt 203 Aktivierungen an diesem Tag. Diese unterteilen sich hauptsächlich auf die E-Kfz an den Knoten 48 mit 32  $\mathbf{D}_{V2G,SpH}$ , 53  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  sowie 16  $\mathbf{B}_{V2G,Sym}$  Abrufen sowie an Knoten 40 mit 18  $\mathbf{D}_{V2G,SpH}$ , 51  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  sowie 1  $\mathbf{B}_{V2G,Sym}$  Abrufen. Am Knoten 24-2 erfolgt ausschließlich die Erbringung der Symmetrierung durch das Laden. Keine Aktivierungen zeigt das E-Kfz am Knoten 29. Die dazugehörigen Ladeleistungen an Station 1 sind in Abbildung 5.30 nach positiver und negativer Ladeleistung aufgegliedert, um ggf. gleichzeitiges Laden und Entladen der Fahrzeuge abzubilden.

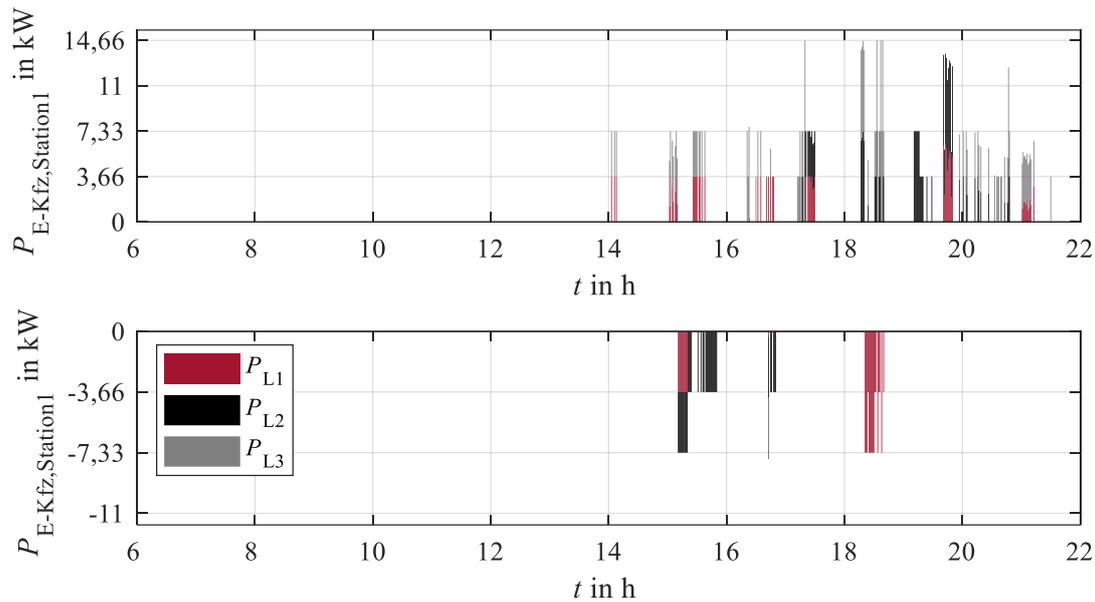


Abbildung 5.30 Szenario 2025 - V2G, Ladeleistungen an Station 1.

Es kommt an diesem Tag zu keinem Zeitpunkt zu Komplikationen zwischen mehreren E-Kfz durch gleichzeitiges Laden und Entladen während der Erbringung einer Dienstleistung. Erbringen mehrere E-Kfz gleichzeitig eine Dienstleistung, so erfolgt dies mit dem gleichen Ziel, z. B. zwischen 18 Uhr und 19 Uhr durch das Entladen über Phase eins sowie das Laden über Phase zwei und drei. Abbildung 5.31 zeigt den Spannungsverlauf unter Verwendung des Standardladeverfahrens, des V2G-Ansatzes sowie der erreichten Spannungsänderung. Der Zeitraum wird auf 6 Uhr bis 22 Uhr erweitert, um den Einfluss der Ladevorgänge vor der Abfahrt der E-Kfz aufzuzeigen.

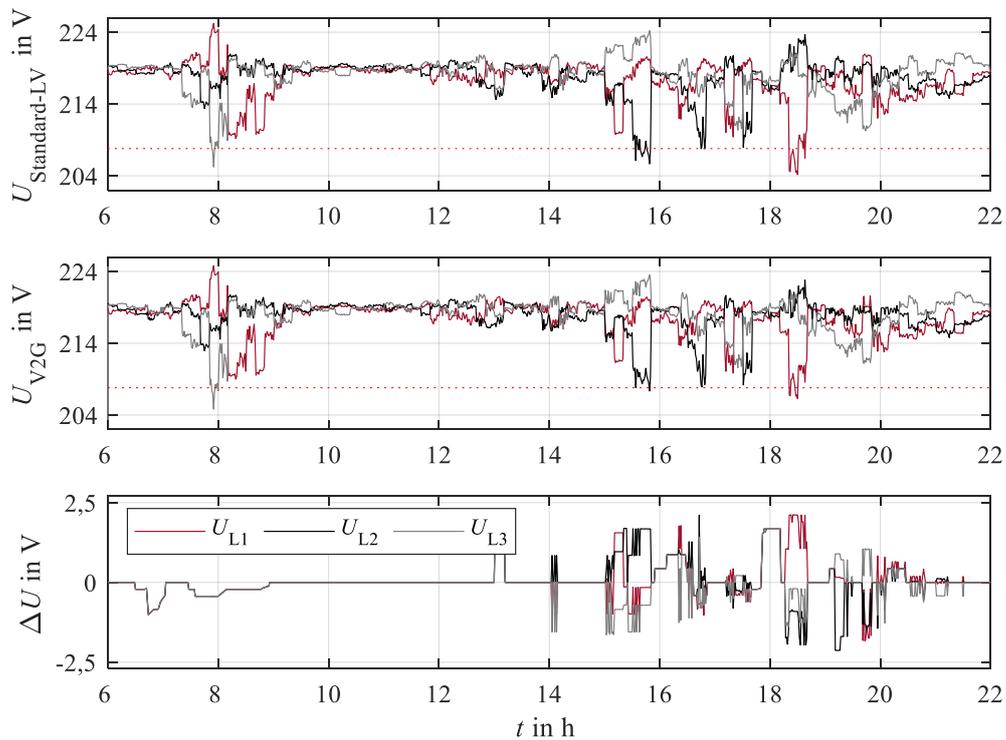


Abbildung 5.31 Szenario 2025 - Spannungsänderung durch V2G-Ansatz.

Neben der Erbringung von Dienstleistungen werden Spannungsabweichungen durch die verschobenen Ladevorgänge sichtbar. Die Anzahl und der Zeitpunkt der verschobenen Ladevorgänge bleiben unverändert (vgl. Kapitel 5.2.2). Durch die Erweiterung der Funktionen des V2G-Ansatzes ändern sich die Ladezeiten zwischen 7 Uhr und 9 Uhr unwesentlich. Durch die gleichzeitige Aktivierung der Dienstleistungen von mehreren Fahrzeugen gegen 18:30 Uhr werden die Spannungen um insgesamt 4,3 V zusammengeführt. Abbildung 5.32 fasst die auftretende Anzahl an Spannungsbandverletzungen und kritischen Spannungswerten zusammen. Aufgrund der Vielzahl von kritischen Spannungswerten bei 210 V wird nochmals von einer vollständigen Darstellung abgesehen. Mit dem Standardladeverfahren beträgt die Anzahl von Spannungen 33, bei der Verwendung des V2G-Ansatzes 16.

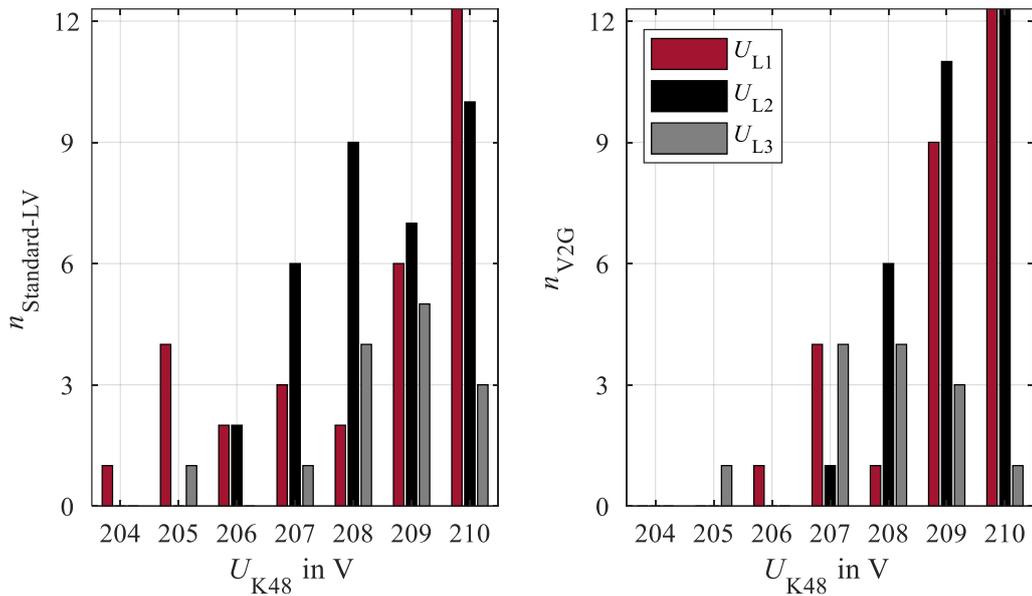
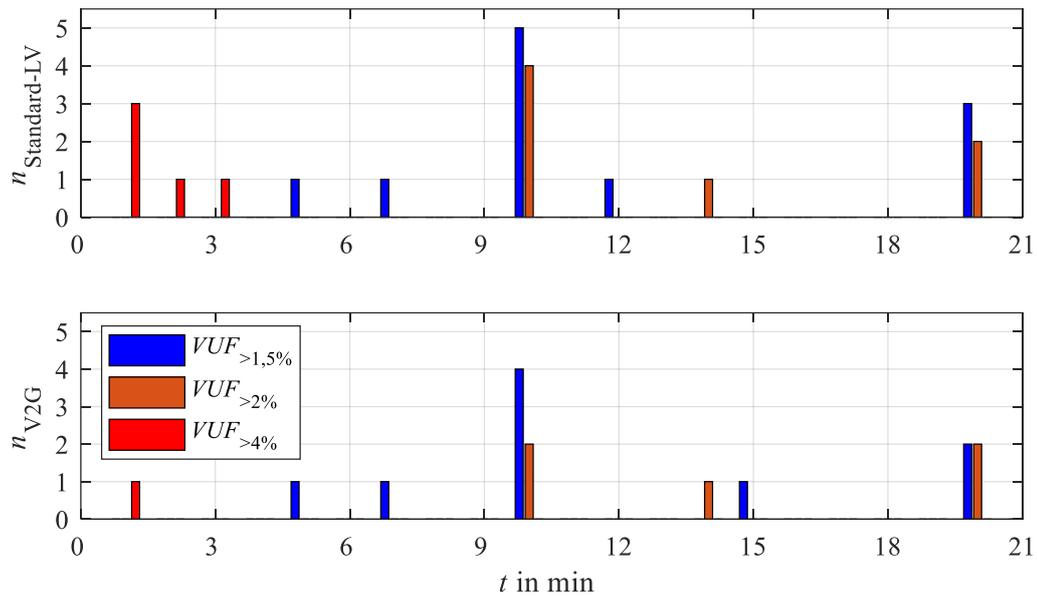


Abbildung 5.32 Szenario 2025 - V2G, Anzahl von kritischen Spannungswerten.

Mit Hilfe des V2G-Ansatzes lassen sich die Spannungswerte erheblich verbessern. Unter Verwendung des Standardladeverfahrens treten auf den Phasen eins bis drei 10, 8 und 2 Spannungsbandverletzungen auf. Während sich unter Verwendung des V2G-Ansatzes die Anzahl auf Phase eins und zwei auf 5 und 1 reduzieren lässt. Phase drei verzeichnet einem Anstieg auf 5 Spannungsbandverletzungen, verursacht durch das symmetrische Laden der Fahrzeuge im Rahmen der Zwangsladung vor der Abfahrt gegen 8 Uhr (vgl. Abbildung 5.31). Die Anzahl an Spannungswerten in einem kritischen Bereich ändert sich von 41, 26 und 12 zu 30, 30 und 8 auf den Phasen eins bis drei. Dabei verschieben sich behobene Spannungsbandverletzungen in die kritischen Spannungswerte und kritische Spannungswerte werden reduziert. Die Auswirkungen auf die Anzahl von Grenzwertverletzungen und kritische Zeitpunkte des  $VUF$  werden in Abbildung 5.33 dargestellt.

Abbildung 5.33 Szenario 2025 - V2G, Anzahl kritischer  $VUF$ .

Die Grenzwertverletzungen von  $VUF \leq 4\%$  werden von 8 auf 1 Zeitpunkt reduziert. Weiterhin kommt es zu einer Reduzierung von Grenzwertverletzungen über einen Zeitraum von 10 Minuten bei einem  $VUF \leq 2\%$  von 7 auf 5. Die kritischen Zeitpunkte werden ebenfalls von 6 auf 5 reduziert.

#### 5.2.4 Zusammenfassung Szenario 2025

Im Szenario 2025 erfolgt die eingehende Betrachtung des Transformatorgebietes erstmals nach den Netzanschlusskategorien „trend“, „best case“ und „worst case“. Dabei wurde festgestellt, dass die geringe Steigerung von teilweise temporären Lasten und Erzeugern einen sehr geringen Einfluss auf die Grenzwertverletzungen besitzt. Somit kommt es lediglich zu einer Änderung in der Kategorie „worst case“, wobei eine Grenzwertverletzung des  $VUF \geq 2\%$  über 10 Minuten von 7 auf 6 reduziert wurde (vgl. Tabelle 11). Durch den Anschluss von einphasigen Lasten und Erzeugern auf Phase eins wurde zu einem Zeitpunkt mit kritischer Unsymmetrie eine Grenzwertverletzung gemieden. Die Entstehung von Unsymmetrie ist auf einphasig angeschlossene PV-Anlagen ggf. in Kombination mit einem Batteriespeicher sowie die angepassten Netzanschlüsse der sieben einphasig ladenden E-Kfz zurückzuführen.

Grundsätzlich wird davon ausgegangen, dass erst mit einer höheren Durchdringung von PV-Anlagen, Batteriespeichern und E-Kfz die Kategorie des Netzanschlusses stärker zum Tragen kommt. Im Anschluss erfolgt die Integration der entwickelten Ansätze in die RM2 E-Kfz Modelle, wobei die geringe Verfügbarkeit sowie die Positionierung der E-Kfz eine hohe Begrenzung der Einsatzmöglichkeiten darstellen. Während der Verwendung des G2V-Ansatzes zur Symmetrierung der Phasenspannung kam es zu 138 Aktivierungen der vier Fahrzeuge. Dabei stellten die Verfügbarkeit der Fahrzeuge am Wohnort sowie der hohe Ladezustand der Batterie infolge geringer zurückgelegter Distanzen den begrenzenden Faktor für den Einsatz der Symmetrierung dar. Der integrierte V2G-Ansatz zeigte am Beispieltag in Summe 203 Aktivierung der vier möglichen Dienstleistungen, welche sich nach 50  $\mathbf{D}_{V2G,SpH}$ , 136  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  sowie 17  $\mathbf{B}_{V2G,Sym}$  untergliedern lassen. Die Anwendung  $\mathbf{C}_{G2V,SpH}$  kam nicht zum Einsatz. Tabelle 8 zeigt die Zusammenfassung der Grenzwertverletzungen des Spannungsbandes und der Unsymmetrie.

Tabelle 12 Zusammenfassung Grenzwertverletzungen Szenario 2025

LV	$n_{U,L1}$	$n_{U,L2}$	$n_{U,L3}$	$n_{VUF \geq 2\%}$	$n_{VUF \geq 4\%}$
Standard-LV	10	8	2	7	8
G2V-Ansatz	6	10	4	7	2
V2G-Ansatz	5	2	5	5	1

Die erweiterte Erbringung von Dienstleistungen durch V2G, resultierend aus der Rückspeisung der E-Kfz, sorgt für weniger Grenzwertverletzungen sowohl des Spannungsbandes als auch der Unsymmetrie. Beide Ansätze sind allerdings in der Lage, einmalige Grenzwertverletzungen von  $VUF \geq 4\%$  deutlich von 8 auf 2 bzw. 1 Zeitpunkt zu reduzieren. Trotzdem weisen beide Ansätze die Nachteile des Ladens unmittelbar vor der Abfahrt während kritischen Spannungswerten auf, so dass weitere Grenzwertverletzungen entstehen. Während der Erbringung von  $\mathbf{A}_{sym}$  können die E-Kfz am Knoten 48 und 41 durch einen Ladevorgang die Phasenspannungen insgesamt um 4,6 V zusammenführen, was einen netzstabilisierenden Effekt hat. Bei Einsatz des V2G-Ansatzes kann die Spannung um über 2,2 V angehoben werden, wobei die Spannungen im Rahmen der Symmetrierung um 4,3 V zusammengeführt werden können.

### 5.3 Szenario 2030

Die Integration der weiteren Lasten und Erzeuger für das Jahr 2030 erfolgt nach den erstellten Szenarien in Kapitel 4.2. Abbildung 5.34 zeigt die neuen Lasten und Erzeuger, welche an Station 1 angeschlossen und mit dem Transformator verbunden sind.

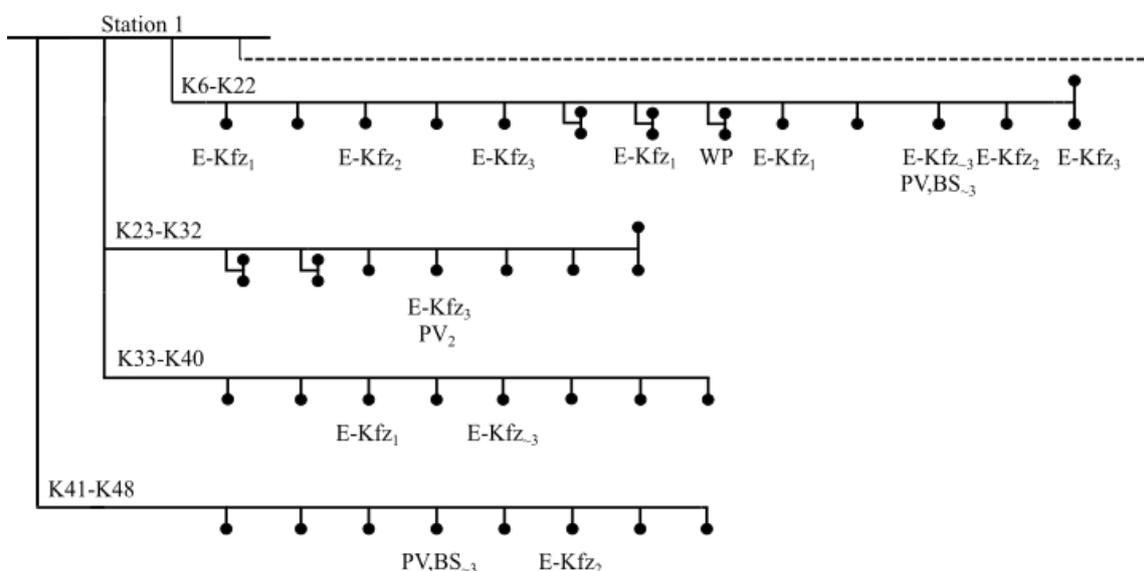


Abbildung 5.34 Szenario 2030 - Positionierung Lasten und Erzeuger

Tabelle 18 zeigt die im Szenario 2030 hinzugefügten E-Kfz, PV-Anlagen, Batteriespeicher und Wärmepumpen an Station 1. Die Anzahl der hinzugefügten E-Kfz untergliedert sich in acht PHEV, zwei RM1 sowie zwei RM2 (vgl. Anhang A).

Tabelle 13 Szenario 2030 - Durchdringung Lasten und Erzeuger

Szenario	$n_{E-Kfz}$	$n_{PV}$	$n_{BS}$	$n_{WP}$
2020	1	3	1	3
2025	11	7	4	5
2030	23	10	6	6

Abbildung 5.35 zeigt eine Übersicht zu der zusätzlichen Last und Erzeugung an einem Beispieltag im Szenario 2030 an Station 1.

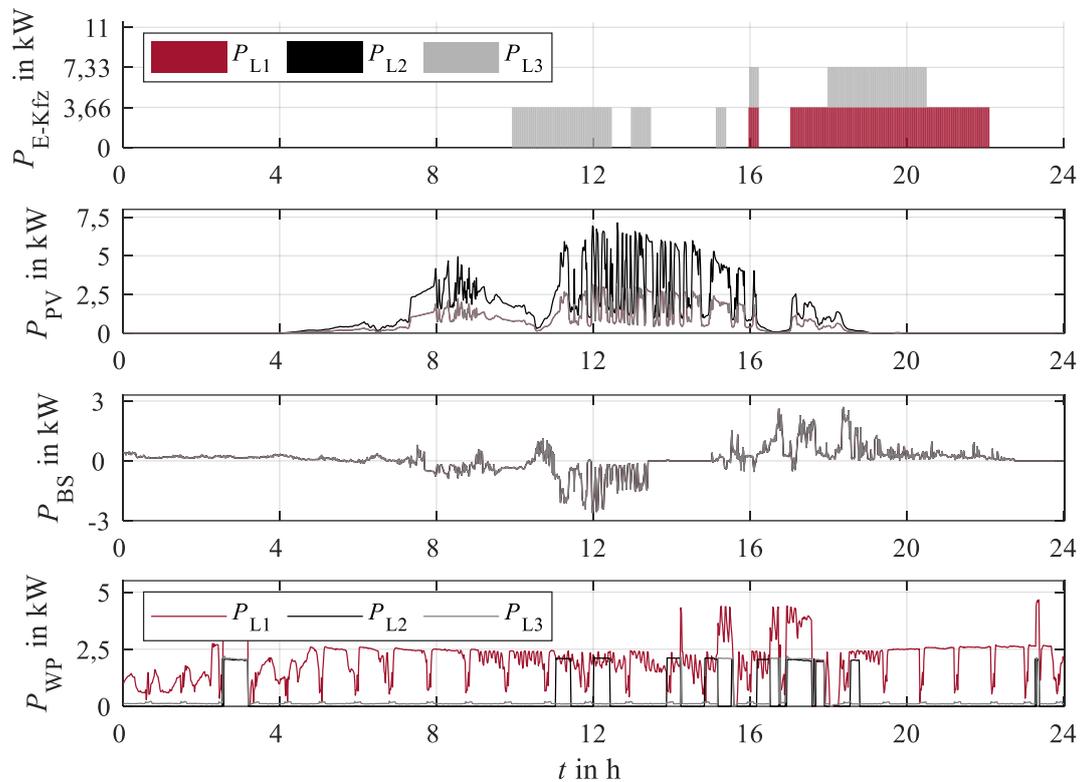


Abbildung 5.35 Szenario 2030 - Wirkleistungsänderung an Station 1.

Im Szenario 2030 verlassen sechs E-Kfz den Wohnort nicht (darunter alle dreiphasig ladenden). Mit einer Steigerung von 12 E-Kfz gegenüber Szenario 2025 kommt es in einem kurzen Zeitraum gegen 16 Uhr sowie zwischen 18 Uhr und 20:30 Uhr zu gleichzeitigen einphasigen Ladevorgängen von zwei Fahrzeugen über unterschiedliche Phasen an diesem Beispieltag. Im Szenario 2030 wird eine einphasige PV-Anlagen auf Phase zwei sowie zwei dreiphasig angeschlossene PV-Anlagen integriert. Somit ist eine Verschiebung der PV-Einspeisung über Phase zwei sichtbar. Die eine zusätzliche Wärmepumpe an Knoten 17 zeigt den Lastgang über den Tag. Der Einfluss der zusätzlichen Last und Erzeugung wird in Abbildung 5.36 durch den Spannungsverlauf sowie durch die Anzahl an Spannungsbandverletzungen und kritische Zeitpunkte am Knoten 48 dargestellt.

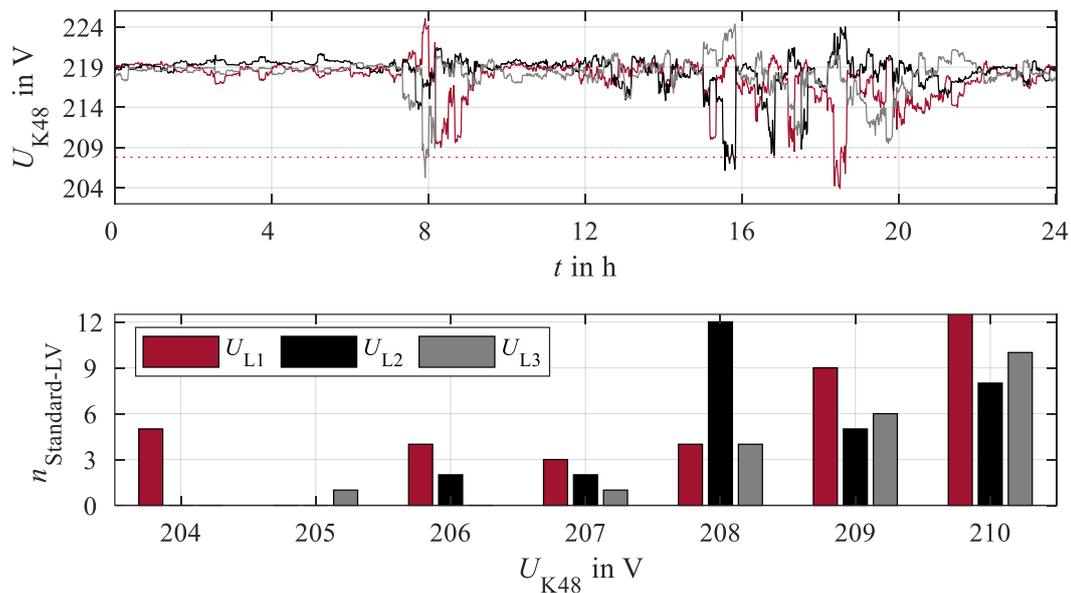


Abbildung 5.36 Szenario 2030 - Phasenspannungen und kritische Zeitpunkte.

Die integrierte Last im Szenario 2030 an Station 1 ist bis zum Morgen sehr gering, so dass ein geringer Einfluss auf die Phasenspannungen sichtbar wird. Die Kombination aus Last und Erzeugung minimiert zusätzlich den Einfluss auf die Spannung im Verlauf des Tages. Die Charakteristik des bisherigen Verlaufs bleibt weiterhin bestehend mit den markanten Zeitpunkten 8 Uhr und 16 Uhr bis 20 Uhr. Es kommt über den Tag zu 18 Spannungsbandverletzungen, diese unterteilen sich mit 12, 4 und 2 auf die drei Phasen. Im Vergleich zu Szenario 2025 in der Kategorie „trend“ ist die Anzahl an Spannungsbandverletzungen auf Phase eins gestiegen und auf den Phasen zwei und drei abgefallen. Die 85 kritischen Zeitpunkte teilen sich nach 40 - Phase eins, 25 - Phase zwei sowie 20 - Phase drei auf. Aufgrund der hohen Anzahl von Zeitpunkten mit einer Spannung von 210 V wurde auf die Darstellung der 27 Zeitpunkte verzichtet. Tabelle 19 zeigt die Zusammenfassung der Spannungsbandverletzungen sowie der kritischen Zeitpunkte für die drei Kategorien „trend“, „best case“ sowie „worst case“.

Tabelle 14 Spannungsbandverletzungen und kritischen Zeitpunkten

<b>Kategorie</b>	$n_{U,L1}$	$n_{U,L2}$	$n_{U,L3}$	$n_{U,L1}$	$n_{U,L2}$	$n_{U,L3}$
„trend“	12	4	2	40	25	10
„best case“	12	3	2	38	26	19
„worst case“	16	8	2	36	22	12

In der Kategorie „best case“ kommt es zu 17 Spannungsbandverletzungen. Diese teilen sich auf 12 über Phase eins, 3 über Phase zwei und 2 über Phase drei auf. Während eines Netzanschlusses durch die Kategorie „worst case“ treten 26 Spannungsbandverletzungen auf, wobei 16 auf Phase eins, 8 auf Phase zwei und 2 auf Phase zwei stattfinden. Der Vergleich von „best case“ und „worst case“ zeigt einen Anstieg der Grenzwertverletzungen auf Phase zwei, wenn alle einphasigen Verbraucher an Phase eins angeschlossen werden. Es war zu erwarten, dass die Anzahl der Grenzwertverletzungen auf Phase eins ansteigt und auf Phase zwei und drei sinkt. Die Anzahl an kritischen Zeitpunkten zeigt weniger starke Unterschiede. Grund für den Anstieg der kritischen Zeitpunkte unter „best case“ sind die einphasig ladenden E-Kfz, welche nun ausgeglichen ebenfalls über Phase drei angeschlossen sind (vgl. Abbildung 5.35). Aus den drei Verläufen der Phasenspannungen resultiert der  $VUF$  über den Tag und wird für jeden Knoten am betrachteten Strang in Abbildung 5.37 dargestellt.

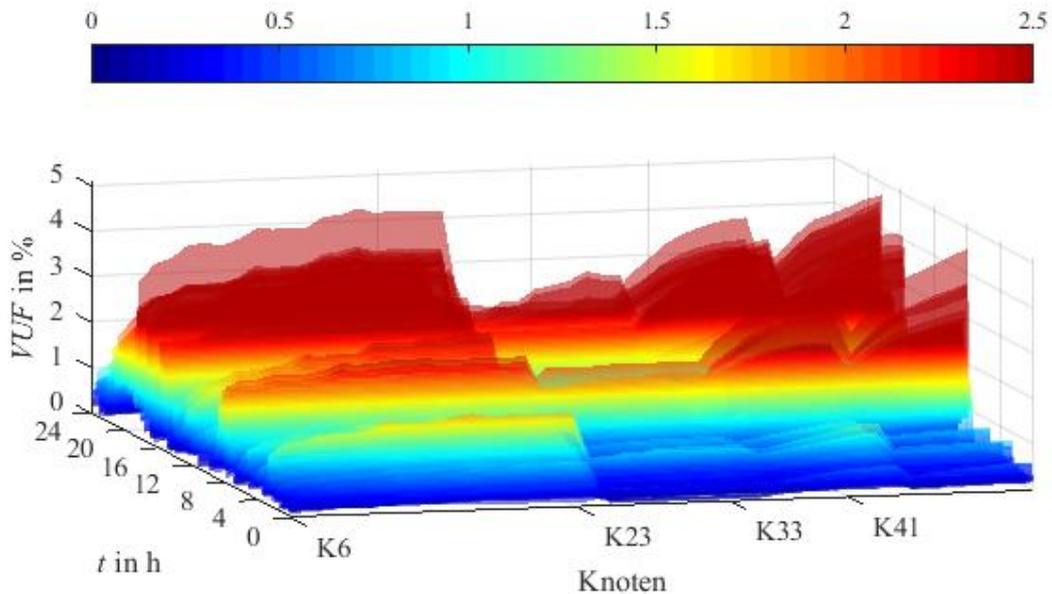


Abbildung 5.37 Szenario 2030 - Verlauf  $VUF$  über den Tag an Station 1.

Es ist weiterhin sichtbar, dass die Unsymmetrie von Knoten 23 zu Knoten 32 geringer als an den anderen drei Strängen (Knoten 6 bis 22, 33 bis 40 sowie 41 bis 48) ausfällt. Insbesondere ist der  $VUF$  von Knoten 6 bis Knoten 22 angestiegen. Aufgrund von Spannungsproblemen wurden bereits die Zeitpunkte 8 Uhr, 12 Uhr sowie der Zeitabschnitt zwischen 16 Uhr und 20 Uhr identifiziert, was sich ebenfalls im  $VUF$  zeigt. In Abbildung 5.38 ist die Anzahl an Grenzwertverletzungen sowie der kritischen Zeitpunkte resultierend aus den Spannungen unter „trend“ dargestellt.

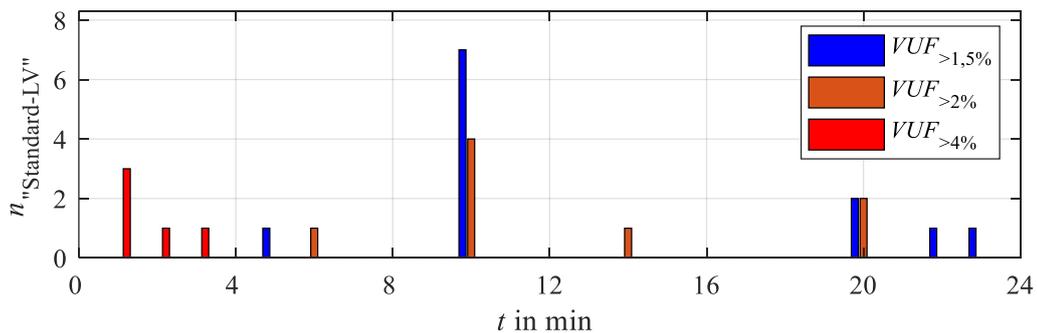


Abbildung 5.38 Szenario 2030 -  $VUF$  im Verlauf des Tages.

Im Szenario 2030 kommt es zu 8 Grenzwertverletzungen mit einem  $VUF \geq 4\%$  und zu 7 Grenzwertverletzungen mit einem  $VUF \geq 2\%$ , über einen Zeitraum von 10 Minuten.

Weiterhin werden mehrere kritische Zeitpunkte festgestellt, wobei sich der Zeitraum während eines  $VUF \geq 1,5\%$  auf eine maximale Dauer von 23 Minuten ausweitet. Resultierend aus den Phasenspannungen am Knoten 48 wird der Verlauf des  $VUF$  in den Kategorien „best case“ und „worst case“ bestimmt und im oberen Bereich der Abbildung 5.39 dargestellt. Um kurzzeitige Abweichungen bewerten zu können, wird im unteren Teil der Abbildung 5.39 die prozentuale Abweichung von den Kategorien „best case“ und „worst case“ zu „trend“ abgebildet.

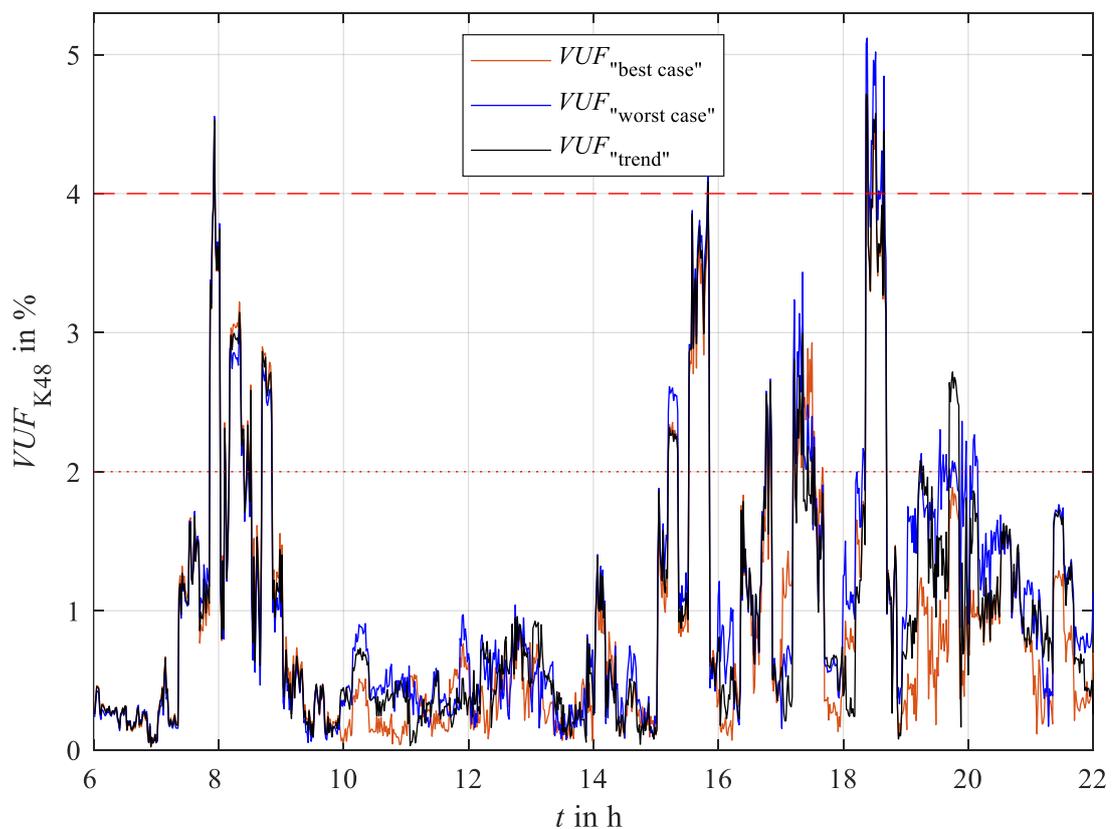


Abbildung 5.39 Szenario 2030 -  $VUF$  in Abhängigkeit vom Netzanschluss.

Mit einer steigenden Durchdringung von einphasig angeschlossenen Lasten und Erzeugern entstehen aufgrund der wesentlich höheren Bezugsleistungen Leistungsspitzen, aus denen hohe Spitzenwerte des  $VUF$  resultieren. In der Kategorie „best case“ ist mit einer ausgeglichenen Verteilung des Netzanschlusses grundsätzlich eine Verbesserung der Unsymmetrie im Laufe des Beispieltages sichtbar.

Weiterhin existieren wenige Zeitpunkte, in denen eine höhere Unsymmetrie durch den Netzanschluss „best case“ im Gegensatz zu „trend“ sichtbar wird (z. B. 8:30 Uhr bis 9:30 Uhr, vor 12 Uhr oder nach 17 Uhr). Während eines Netzanschlusses von einphasigen Lasten und Erzeugern entwickeln sich wesentlich höhere Unsymmetrien in der Kategorie „worst case“. Im Vergleich zum  $VUF$  unter „trend“ treten temporäre Abweichungen über 700 % auf. Somit kommt es gegen 19:30 Uhr durch den geänderten Netzanschluss von E-Kfz zum mehrmaligen Überschreiten der  $VUF$ -Grenze von 2 % und es entsteht ein  $VUF > 1,5$  % über einem Zeitraum von 30 Minuten. Tabelle 15 zeigt die Zusammenfassung der Grenzwerte für das Szenario 2030 unter Verwendung des Standard-LV in den Kategorien des Netzanschlusses von „trend“, „best case“ und „worst case“.

Tabelle 15 Zusammenfassung Verletzungen der Unsymmetrie

Kategorie	$n_{VUF \geq 2\%}$	$n_{VUF \geq 4\%}$
„trend“	8	7
„best case“	8	7
„worst case“	15	7

In den Kategorien „trend“ und „best case“ zeigen sich keine Unterschiede in den Grenzwertverletzungen. Im „worst case“ steigt die Anzahl des  $VUF \geq 4$  % von 8 auf 15, so dass im Szenario 2030 ein wesentlicher Unterschied auftritt. Die Dauer der kritischen Zeitpunkte und Grenzwertverletzungen von mindestens 10 zusammenhängenden Zeitpunkten beläuft sich auf 257 min (4:17 h) für „best case“ und „trend“ sowie 397 min (6:37 h) für „worst case“. In „best case“ und „trend“ werden durch die Änderung des Netzanschlusses keine kritischen Grenzwerte verletzt, wobei es grundsätzlich zu einer Steigerung der Unsymmetrie kommt. Zusammenfassend ist zu sagen, dass der Unterschied zwischen einem Netzanschluss durch „trend“, wobei einphasige Lasten und Erzeuger zu 50 % auf Phase eins und zu jeweils 25 % auf Phase zwei und drei verteilt werden sowie „best case“ mit 33 % an jeder Phase, nicht sehr hoch ist. Grund ist die weiterhin vorhandene Gleichzeitigkeit auf unterschiedlichen Phasen und somit teilweise ein Ausgleich der unsymmetrischen Belastung. Während temporärer Abweichungen konnte im Einzelfall jedoch die vierfache Unsymmetrie festgestellt werden. Der Verlauf des  $VUF$  (Abbildung 5.40) in den drei Kategorien weist im „worst case“ sichtbar eine Verschlechterung auf, auch wenn lediglich die Grenzwertüberschreitung während eines  $VUF \geq 4$  % angestiegen ist.

### 5.3.1 Szenario 2030 mit G2V-Ansatz

Im Szenario 2030 werden an Station 1 zwei weitere E-Kfz des Simulationsmodells RM2 mit dem Symmetrierungsansatz ausgestattet. Die Fahrzeuge verlassen den Wohnort nicht und stehen für die Erbringung von Dienstleistungen zur Verfügung. Somit kann der entstehenden Unsymmetrie von Knoten 6 bis Knoten 22 entgegengewirkt werden (vgl. Abbildung 5.37). Abbildung 5.40 zeigt die Verfügbarkeit aller RM2 Modelle an Station 1 mit den beiden in Szenario 2030 hinzugefügten RM2 Modellen an den Knoten 19 und 37.

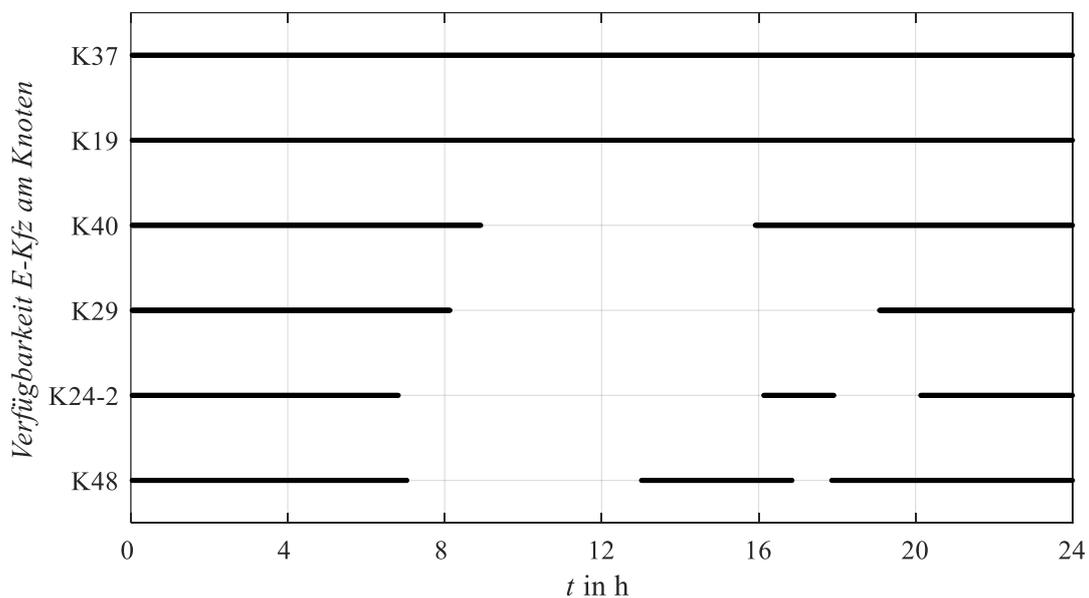


Abbildung 5.40 Szenario 2030 - Verfügbarkeit der E-Kfz-Modelle RM2.

Abbildung 5.41 zeigt den Abruf der Dienstleistung  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  sowie die entsprechenden Ladeleistungen zur Symmetrierung der Phasenspannungen.

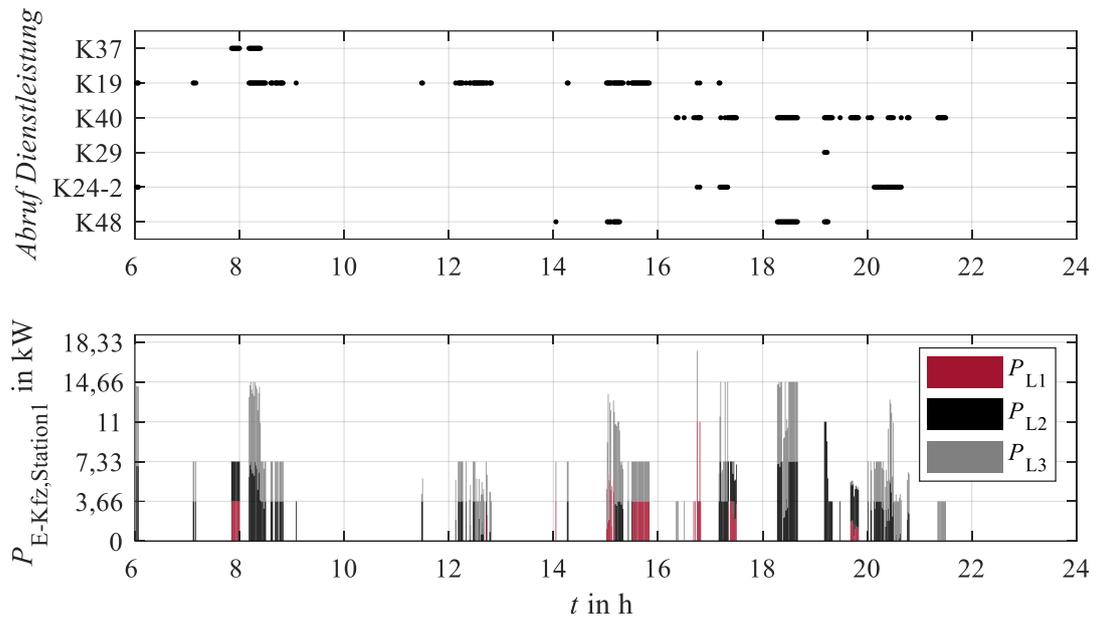


Abbildung 5.41 Szenario 2030 - Abruf von Symmetrierung und Ladeleistung.

Die Verfügbarkeit der beiden hinzugefügten E-Kfz ermöglicht die Symmetrierung der Phasenspannungen am Morgen, während einer hohen, unsymmetrischen Belastung der drei Phasen. Im Szenario 2030 kommt es zur 349 Aktivierung von  $A_{G2V,Sym}$ . Im ersten Teil des Tages können die verfügbaren E-Kfz an den Knoten 19 und Knoten 37 der Unsymmetrie durch netzstützende Ladevorgänge entgegenwirken (vgl. Verlauf  $VUF$  Abbildung 5.37). Dabei erfolgt die Kompensation der unsymmetrischen Belastung von Phase drei und im Anschluss von Phase eins. Zeitweise laden die beiden Fahrzeuge nach 8 Uhr gleichzeitig über Phase zwei und drei. Ab 8:30 Uhr hat das E-Kfz an Knoten 37 den maximalen  $SoC$  zur Erbringung der Dienstleistung von 95 % erreicht. Im Anschluss erfolgt die Erbringung der Symmetrierung ebenfalls über die bereits in Szenario 2025 integrierten Fahrzeuge mit Unterstützung des E-Kfz an Knoten 37, wobei ein ähnlicher Verlauf zu erkennen bleibt. Der  $SoC$  begrenzt erneut die weitere Bereitstellung der Dienstleistung. Gegen 17 Uhr beteiligen sich drei E-Kfz an der Symmetrierung, so dass eine Ladeleistung über Phase eins von 11 kW und über Phase drei von 6,5 kW bezogen wird. Abbildung 5.42 zeigt die Spannungen nach dem Standardladeverfahren Kategorie „trend“, mit integriertem G2V-Ansatz in den RM2 Modellen sowie die Spannungsänderung der beiden Verläufe.

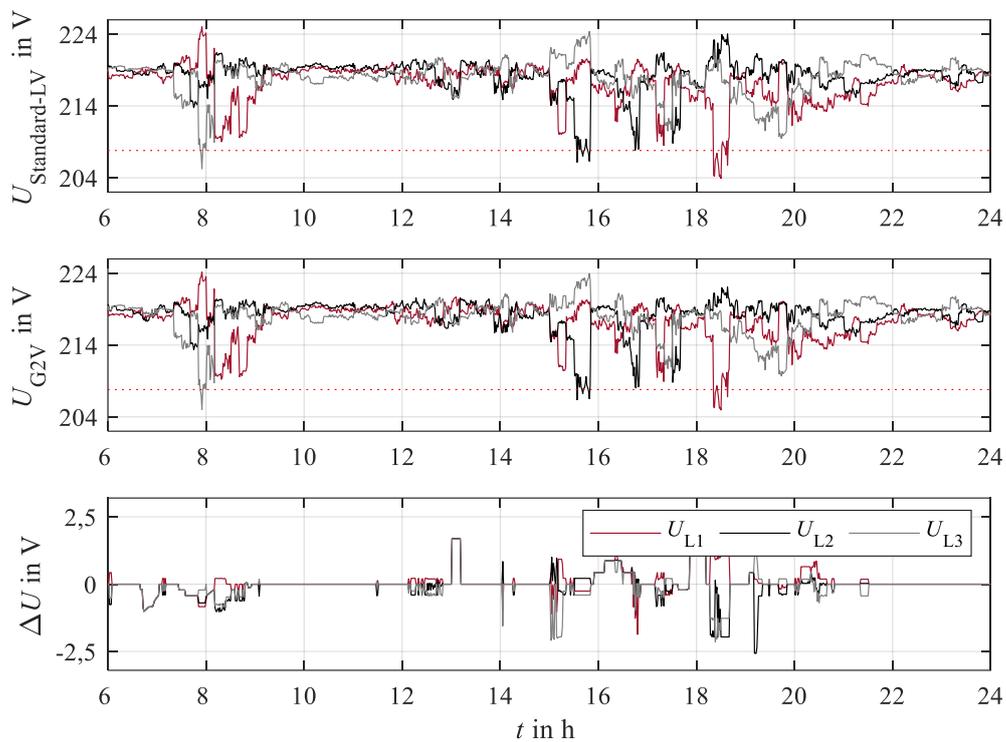


Abbildung 5.42 Szenario 2030 - Spannungsänderung durch G2V-Ansatz.

Es sind weiterhin symmetrische Ladevorgänge im Zeitraum zwischen 7 Uhr und 9 Uhr sichtbar, welche einen zusätzlichen Spannungsabfall bei bestehender Unsymmetrie bewirken. Ebenfalls kommt es im Rahmen der Symmetrierung zu spannungsstabilisierenden Ladevorgängen, die durch das unsymmetrische Laden den Spannungsabfall über Phase drei (8 Uhr) und im Anschluss über Phase eins (zwischen 8 Uhr und 9 Uhr) verringern. Ab 12:30 Uhr zeigt das E-Kfz an Knoten 19 den Einfluss auf die Spannungen am Knoten 48 im Rahmen der Symmetrierung. Dabei lässt sich eine Spannungsänderung von 0,2 V, -0,25 V und -0,4 V hervorrufen. 15 Uhr kommt es zu einer Symmetrierung von zwei E-Kfz, wobei die Spannungen der drei Phasen um 4,1 V zusammengeführt werden können. Auffällig ist die Symmetrierung der Phase 2 um 19 Uhr. Dabei kommt es zu drei netzstützenden Ladevorgängen lediglich über Phase zwei, so dass die Spannung der Phase um -2,5 V gesenkt werden kann. Die Zusammenfassung der Anzahl von Spannungsbandverletzungen sowie kritischen Zeitpunkte erfolgt in Abbildung 5.43.

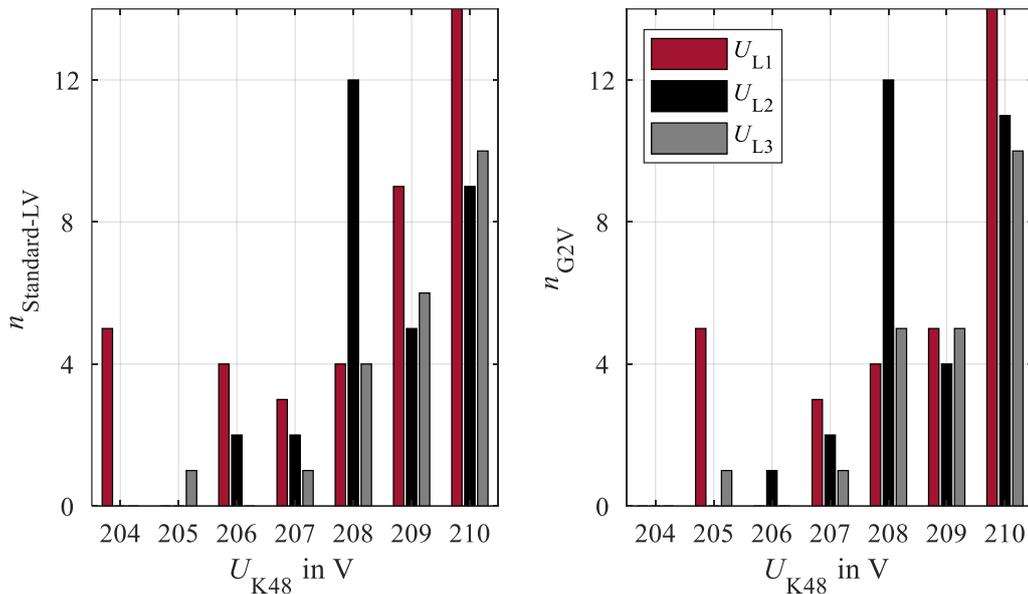


Abbildung 5.43 Szenario 2030 - G2V, Anzahl von kritischen Spannungswerten.

Es ist ersichtlich, dass eine Verschiebung der Spannungsbandverletzungen auf höhere Spannungswerte erfolgte. Die Anzahl an Spannungsbandverletzungen konnte auf Phase eins von 12 auf 8 und auf Phase zwei von 4 auf 3 reduziert werden. Auf Phase drei ergab sich keine Änderung der Spannungsbandverletzungen. Für Spannungen, die als kritisch definiert wurden, erfolgte eine Änderung der Anzahl von 40, 26 und 20 Zeitpunkte für die drei Phasen auf 39, 27 und 20 Zeitpunkte. Es wird festgehalten, dass unter Verwendung des Symmetrierungsansatzes die Anzahl von 18 Grenzwertverletzungen auf 13 reduziert werden konnte. Abbildung 5.43 zeigt eine positive Verschiebung der Spannungswerte, auch wenn die Veränderungen der Anzahl von kritischen Zeitpunkten keine wesentlichen Änderungen zeigen. Die Anzahl der Zeitpunkte während einer kritischen Belastung über Phase eins für das Standardladeverfahren und den G2V-Ansatz wird aufgrund der hohen Anzahl während einer Spannung 210 V von 27 und 30 Zeitpunkten nicht dargestellt. Abschließend werden die Grenzwerte und kritischen Zeitpunkte des *VUF* aufgezeigt (Abbildung 5.44).

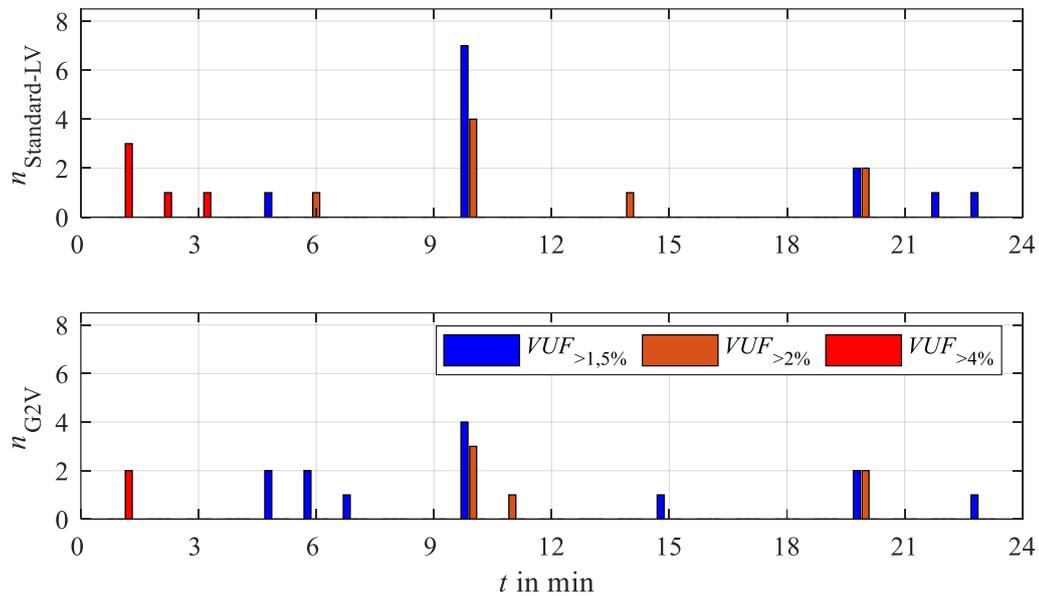


Abbildung 5.44 Szenario 2030 - G2V, Anzahl kritischer VUF.

Unter Verwendung des Standardladeverfahrens der E-Kfz treten 8 Grenzwertverletzungen mit  $VUF \geq 4\%$  sowie 7 mit einem  $VUF \geq 2\%$  über 10 Minuten auf. Durch den G2V-Ansatz kann die Anzahl der Grenzwertverletzungen des  $VUF \geq 4\%$  auf 2 Zeitpunkte sowie  $VUF \geq 2\%$  über 10 Minuten auf 6 reduziert werden. Die Anzahl an kritischen Zeitpunkten bei einem  $VUF$  über 1,5 % in einem zusammenhängenden Zeitraum von 10 Minuten kann von 11 auf 8 reduziert werden. Somit zeigt sich in der Darstellung des  $VUF$  ein wesentlich größerer Nutzen als in den Betrachtungen der Spannungswerte.

### 5.3.2 Szenario 2030 mit V2G-Ansatz

Die Integration des V2G-Ansatzes erfolgt erneut in alle RM2 E-Kfz Simulationsmodelle. Einleitend wird für die Verwendung des V2G-Ansatzes der Abruf von Dienstleistungen aufgezeigt. Dabei werden die positionierten RM2 Modelle an Station 1 (Knoten 48, 24-2, 29, 41, 19 und 37) und die Abrufe der einzelnen Dienstleistungen dargestellt (Abbildung 5.45,  $\mathbf{A}_{\text{G2V,Sym}}$  – schwarz,  $\mathbf{B}_{\text{V2G,Sym}}$  – blau,  $\mathbf{C}_{\text{G2V,SpH}}$  – grün sowie  $\mathbf{D}_{\text{V2G,SpH}}$  – rot).

Der Beispieltag weist 802 Aktivierungen der Dienstleistungen zur Spannungshaltung oder Symmetrierung auf. Die hohe Anzahl an Aktivierungen resultiert aus der uneingeschränkten Verfügbarkeit der Fahrzeuge an Knoten 19 und 37 sowie der Vielzahl an Spannungsproblemen.

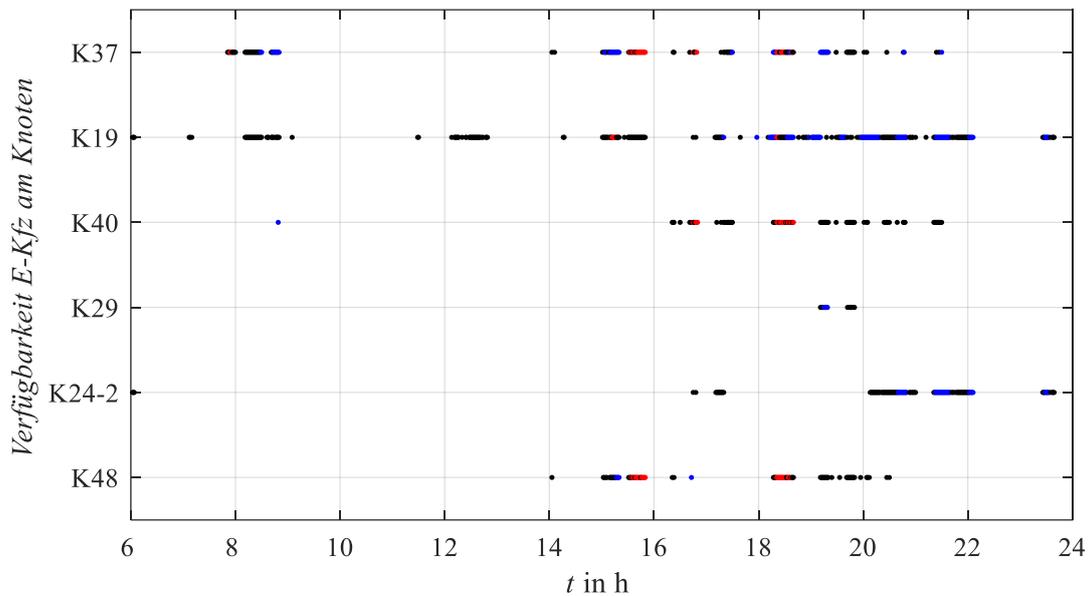


Abbildung 5.45 Szenario 2030 - V2G, Aktivierung Dienstleistungen.

Aufgrund der hohen Unsymmetrie (vgl. Abbildung 5.37, Verlauf  $VUF$  von Knoten 6 bis 22 und Knoten 33 bis 40) und der uneingeschränkten Erbringung von Dienstleistung durch den V2G-Ansatz kommt es zu 320 Abrufen des E-Kfzs an Knoten 19. Das hinzugefügte E-Kfz an Knoten 37 erbringt zu 151 Zeitpunkten Dienstleistung, wobei das zweite E-Kfz an dem Strang (Knoten 40) in Abhängigkeit zur Verfügbarkeit zu 92 Zeitpunkten Dienstleistungen erbringt. Sind beide Fahrzeuge verfügbar, verletzen aufgrund des Spannungsabfalls erst die Knoten am Ende des Strangs die Grenzwerte. Somit kommt es nach 18 Uhr zu einer Rückspeisung durch  $\mathbf{D}_{V2G,SpH}$  am Knoten 40 und zu einer Symmetrierung durch  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  am Knoten 37. Die weiteren Fahrzeuge werden zu 239 Zeitpunkten aktiviert. Die erbrachten Dienstleistungen sind in Tabelle 16 aufgeführt.

Tabelle 16 Szenario 2030 - erbrachte Dienstleistungen E-Kfz RM2

<b>Position</b>	<b>D<sub>V2G,Sph</sub></b>	<b>A<sub>G2V,Sym</sub></b>	<b>B<sub>V2G,Sym</sub></b>
Knoten 37	28	80	43
Knoten 19	8	216	96
Knoten 40	19	72	1
Knoten 29	-	11	5
Knoten 24-2	-	92	39
Knoten 48	29	58	5
Summe	84	529	189

Tabelle 16 zeigt, dass ein Großteil der erbrachten Dienstleistungen im Rahmen der Symmetrierung abgerufen werden und nur im Notfall das Fahrzeug entladen wird. Es kam zu keinem Abruf der Spannungshaltung durch Symmetrierung  $C_{G2V,Sph}$ . Falls Spannungsprobleme auftreten, reißen diese direkt die Kriterien zur Aktivierung anderer Dienstleistungen. Abbildung 5.46 zeigt die Lade- bzw. Entladeleistung zu den entsprechenden Dienstleistungen.

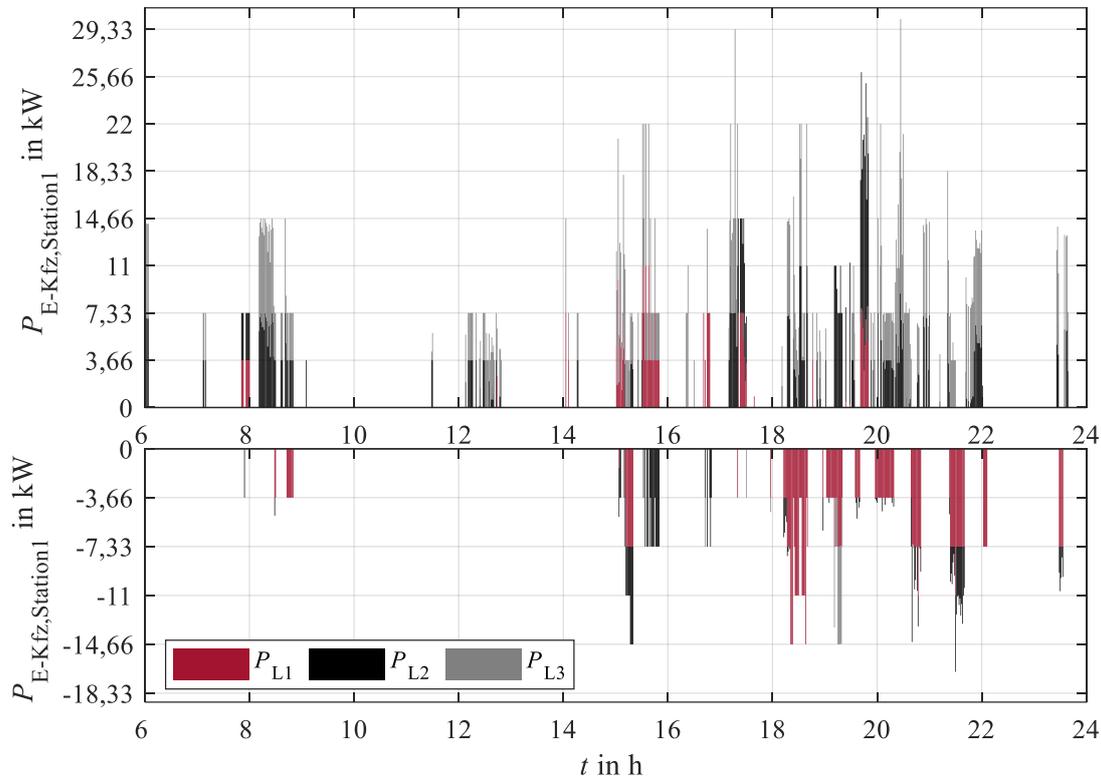


Abbildung 5.46 Szenario 2030 - V2G, Ladeleistungen Station 1.

Die Darstellung der Lade- und Entladeleistungen zeigt, dass das Laden sowie Entladen von unterschiedlichen Fahrzeugen zum gleichen Zeitpunkt mittlerweile mehrfach vollzogen wird. Gegen 17 Uhr ist die Phase eins stark unsymmetrisch belastet, so dass vier E-Kfz (Knoten 24-2, 40, 19 und 37) gleichzeitig über Phase zwei und drei laden. Es wird mit einer Ladeleistung von jeweils 14,66 kW geladen und mit einer Leistung von 29,33 kW symmetriert. Weiterhin erbringen nochmals vier Fahrzeuge gleichzeitig die Symmetrierung. Dabei speist gegen 19 Uhr ein E-Kfz über Phase eins und drei durch  $\mathbf{B}_{V2G,Sym}$  zurück, wobei drei E-Kfz durch  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  über Phase zwei laden. Es besteht eine Leistungsdifferenz zwischen 18,33 kW. Leistungsgrößen in diesem Umfang stellen ein Vielfaches der Last eines normalen Haushaltes dar.

Abbildung 5.47 zeigt den Vergleich der Spannungen des Standardladeverfahrens zu dem Spannungsverlauf unter dem Einsatz von V2G sowie deren Abweichung.

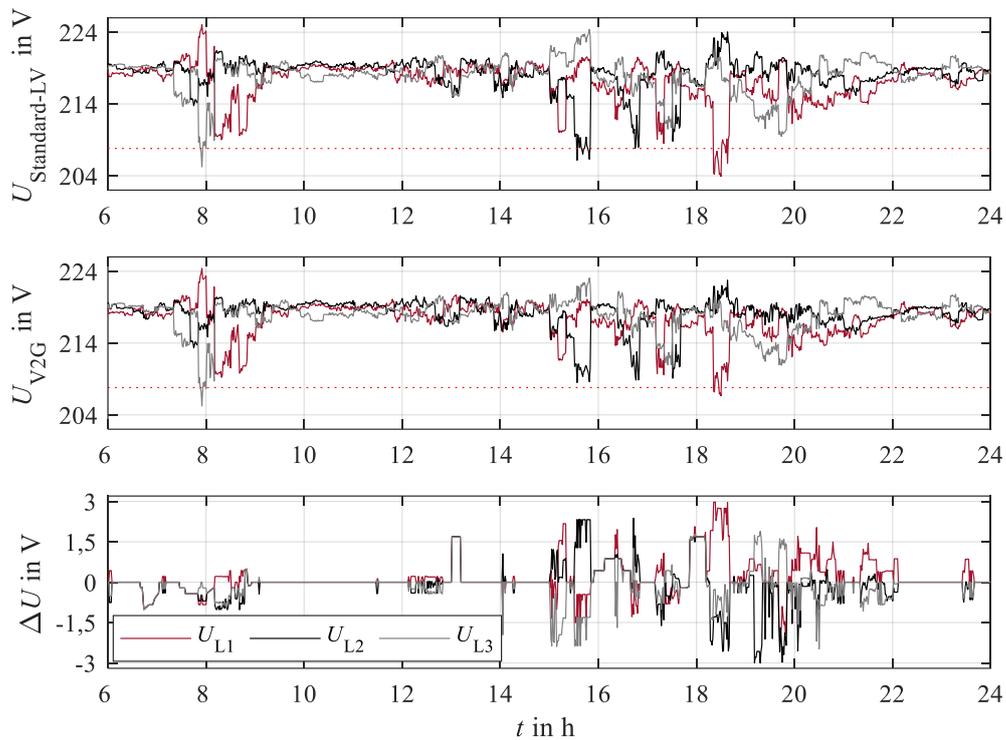


Abbildung 5.47 Szenario 2030 - Spannungsänderung durch V2G-Ansatz.

Im Vergleich zwischen den Spannungsverläufen mit und ohne V2G-Ansatz ist eine deutliche Verbesserung in den Spannungswerten sichtbar. Dies betrifft besonders die Zeiträume zwischen 15 Uhr und 16 Uhr, 17 Uhr, 18:30 Uhr sowie 19 Uhr bis 20 Uhr. Mit der gesteigerten Anzahl an E-Kfz kann die Spannung um mehrere Volt, z. B. 19 Uhr um 5,5 V (Phase eins bis drei 0,7 V, -3 V und 1,8 V), zusammengeführt werden. Für die Bewertung des V2G-Ansatzes werden die einzelnen Spannungswerte der Spannungsbandverletzungen und kritischen Zeitpunkte aufgeführt Abbildung 5.48.

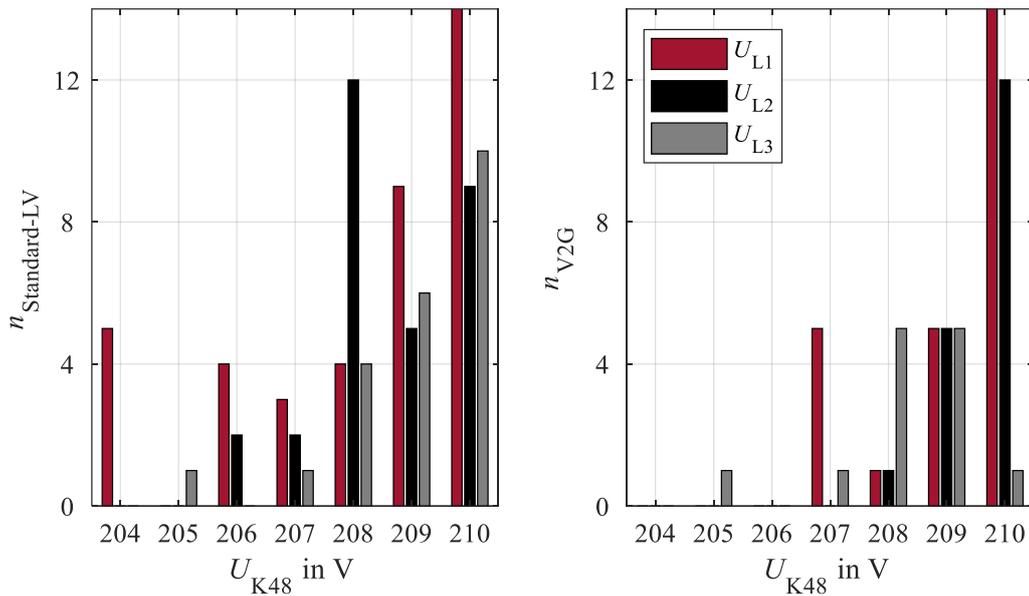


Abbildung 5.48 Szenario 2030 - V2G, Anzahl von kritischen Spannungswerten.

Die Anzahl der Spannungsbandverletzungen lässt sich von 12, 4 und 2 auf den drei Phasen auf 5, 0 und 2 reduzieren und somit um 61 % senken. Nach dem Standardladeverfahren ergeben sich auf den Phasen 40, 26 sowie 20 kritische Zeitpunkte. Diese können durch den V2G-Ansatz auf 24, 18 und 11, um 39 % im Vergleich zum Standardladeverfahren reduziert werden. In Abbildung 5.49 werden die Auswirkungen des V2G-Ansatzes auf den  $VUF$  dargestellt.

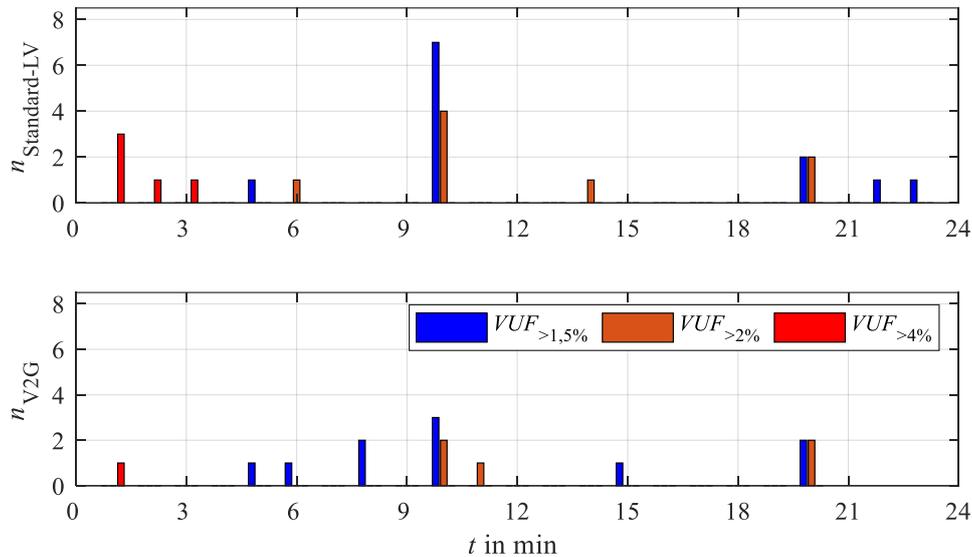


Abbildung 5.49 Szenario 2030 - V2G, Anzahl kritischer VUF.

Die Anzahl von 8 Grenzwertverletzung kann auf eine Grenzwertverletzung mit  $VUF \geq 4\%$  reduziert werden. Während eines  $VUF \geq 2\%$  über 10 Minuten kommt es zu 7 Verletzungen, welche durch die Verwendung des V2G-Ansatzes auf 5 reduziert werden können.

### 5.3.3 Zusammenfassung Szenario 2030

Das Szenario 2030 wurde ebenfalls in den Netzanschlusskategorien „trend“, „best case“ und „worst case“ betrachtet. Im Vergleich zwischen den Kategorien fiel auf, dass der Unterschied zwischen den 18 Grenzwertverletzungen im „best case“ und den 17 Grenzwertverletzungen im „trend“ lediglich minimal abweicht. Im Netzanschluss nach „worst case“ stieg die Anzahl an Grenzwertverletzungen auf 26 an. Die Anzahl der kritischen Zeitpunkte weicht auf Phase eins und zwei ebenfalls nur leicht ab von 40 auf 38 sowie 35 auf 25. Aufgrund der gleichmäßigen Verteilung der Lasten und Erzeuger auf alle drei Phasen wird Phase drei im „best case“ stärker belastet. Dies führt während kritischer Phasenspannungen zu einem Anstieg im Vergleich zwischen „trend“ und „best case“ auf Phase drei von 10 auf 19 der kritischen Zeitpunkte. Tabelle 17 zeigt die Zusammenfassung der Grenzwertverletzungen aus dem Szenario 2030 in der Netzanschlusskategorie „trend“.

Tabelle 17 Szenario 2030 - Zusammenfassung Grenzwertverletzungen

LV	$n_{U,L1}$	$n_{U,L2}$	$n_{U,L3}$	$n_{VUF \geq 2\%}$	$n_{VUF \geq 4\%}$
Standard-LV	12	4	2	8	7
G2V-Ansatz	8	3	2	6	2
V2G-Ansatz	5	0	2	5	1

Im Vergleich zwischen den beiden entwickelten Ansätzen können aufgrund der gesteigerten Verfügbarkeit sowohl die Spannungsbandverletzungen als auch die Verletzungen der Unsymmetrie stark reduziert werden. Ebenfalls weist der G2V-Ansatz eine netzstützende Wirkung auf, wobei der Ladezustand der E-Kfz die Verfügbarkeit begrenzt und somit zu weniger Zeitpunkten die Dienstleistung angeboten werden kann. Die hinzugefügten RM2 Modellen im Szenario 2030 legen an dem Beispieltag keinen Weg zurück, so dass die Erbringung der Symmetrierung im G2V-Ansatz durch die Restkapazität vom Vortag definiert wird. Dies zeigt sich u. a. im direkten Vergleich zwischen den Aktivierungen vom G2V-Ansatz mit 349 Aktivierungen im Gegensatz zu den 802 Aktivierungen unter Verwendung des V2G-Ansatzes. Während des Einsatzes von G2V konnten die Phasenspannungen um 4,1 V durch zwei ladende E-Kfz zusammengeführt werden. Ebenfalls kommt es zu drei gleichzeitigen Ladevorgängen mit einer Symmetrierung über Phase zwei, so dass die Spannung der Phase um -2,5 V gesenkt werden konnte. Unter Verwendung des V2G-Ansatzes kam es zu 5 gleichzeitigen Aktivierungen von netzstützenden Maßnahmen. Dabei konnten die Spannungen um 5,5 V zusammengeführt werden. Die Größenordnung einer Spannungsänderung von 4,1 V bis 5,5 V kann einen erheblichen Anteil zu der Netzstabilisierung beitragen (bei 5 % Spannungsabfall über den NS-Leitungen) und stellt einen deutlichen Mehrwert für die Sicherheit des elektrischen Netzes dar. Grundsätzlich weisen beide Ansätze die Schwäche der Ladung vor der Abfahrt auf. Oftmals, wie an diesem Beispieltag, verlassen die E-Kfz morgens den Wohnort, wobei dies ebenfalls ein kritischer Zeitpunkt mit hoher Last im elektrischen Netz darstellt. Eine Alternative stellt das gedrosselte Laden zur Symmetrierung bis zu einem *SoC* von 97 % dar. Eine weitere Möglichkeit besteht den Ladevorgang in der Nacht durchzuführen, da hier die Last im elektrischen Netz vergleichsweise gering ist. Der Nachteil kann am Beispiel des G2V-Ansatzes durch die Fahrzeuge am Knoten 19 und Knoten 37 beschrieben werden (vgl. Abbildung 5.40). Verlassen die Fahrzeuge den Ort nicht, steht keine Restkapazität vom Vortrag zur Verfügung, um Dienstleistungen anzubieten.

## 5.4 Bewertung der Simulationsergebnisse

Anhand eines Beispieltages haben die Simulationsergebnisse gezeigt, dass der Einsatz von dreiphasig angeschlossenen E-Kfz mit angepasstem Lademanagement eine netzstützende Wirkung aufweist und kritische Zustände und Grenzwertverletzungen reduziert werden können. Die Unterteilung in den Szenarien nach dem Anschluss von einphasigen Lasten und Erzeugern durch die Kategorien „best case“, „trend“ und „worst case“ zeigt den Einfluss auf die Entwicklung von Spannungsunsymmetrien. Im Vergleich zur Kategorie „trend“ werden die Änderungen von Grenzwertverletzungen zu „best case“ und „worst case“ aufgezeigt. Für eine Bewertung von zukünftigen Netzzuständen oder der Netzstabilität kann keine Aussage getroffen werden, da die Betrachtung eines einzelnen Tages nicht aussagekräftig ist. Für die Umsetzung der Algorithmen muss die Ladeinfrastruktur bei Spannungsbandverletzungen am Netz bleiben und darf nicht getrennt werden, um die netzstabilisierenden Dienstleistungen zur Verfügung zu stellen. Entscheidende Kriterien für die beiden entwickelten Ansätze stellen die Position im elektrischen Netz (Transformator nah oder fern), die Verfügbarkeit am Wohnort, der Ladezustand sowie die Durchdringung von Fahrzeugen dar. Die Position im elektrischen Netz spiegelt die Entfernung zwischen Transformator und Netzanschlusspunkt der Ladeinfrastruktur wieder. Der Einfluss von netzstützenden E-Kfz ist bei hohen Distanzen zum Transformator größer, als bei kleinen Distanzen. Das Maß gibt hierbei die Sensitivität an, welche ebenfalls den Spannungsabfall über der Länge der Leitung berücksichtigt. Somit besitzen Fahrzeuge, die sich transformatornah oder am Anfang der Leitung befinden, einen wesentlich geringeren Einfluss auf die Spannung und werden aufgrund des geringen Spannungsabfalls (bis zu ihrem Netzanschlusspunkt) seltener aktiviert. Voraussetzung für die Erbringung von Dienstleistungen ist ein E-Kfz, welches mit der Ladeinfrastruktur verbunden ist und sich am Wohnort befindet. Die Verfügbarkeit der Fahrzeuge wurde in Abhängigkeit zu einer prozentualen Verteilung von Abfahrts- und Ankunftszeiten gestellt (Abbildung 4.4). Der Ladezustand der Batteriespeicher im E-Kfz stellt einen begrenzenden Einfluss auf den G2V-Ansatz dar. Legt das E-Kfz eine geringe Distanz am Tag zurück steht durch die geringe Entladung des Batteriespeichers ein begrenztes Potenzial durch das symmetrierende Laden zum Ausgleich von unsymmetrischen Spannungen zur Verfügung. Unter Verwendung des V2G-Ansatzes können durch gezieltes Entladen des Batteriespeichers Dienstleistungen angeboten werden, so dass keine Einschränkung entsteht.

Wie in dem Verlauf der Szenarien aufgezeigt wurde, ist der Einsatz von netzstützenden E-Kfz erst ab einer individuellen Durchdringung sinnvoll. Eine Spannungsänderungen von z. B. 1,7 V mit einer Zusammenführung der Phasenspannungen um 2,5 V (Szenario 2020, G2V-Ansatz, Kapitel 5.1.3) stellt für ein selbstregelndes Fahrzeug ein erhebliches Potenzial dar. Unter Anbetracht der Rahmenbedingungen, dass das Fahrzeug am Ende der Leitung positioniert ist (Fahrzeuge am Anfang der Leitung besitzen einen geringeren Einfluss) und eine eingegrenzte Verfügbarkeit besteht, ist eine höhere Durchdringung notwendig, um einen stabilisierenden Effekt zu bewirken. Eine konkrete Durchdringung kann nicht angegeben werden, da diese stets im Zusammenhang mit der Verfügbarkeit der E-Kfz und der Positionierung steht. Mit einer steigenden Durchdringung von Fahrzeugen in den Szenarien kam es aufgrund der aktuellen Netzsituation zu einer gleichzeitigen Erbringung von Dienstleistungen. Dabei wurden eine oder mehrere Dienstleistungen erbracht (z. B. Kapitel 5.3.2, Abbildung 5.46), wobei keinerlei negative Einflüsse der Fahrzeuge untereinander erzeugt wurden. Da sich Spannungsprobleme im Niederspannungsnetz über den Strang ausbreiten und nie ein einzelner Netzknoten betroffen ist, konnte durch die entwickelte Aktivierung der Dienstleistung eine Hierarchie geschaffen werden. Fahrzeuge am Ende der Leitung werden als erstes aktiviert und für spannungsstützende Maßnahmen verwendet, da hier die Spannungsprobleme bzw. resultierend eine unsymmetrische Belastung am stärksten ausfällt. Im Anschluss erfolgt mit zunehmender Ausbreitung des Spannungsabfalls die Aktivierung vom Ende zum Anfang der Leitung. Während der Aktivierung von Dienstleistungen, die durch mehrere Fahrzeuge bereitgestellt werden, kommt es in den Szenarien 2025 sowie 2030 zu keinem Zeitpunkt zu Komplikationen. Betrachtet wurden die Erbringungen durch gleichzeitiges Laden und Entladen oder dem Laden über drei Phasen mit dem Ziel der Symmetrierung (vgl. Szenario 2025: Abbildung 5.25 und Abbildung 5.30 sowie Szenario 2030: Abbildung 5.41 und Abbildung 5.46).

Die Simulation des Beispieltages hat Grenzwertverletzungen morgens zwischen 7 Uhr und 9 Uhr, nachmittags von 15 Uhr bis 16 Uhr sowie abends von 18 Uhr bis 19 Uhr, in mehreren Zeitpunkten, szenarienübergreifend aufgezeigt. Weiterhin wurden kritische Zeiträume von 16 Uhr bis 17 Uhr und 19 Uhr bis 20:30 Uhr festgestellt. Der entwickelte Ansatz sieht vor, dass das Laden auf einen späteren Zeitpunkt verlagert wird und somit Kapazität für netzstabilisierende Maßnahmen vorgehalten werden kann. Nach Abbildung 4.4 verlassen 67 % der Fahrzeuge, welche am Tag eine Strecke zurücklegen, den Wohnort zwischen 7 Uhr und 9 Uhr.

Die Szenarien 2025 und 2030 haben gezeigt, dass sich der Zeitpunkt des Ladens in einen Zeitraum verlagert, welcher bereits Grenzwertverletzungen aufweist und ggf. durch einen Ladevorgang eine zusätzliche Belastung darstellt.

Daraus resultiert der Schluss, den *SoC* der Fahrzeuge in der Nacht in Abhängigkeit zur geplanten Strecke und zum angegebenen Abfahrtszeitpunkt zu erhöhen und eine Restkapazität für Dienstleistungen vorzuhalten. Eine Ladung der Fahrzeuge zu kritischen Zeitpunkten wird daher nicht zwangsläufig notwendig und kann ausgesetzt werden. In einer Erweiterung der aktuellen Spannungsoptimierung kann das einphasige Laden in Abhängigkeit zu den Phasenspannungen integriert werden, um ebenfalls während der Zwangsladephase mit reduzierter Ladeleistung netzstützend zu laden. Im Rahmen der Simulation wurde weiterhin festgestellt, dass die Funktion  $C_{G2V,Sym}$  nicht zum Tragen kommt. Werden Spannungsgrenzwerte in den als kritisch definierten Bereich von 91,5 % von  $U_n$  unterschritten, konnte dies auf eine Unsymmetrie von mehr als 1 % oder eine konkrete Spannungsbandverletzung zurückgeführt werden. Ziel des V2G-Ansatzes mit  $B_{V2G,Sym}$  und  $D_{G2V,SpH}$ , ist eine schonende Nutzung des Batteriespeichers und somit eine geringe zyklische Belastung durch zusätzliche Entlade- und Ladevorgänge. In den Szenarien wird aufgezeigt, dass Entladevorgänge auf einem vollständig geladenen Batteriespeicher bei bestehender Unsymmetrie oder auf einer Rückspeisung bei Spannungsbandverletzungen basieren. Somit wird ein effizienter Einsatz der Batteriespeicher gewährleistet. Die Annäherung der Detektierung von Unsymmetrie über den  $VUF_{LiS}$  und der Annahme einer optimalen Phasenverschiebung von  $120^\circ$  zwischen den Phasen, führte zu keinerlei Auffälligkeiten.

## 6 Hardwaretest der Symmetrierungsfunktion

Die Verifizierung der Symmetrierungsfunktion  $A_{G2V,Sym}$  erfolgt im Rahmen eines Hardwaretests. Ziel ist es, mit einer unsymmetrischen Belastung eine Unsymmetrie von  $VUF \leq 1\%$  hervorzurufen und die Dienstleistung der Symmetrierung über ein E-Kfz zu erbringen. Die Untersuchung wird in einem Labor, ausgestattet mit einer Netzersatzanlage, Kabelmodellen und elektrischen Lasten zur Nachbildung eines Netzanschlusspunktes durchgeführt. Der Anschluss der Komponenten erfolgt dreiphasig. Eine unsymmetrische Spannung wird durch die elektrische Last hervorgerufen und kann phasenselektiv gesteuert werden. Für die Implementierung des Algorithmus wird ein E-Kfz zur Verfügung gestellt. Das Forschungsfahrzeug wurde im Rahmen eines Forschungsprojektes von einem Verbrennungs- auf einen Elektromotor umgerüstet. Für die Umsetzung kann nicht auf das dafür vorgesehene Kommunikationsprotokoll 15118 zugegriffen werden, daher erfolgt die Kommunikation über das CAN-Bus-Protokoll des Fahrzeugs.

### 6.1 Implementierung im E-Kfz

Um den Ansatz der Symmetrierung  $A_{G2V,Sym}$  im Labor nachzuweisen, ist die phasenselektive Ansteuerung der Ladeleistung notwendig. Daher besitzt das E-Kfz drei unidirektionale einphasige Wechselrichter, um die Vorgabe von Sollwerten für einzelne der drei Phasen umzusetzen. Die Bezugsleistung der einphasigen Wechselrichter beträgt 2,3 kW. Für die Kommunikation im Fahrzeug wird das CAN-Bus-Protokoll zum Datenaustausch von Messwerten, Statusmeldungen oder der Vorgabe von Sollwerten verwendet. Die Nachrichten im CAN-Bus-Protokoll wurden um den G2V-Wirkleistungssollwert für die Implementierung des Algorithmus ergänzt. Abbildung 6.1 zeigt den Ablauf eines Ladevorgangs, beginnend mit einer Spannungsmessung und einer Initialisierung, in der die Sensitivität bestimmt wird. Ist der Einfluss der Wirkleistung auf den Spannungsbetrag bekannt, kann mit der Symmetrierung begonnen werden.

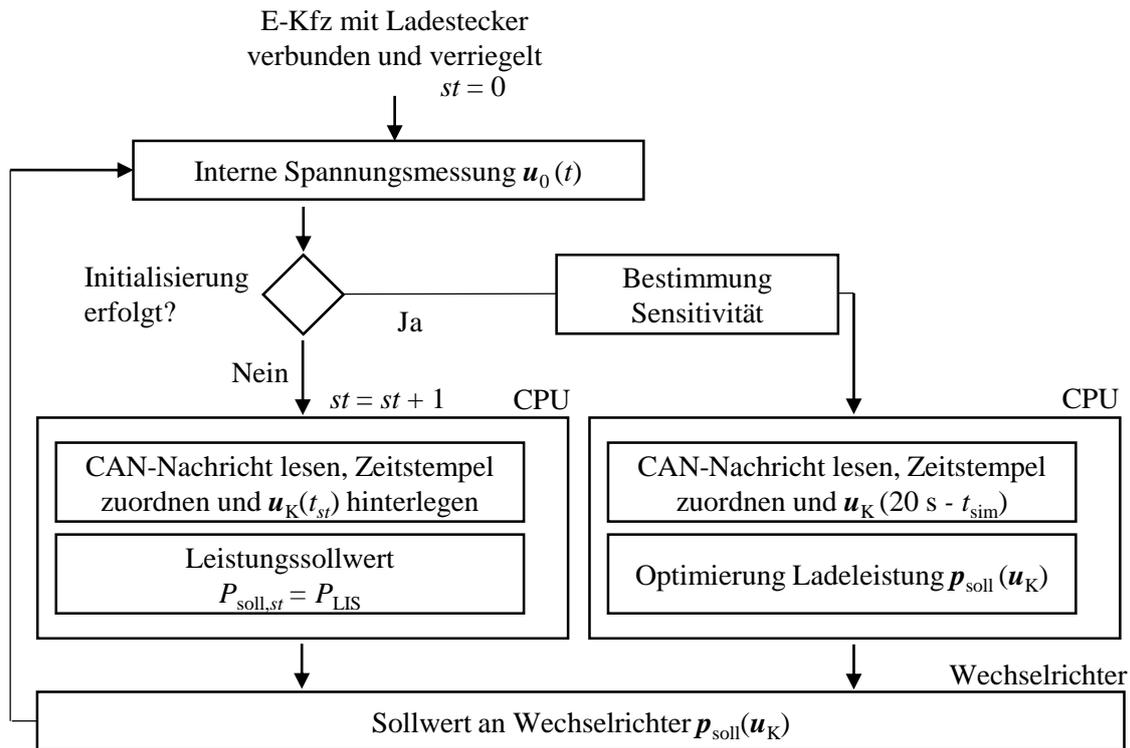


Abbildung 6.1 Ablauf optimierter Ladevorgang.

Voraussetzung für den Ladevorgang ist ein angeschlossenes und verriegeltes Fahrzeug. Durch die Verriegelung erfolgt die Freigabe der Versorgungsspannung zum E-Kfz. Im Anschluss beginnt die interne Spannungsmessung des Forschungsfahrzeuges Werte aufzunehmen. Die Messwerte werden über ein Gateway in CAN-Nachrichten umgewandelt und auf den Bus gesendet, so dass sie im Fahrzeug zur Verfügung stehen. Weiterhin ist ein Computer (CPU) verbaut und mit MATLAB® zur Umsetzung des Algorithmus ausgestattet. Durch einen CAN-Bus-Adapter werden die Messwerte des CAN-Bus abgerufen und über eine MATLAB®-Schnittstelle als Eingangswerte für den Optimierungsalgorithmus verwendet.

Nach Erhalt der initialen Spannungsmesswerte ( $\mathbf{u}_0$ ) erfolgt die Abfrage der Initialisierung. Die Initialisierung umfasst die Bestimmung der Sensitivität am Netzanschlusspunkt ( $\mathcal{E}$ ), um den Zusammenhang zwischen Ladeleistung ( $\mathbf{p}_{\text{soll}}$ ) und Spannungsänderung ( $\mathbf{u}_0 - \mathbf{u}_K(t_{st})$ ) auf und zwischen den Stufen ( $st = 1$  bis 3) darzustellen (vgl. Abbildung 6.1). Der erste Spannungsmesswert wird als Referenzwert ( $\mathbf{u}_0$ ) festgelegt. Die maximale, einphasige Ladeleistung der Ladeinfrastruktur ( $P_{\text{LIS}}$ ) wird als Sollwert für Phase eins ( $P_{\text{soll},st}$ , die Stufe gleicht der Phase) verwendet.

Dieser wird als CAN-Nachricht an die Wechselrichter gesendet und umgesetzt. Im nächsten Schritt wird die Spannung ( $u_K(t_{st})$ ) gemessen, die Initialisierung abgefragt sowie die einphasige Ladeleistung auf der nächsten Stufe ( $st = 2$ ) als Sollwert festgelegt und umgesetzt. Sind die Messwerte für die Spannung in Abhängigkeit von den einphasigen Ladeleistungen vollständig, erfolgt die Bestimmung der Sensitivität nach (27) (vgl. Kapitel 3.2). Durch das permanente Schwanken der Spannungen im elektrischen Netz stellt die Bestimmung der Sensitivität eine gesonderte Herausforderung dar. Zur Veranschaulichung zeigt Abbildung 6.2 aufgenommene Spannungsmesswerte an einem beliebigen Netzanschlusspunkt im elektrischen Netz.

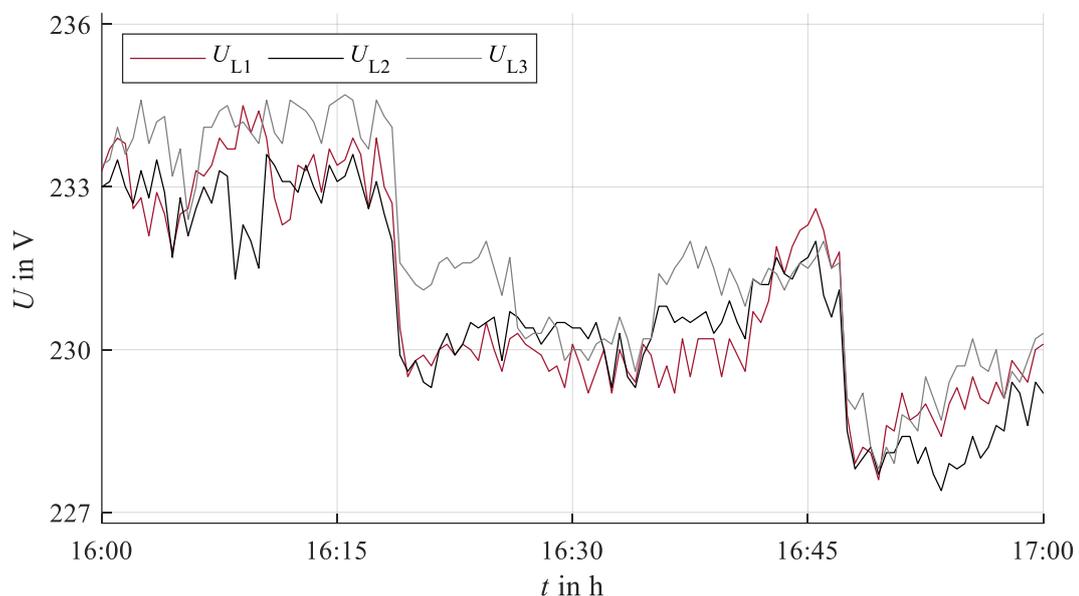


Abbildung 6.2 Spannungsverlauf an einem beliebigen Netzanschlusspunkt.

Aufgrund der permanenten Schwankungen der Spannungswerte werden die auflaufenden Messwerte in MATLAB® alle 20 s verarbeitet. Dies soll ein stetiges Pendeln in der zeitlichen Abhängigkeit zur CAN-Bus-Geschwindigkeit (im ms-Bereich) und demnach zu den auflaufenden Messwerten verhindern. Weiterhin würde eine hohe Durchdringung von E-Kfz mit Wirkleistungsänderungen im ms-Bereich die Regelung des elektrischen Netzes beeinflussen. Mit einer Änderung der Ladeleistung von 20 s sollen Schwankungen, z. B. Phase drei von 16:25 Uhr auf 16:26 Uhr, grob erfasst werden und maßgeblich auf Spannungsänderungen, wie von 16:20 Uhr auf 16:47 Uhr, reagiert werden.

Der gefilterte Spannungsmesswert  $\mathbf{u}_K$  ( $20\text{ s} - t_{\text{sim}}$ ) wird in dem Algorithmus verwendet, um unter den gegebenen Nebenbedingungen eine optimale Ladeleistung in Abhängigkeit von der Spannung zu bestimmen. Im darauffolgenden Berechnungszeitschritt ist der Spannungswert von der ggf. erbrachten Symmetrierung überlagert, so dass (29) zurückgerechnet wird und somit die Spannung ohne Erbringung der Symmetrierung zur Verfügung steht (50).

$$\mathbf{u}_{\text{opt,K}} = \mathbf{u}_K + \mathbf{E} \cdot \mathbf{p}_{\text{E-Kfz}} \quad (50)$$

## 6.2 Aufbau im Labor

Die Verifizierung der entwickelten Lösung erfolgt durch die Nachbildung eines dreiphasigen Netzanschlusspunktes mit unsymmetrischen Knotenspannungen sowie einem hinterlagerten elektrischen Netz. Mit deren Hilfe soll die Funktionsweise des Symmetrierungsansatzes  $\mathbf{A}_{G2V,\text{Sym}}$  bewiesen werden. Abbildung 6.3 zeigt den schematischen Versuchsaufbau [69], [70], [71], [72]. Alle Komponenten sind dreiphasig angeschlossen bzw. in dreiphasiger Ausführung.

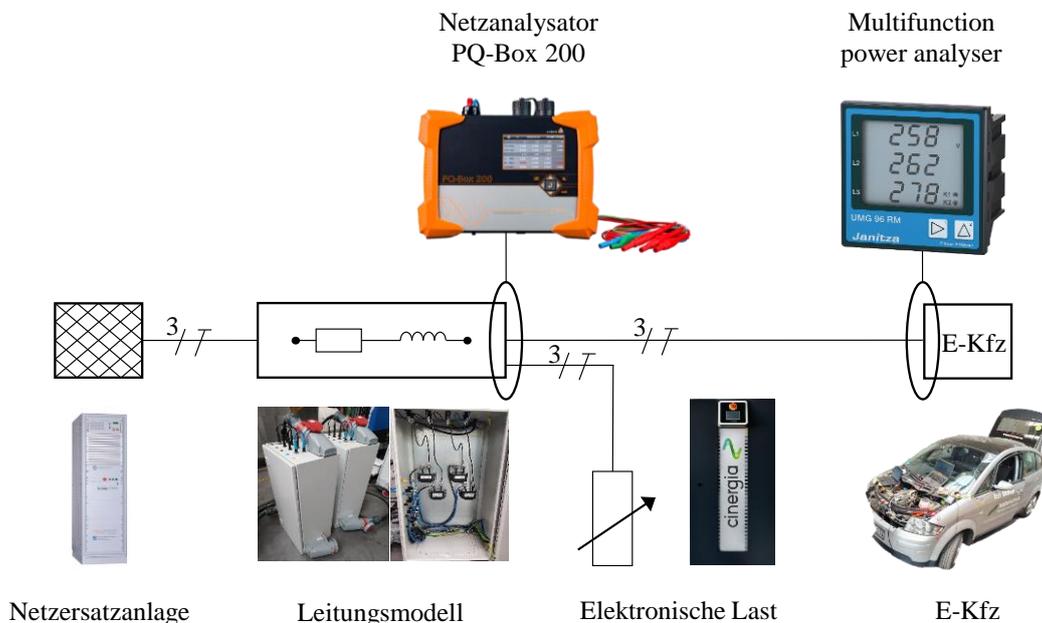


Abbildung 6.3 Schematischen Aufbau Hardwaretest [69], [70], [71], [72].

Eine Netzersatzanlage dient als Quelle und stellt die Funktion des elektrischen Netzes dar. Die Quelle kann Leistung in Stufen von 1 kVA bis 45 kVA bereitstellen. Der stellbare Spannungsbereich der dreiphasigen Leiter-Erde-Quellspannung liegt zwischen 0 V und 300 V. Somit besteht die Möglichkeit, initial ein symmetrisches als auch ein unsymmetrisches gespeistes Netz nachzubilden. Die Effekte bzw. die Parameter einer Strangleitung zu den Netzanschlusspunkten werden durch ein Leitungsmodell nachgebildet. Das gegebene Leitungsmodell imitiert eine Leitung vom Typ NAYY 4 mal 150 mm<sup>2</sup> und eine Leitungslänge von 200 m, was Parametern von  $R = 41,3 \text{ m}\Omega$  und  $X_L = 3,5 \text{ }\mu\Omega$  entspricht. Die Kapazität wird in dem Kabelmodell aufgrund des geringen Einflusses im Niederspannungsnetz vernachlässigt. Das Ende des Kabelmodells stellt den Netzanschlusspunkt dar. Mittels Netzanalysator werden dort Strom, Spannung, Wirk- und Blindleistung der drei Phasen unmittelbar vor dem E-Kfz erfasst. Dabei weist der Netzanalysator eine hohe Messgenauigkeit der Spannungsmessgröße von  $\pm 0,1 \%$  auf [73]. Ebenfalls wird die fahrzeuginterne Messung des Janitza Power Analyser 96-M zur Auswertung herangezogen. Der Power Analyser besitzt einen Spannungsbereich von bis zu 277 V, mit einer Messgenauigkeit von  $\pm 0,2 \%$  [74]. Mit Hilfe der elektronischen Last kann ein Wirkleistungsbezug vorgegeben werden. Dabei ist es entscheidend, eine Unsymmetrie am Netzanschlusspunkt hervorzurufen. Die elektronische Last ist dreiphasig angeschlossen und besitzt je Phase einen Stellbereich von bis zu 15 kW. Diese können in 5-kW-Schritten variiert werden.

### 6.3 Ergebnisse des Hardwaretests

Der Ablauf des Labortests umfasst die Initialisierung sowie die Optimierung der Ladeleistung über G2V, während einer unsymmetrisch verteilten Last auf den Phasen. Dafür wird Phase eins unsymmetrisch mit einer Leistung von 1 kW belastet. Resultat ist eine unsymmetrische Spannung am Anschlusspunkt des E-Kfz, da die anderen Phasen nicht belastet werden. Eingang wird eine annähernd symmetrische Spannung über die Quelle von  $U_n \approx 231 \text{ V}$  vorgegeben. Die Initialisierung beginnt mit dem Aufnehmen des Spannungsmesswertes zum Zeitpunkt  $t = 0:00$  Minuten. Abbildung 6.4 zeigt die Messwerte des Netzanalysators ( $u_{\text{Netz}}$ ) sowie des Power Analysers ( $u_{\text{E-Kfz}}$ ).

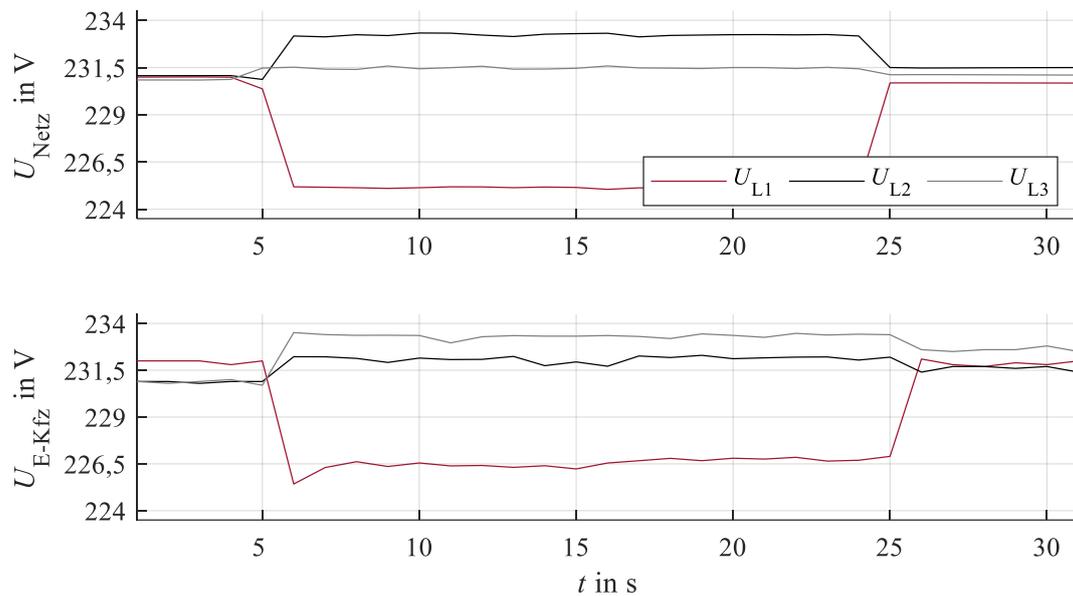


Abbildung 6.4 Initialisierung E-Kfz

Während der Bestimmung der initialen Spannung ( $\mathbf{u}_0$ ) fallen Unterschiede zwischen den Spannungsmesswerten sowie Schwankungen der Spannungsmesswerte auf. Diese können u. a. auf die Genauigkeit der Messgeräte von 0,1 % (ca. 0,23 V) des Netzanalysators  $\mathbf{u}_{0,\text{Netz}}^T = [231,0 \text{ V} \quad 231,1 \text{ V} \quad 230,9 \text{ V}]$  und  $\pm 0,2$  % (ca. 0,46 V) des Power Analysers  $\mathbf{u}_{0,\text{E-Kfz}}^T = [232,0 \text{ V} \quad 230,9 \text{ V} \quad 230,7 \text{ V}]$  zurückzuführen sein. Der zusätzliche Spannungsabfall über dem Ladekabel gilt ebenfalls als Einflussfaktor. Weiterhin können zusätzliche Verbraucher im E-Kfz vor der Spannungsmessung angeschlossen sein, welche die Spannungsmesswerte verfälschen. Ausschlaggebend sind die Messdaten im E-Kfz, da sie als Eingangsdaten für den Symmetrierungsalgorithmus dienen. Daher werden die Messwerte im E-Kfz für die Bewertung der Symmetrierung herangezogen. Hier sei noch angemerkt, dass bei einer vollständigen bzw. realen Umsetzung die Ladeinfrastruktur die Spannungsmesswerte aufnimmt und dem E-Kfz über die IEC 15118 bereitstellt. Nach 5 Sekunden wird die maximale einphasige Ladeleistung von  $\mathbf{p}_{\text{soll},1}^T = [2.300 \text{ W} \quad 0 \text{ W} \quad 0 \text{ W}]$  auf Phase eins vorgegeben (vgl. Abbildung 6.4) und im nächsten Schritt die jeweiligen Spannungsmesswerte aufgenommen. Es ist ersichtlich, dass Unterschiede zwischen den Messreihen der Spannungswerte bestehen. Die Spannung, gemessen mit dem Netzanalysator, fällt auf Phase eins annähernd auf 225 V, wobei

die Spannung im E-Kfz, gemessen mit Hilfe des Power Analyser's, zwischen 225,42 V und 226,9 V schwankt.

Weitere Spannungsabweichungen außerhalb der Messwerttoleranz von 0,46 V des Power Analysers bestehen jeweils auf den Phasen zwei und drei. Im Anschluss wird die Bestimmung der Sensitivität für Phase zwei und drei wiederholt, um die Einflüsse der Phasen untereinander abbilden zu können.

Aufgrund der unerwarteten Schwankungen der Spannungsmesswerte, erfasst durch den Power Analyser, wird entschieden, die Sensitivität über die stabilen Spannungsmesswerte des Netzanalysators zu bestimmen. Dafür wird dieser für die Messung im Fahrzeug verwendet. Im Anschluss an die Messung im E-Kfz über den Netzanalysator erfolgt der Rückbau an die ursprüngliche Position. Um weitere Abweichungen zu minimieren wird die Sensitivitätsmatrix diagonalzyklisch, mit dem Einfluss zwischen allen Phasen, aufgebaut und über die Mittelwerte der einzelnen Elemente ermittelt (vgl. Struktur der Matrix von Leitungsimpedanzen, vgl. (7)). Die Struktur der Sensitivitätsmatrix beschreibt den Einfluss der belasteten Phase sowie die Kopplung auf die anderen beiden Phasen. Im Symmetriefall erfolgt lediglich eine Verschiebung der Elemente um eine Zeile bzw. Spalte in der diagonalzyklischen Sensitivitätsmatrix. Daher wird der Mittelwert der gleichen Diagonalelemente aus Gleichung (27) (Sensitivitätsmatrix, Kopplung zwischen den Phasen) gebildet, die Matrix für ein symmetrisches System aufgebaut und somit z. B. Toleranzen bei der Fertigung oder Materialunterschiede ignoriert. Gleichung (51) zeigt die angepasste Sensitivitätsmatrix mit dem Einfluss der einphasigen Ladeleistung auf die Spannungsmesswerte des Netzanalysators für den Hardwaretest.

$$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} 2,522 \frac{\text{mV}}{\text{W}} & -0,391 \frac{\text{mV}}{\text{W}} & -1 \frac{\text{mV}}{\text{W}} \\ -1 \frac{\text{mV}}{\text{W}} & 2,522 \frac{\text{mV}}{\text{W}} & -0,391 \frac{\text{mV}}{\text{W}} \\ -0,391 \frac{\text{mV}}{\text{W}} & -1 \frac{\text{mV}}{\text{W}} & 2,522 \frac{\text{mV}}{\text{W}} \end{bmatrix} \quad (51)$$

Das Erfassen der Sensitivitätsmatrix stellt einen elementaren Bestandteil des Symmetrierungsansatzes dar. Mit einer fehlerhaften Sensitivität verwendet der Algorithmus eine falsche Datengrundlage und die Symmetrierung verfehlt permanent die gewünschten Sollwerte, da der Einfluss der Ladeleistung auf die Spannung am Netzanschluss nicht der

Realität entspricht. Nach Abschluss der Initialisierung kann die Funktion der Symmetrierung bereitgestellt werden. Die Verifizierung des Algorithmus  $\mathbf{A}_{G2V,Sym}$  wird an der unsymmetrischen Belastung auf Phase drei dargestellt.

Abbildung 6.5 zeigt die Spannungsmessungen am Netzanalysator und im E-Kfz sowie die Sollwertvorgaben der Ladeleistung. Die Mess- und Sollwerte des E-Kfz konnten im Anschluss an den Versuch aus dem CAN-Bus ausgelesen werden. In den ersten 11 Sekunden besteht eine unsymmetrische Last auf Phase zwei mit ca. 1 kW, wobei das E-Kfz über Phase eins und drei lädt. Für die eigentliche Verifizierung der Funktion erfolgt nun ein Wechsel der Last von Phase zwei zu Phase drei.

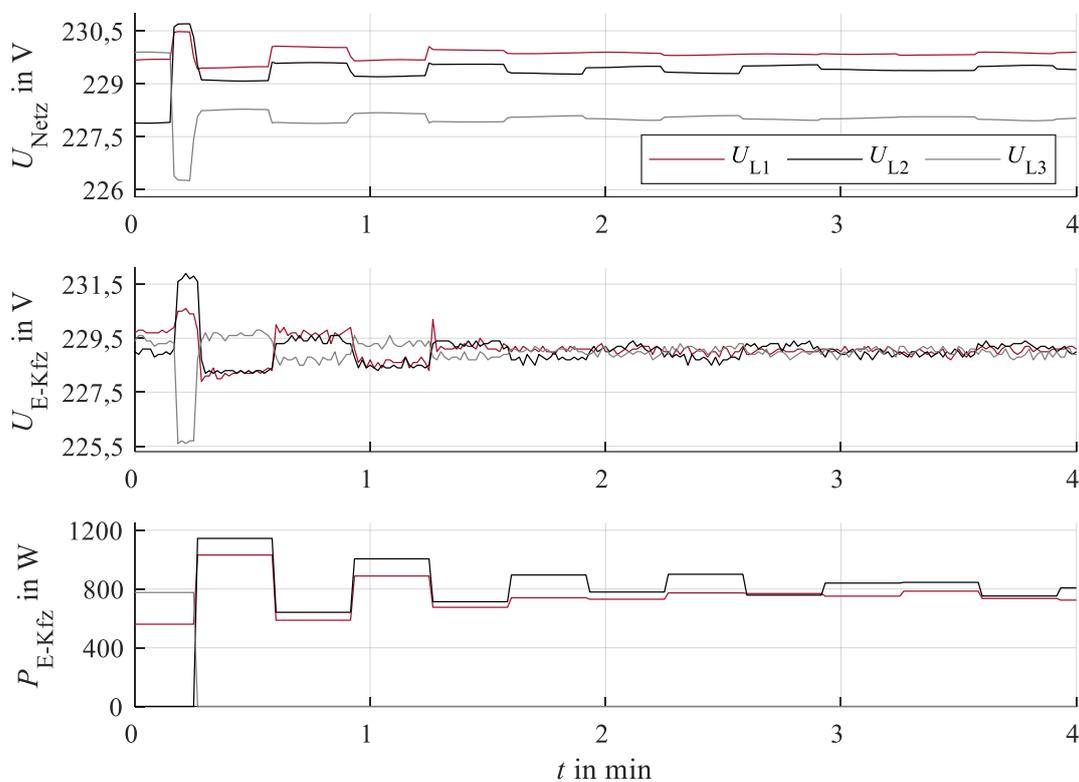


Abbildung 6.5 Labortest Belastung auf eine Phase.

Die resultierende Spannungsänderung zeigt eine maximale Abweichung von 6 V zwischen Phase zwei und drei. Grund ist der bestehende alte Sollwert der Ladeleistung von Phase eins und drei. Die Spannungsmesswerte zum Zeitpunkt  $t = 0:11$  Minuten für die Spannung im E-Kfz und am Netzanalysator sind in Tabelle 18 dargestellt. In den Spannungsverläufen und den Messwerten ist eine permanente Abweichung zwischen  $u_{\text{Netz}}$  und

$u_{E-Kfz}$  zu sehen. Der Netzanalysator ist unmittelbar am Kabelmodell angeschlossen, der Power Analyser befindet sich im E-Kfz (vgl. Abbildung 6.3).

Das Forschungsfahrzeug wird über einen Verteiler mit der dreiphasigen CEE-Verbindung des Ladekabels (Länge 10 m) angeschlossen. Somit entsteht ein zusätzlicher Spannungsabfall über der Leitungsimpedanz des Kabels, welcher zu einer Spannungsänderung führt und eine weitere Abweichung zwischen den Spannungsmessungen darstellt. Somit sind die Spannungsmesswerte des Power Analyser im Vergleich zum Netzanalysator auf einer Phase niedriger, wenn über diese Ladeleistung bezogen wird.

Tabelle 18 Ergebnisse Labortest, Belastung Phase drei

Zeitpunkt	Ort	$U_{L1}$	$U_{L2}$	$U_{L3}$	$VUF$
$t = 0:11$ min	E-Kfz	230,6 V	231,9 V	225,6 V	1,18 %
$t = 0:11$ min	Netz	230,5 V	230,7 V	226,3 V	1,2 %
$t = 1:00$ min	E-Kfz	228,7 V	228,5 V	229,2 V	0,12 %
$t = 1:00$ min	Netz	229,7 V	229,2 V	228,2 V	0,27 %
$t = 2:00$ min	E-Kfz	229,0 V	229,2 V	229,2 V	0,04 %
$t = 2:00$ min	Netz	229,9 V	229,5 V	228,0 V	0,36 %

Zur Beurteilung der Unsymmetrie wird durch die Spannungsmesswerte der  $VUF_{LIS}$  bestimmt. Dafür erfolgt die Annahme von einer idealen Phasenverschiebung von  $120^\circ$ . Die elektrische Last bezieht reine Wirkleistung, und es wird eine optimale Phasenverschiebung zwischen den Phasen an der Quelle vorgegeben. Es ergibt sich zum Zeitpunkt  $t = 0:11$  min ein  $VUF_{E-Kfz}$  am E-Kfz (Index E-Kfz) von 1,18 %, bestimmt über die Spannungen am E-Kfz sowie am Netzanalysator von  $VUF_{Netz}$  (Index Netz) von 1,2 %. Nach dem Detektieren der Unsymmetrie durch die Spannungsmessung des E-Kfz erfolgt das Optimieren der Ladeleistung. Der vorherige Sollwert wird verworfen und das Laden über Phase eins und zwei beginnt (vgl. Abbildung 6.5). Nach der ersten Symmetrierung durch das Fahrzeug entsteht ein stufiger Verlauf der Ladeleistungen und somit von den Spannungen, zurückzuführen auf den Optimierungszyklus von 20 s. Nach den ersten drei Zyklen, zum Zeitpunkt von  $t = 1:15$  min, stellt sich der stufige Verlauf ein. Die Ursache liegt bei der Spannungsabhängigkeit der Wechselrichter. Die Wechselrichter erhalten einen

Leistungssollwert, der umgesetzt wird. Tritt eine Änderung der Spannung ( $U_{E\text{-Kfz},i}$ ) auf, so erfolgt eine Änderung des Ladestroms ( $I_{Lade,i}$ ), um den Sollwert ( $P_{soll,i}$ ) zu erreichen.

$$P_{Soll} = U_{Netz} \cdot I_{Lade} \quad (52)$$

Die Änderung des Ladestroms verursacht wiederum eine Spannungsänderung. Im nächsten Optimierungszyklus liegen ein geänderter Ladestrom und eine angepasste Spannung vor, so dass die Änderung des Ladestromes geringer ausfällt und wiederum zu einer geringeren Spannungsänderung führt, bis die Änderungen in den Schwankungen untergehen. Während des stufigen Verlaufs zum Zeitpunkt  $t = 1 \text{ min}$ , kann durch eine optimierte Ladeleistung von  $\mathbf{p}_{E\text{-Kfz},t=1\text{min}}^T = [0 \text{ W} \quad 1005 \text{ W} \quad 888 \text{ W}]$  eine maximale Spannungsabweichung zwischen den Phasen von 0,7 V erreicht werden. In einem idealen System käme es zu einer Symmetrierung der Spannungen durch  $P_{L2} = P_{L3}$ , um die unsymmetrische Belastung von Phase eins über die elektronische Last zu kompensieren. Es konnte eine Verbesserung der Spannungsabweichungen und somit des  $VUF_{E\text{-Kfz}}$  auf 0,12 % stattfinden. Die Spannungsunsymmetrie am Netzanalysator konnte auf  $VUF_{Netz} = 0,27 \%$  verbessert werden. Nach den ersten drei Zyklen der Vorgabe von Ladeleistungen stabilisieren sich Spannung und Ladeleistung, so dass der stufenförmige Verlauf verschwindet. Der  $VUF_{E\text{-Kfz}}$  in Minute zwei ändert sich von 1,18 % zu 0,04 % und zu einer Minimierung der Unsymmetrie um 97 %. Über die Messung am Netzanalysator wird eine Minimierung der Unsymmetrie von 1,2 % auf 0,36 % festgestellt. Grund dafür ist u. a. der Spannungsabfall über dem Ladekabel des E-Kfz. Im nächsten Schritt wird das Verhalten während einer Belastung von zwei Phasen und einer Symmetrierung durch das E-Kfz betrachtet.

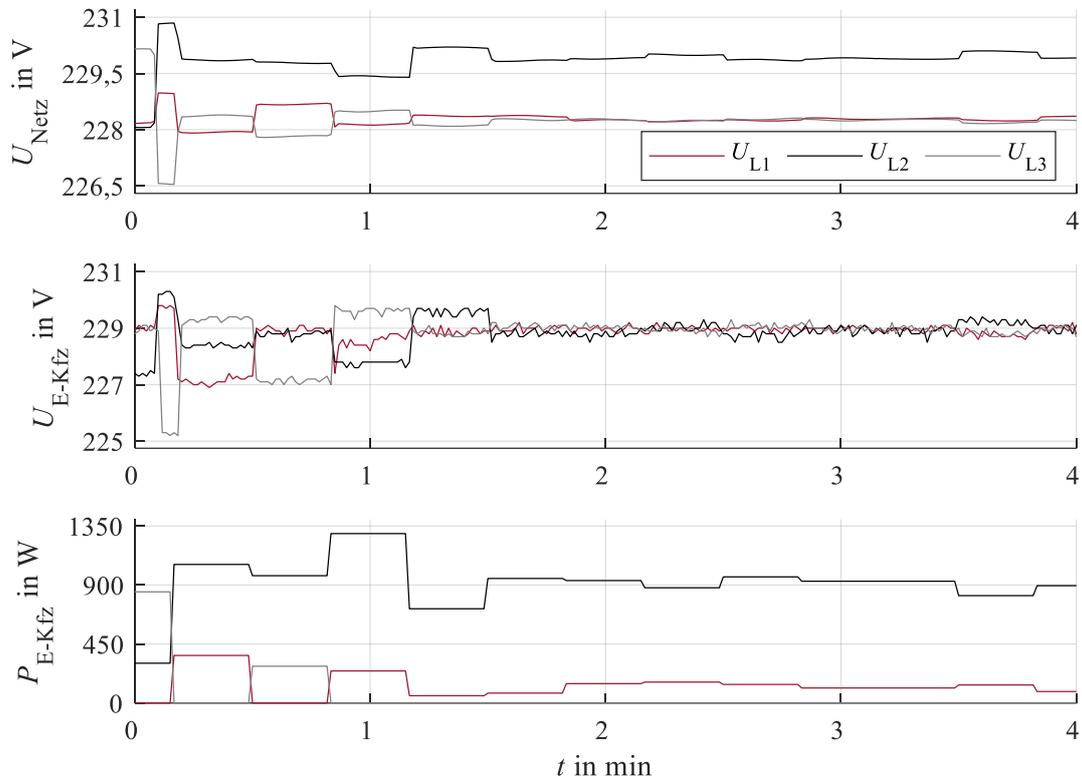


Abbildung 6.6 Labortest, Belastung auf zwei Phasen.

In den ersten 10 Sekunden wechselt die Belastung in Abbildung 6.6 über die elektronische Last von Phase eins und zwei auf Phase eins und drei. Aufgrund der weiterhin anhaltenden Symmetrierung von Phase eins bis zum Ende des 20 Sekunden Zyklus ist der Spannungsfall maßgeblich auf Phase drei ersichtlich. Die Änderung der Last zeigt einen geringen Anstieg auf Phase eins. Es kommt zu einer maximalen Abweichung von 4,3 V für  $u_{\text{Netz}}$  sowie von 5 V für  $u_{\text{E-Kfz}}$  (Tabelle 19).

Tabelle 19 Ergebnisse Labortest Belastung auf zwei Phasen

Zeitpunkt	Ort	$U_{L1}$	$U_{L2}$	$U_{L3}$	$VUF$
$t = 0:11$ min	E-Kfz	229,7 V	230,2 V	225,2 V	1,0 %
$t = 0:11$ min	Netz	229,0 V	230,8 V	226,5 V	0,77 %
$t = 1:00$ min	E-Kfz	228,2 V	227,8 V	229,7 V	0,35 %
$t = 1:00$ min	Netz	228,1 V	229,4 V	228,5 V	0,24 %
$t = 3:00$ min	E-Kfz	229,1 V	229,1 V	228,9 V	0,04 %
$t = 3:00$ min	Netz	228,3 V	229,9 V	228,2 V	0,34 %

Nach Abschluss des 20 Sekunden Zyklus erfolgt die Bestimmung von aktuellen Sollwertvorgaben der Ladeleistung.  $\mathbf{p}_{E-Kfz,t=1min}^T = [363 \text{ W} \quad 1.057 \text{ W} \quad 0 \text{ W}]$  bewirkt eine Verringerung der Unsymmetrie (vgl.  $\mathbf{u}_{E-Kfz}$  zum Zeitpunkt  $t = 1$  min) am E-Kfz von 1 % auf 0,35 %. Parallel dazu ändert sich der  $VUF_{\text{Netz}}$ , bestimmt durch  $\mathbf{u}_{\text{Netz}}$ , von 0,77 % auf 0,24 %. Die Spannung am E-Kfz zeigt in den ersten drei bis vier Optimierungszyklen wieder ein stufenförmiges Verhalten mit einer maximalen Spannungsdifferenz von ca. 2,5 V zwischen den Phasen. Am Netzanalysator ist ebenfalls ein stufenförmiges Verhalten der Spannung sichtbar, wobei die Spannungen der beiden belasteten Phasen eins und drei näher beieinanderliegen. Die durch das E-Kfz unbelastete Phase drei weist konstant eine Abweichung zwischen 1 V und 2 V zu den anderen Phasen auf. Im Anschluss an das stufenförmige Verhalten ( $t = 1:30$  Minuten) kann die Spannung am E-Kfz als symmetrisch betrachtet werden. Zum Zeitpunkt  $t = 3:00$  Minuten, besteht eine maximale Spannungsabweichung von 0,2 V. Dies entspricht einer Unsymmetrie von 0,04 %. Die Unsymmetrie konnte somit um 96 % reduziert werden. Die Sollwerte der Ladeleistung zeigen, dass die belastete Phase eins ebenfalls zur Symmetrierung herangezogen wird. Grund dafür könnten eine Abweichung in der Symmetrie der Komponenten des Gesamtsystems und somit eine Abweichung durch die symmetrisch aufgebaute Sensitivitätsmatrix  $\mathbf{E}$  sein. Die Spannungen am Netzanalysator rufen einen Anstieg des  $VUF_{\text{Netz}}$  von 0,34 % hervor.

Im Rahmen des Hardwaretests wurde künstlich, mit der Wahl der Leitungslänge, eine vergleichsweise hohe Sensitivität und somit der Einfluss der Last sowie der Ladeleistung auf die Spannung erzeugt. Ziel war es, die tatsächliche Funktion der Symmetrierung der Phasenspannungen durch das E-Kfz zu zeigen. Mit einer realen, wesentlich geringeren Sensitivität, wäre der Effekt der maximalen Ladeleistung von  $P_{Lis} = 2,3 \text{ kW}$  des Forschungsfahrzeugs nicht wahrnehmbar gewesen. Weiterhin käme es zu einem permanenten Laden mit Bezugsleistung, wobei aufgrund der geringen Sensitivität eine Symmetrierung nicht zu erreichen wäre. Mit Hilfe der hohen Sensitivität konnte mit halber Bezugsleistung gezeigt werden, dass eine Symmetrierung der Phasenspannungen durch den Einsatz einer netzstützenden Anpassung der Ladeleistung erreicht werden kann. Kritisch ist das Bestimmen der Sensitivitätsmatrix  $\underline{S}$  des E-Kfz zu betrachten. Im Rahmen des Hardwaretests stellten die Spannungsschwanken über dem Power Analyser Probleme bei der Bestimmung der Sensitivität dar, was durch ein alternatives Messgerät behoben werden konnte. Die optimalen Bedingungen im Labor, wie eine konstante Last sowie Erzeugung und die hohe Sensitivität, sollten optimale Voraussetzungen für das Aufstellen der Sensitivitätsmatrix darstellen. Übertragen auf die Integration in ein reales Netz könnte auch die Bestimmung der Sensitivitätsmatrix  $\underline{S}$  in der Nacht, bei deutlich reduzierter Aktivität im Netz, zu ungenau sein. Abhilfe kann eine Weiterentwicklung des Bestimmungsverfahrens durch eine stetige Anpassung der Sensitivitätsmatrix  $\underline{S}$  sowie eine maximale Genauigkeit des Messgerätes oder das Verwenden von Messfiltern schaffen, um die Genauigkeit zu erhöhen. Weiterhin existieren ebenfalls während der 20-Sekunden-Zyklen der Optimierung Abweichungen, welche das Ergebnis beeinflussen. Vergleichbare Ergebnisse werden in der Praxis und unter Berücksichtigung von realen Bedingungen nicht zu erzielen sein. Mit einer hinreichend genauen Bestimmung von  $\underline{S}$  wird allerdings ein netzstützendes Verhalten erwartet, da die Aktivierung bei größeren Spannungsabweichungen erfolgt. Somit ist das Ziel der Symmetrierung eindeutig und eine Anpassung der Ladeleistung kann netzstützend umgesetzt werden. Eine Validierung der Sollwerte für die Ladeleistung ist zu implementieren.

## 7 Zusammenfassung und Ausblick

Im Rahmen dieser Dissertation konnte ein wissenschaftlicher Ansatz zur Optimierung von Ladevorgängen durch E-Kfz für einen zukünftigen netzstützenden Betrieb entwickelt werden. Die stetig steigende Durchdringung von fluktuierenden sowie teilweise unsymmetrischen Lasten oder Erzeugern erfordert einen angepassten Betrieb des elektrischen Netzes. Somit wurde ein Ansatz entwickelt, um einer unsymmetrischen Belastung entgegenzuwirken, den notwendigen Ladevorgang von E-Kfz zur Symmetrierung heranzuziehen und spannungsstützend einzusetzen. Mit dieser Motivation wurde ein Ansatz zur Symmetrierung der Phasenspannung durch das Laden der E-Kfz (G2V, Grid-to-Vehicle) sowie ein Multi-Use-Case, welcher Symmetrierung und Spannungshaltung durch das Laden und Entladen der E-Kfz (V2G, Vehicle-to-Grid) abdeckt, entwickelt. Das Augenmerk lag auf einer selbstregelnden Handlungsweise des E-Kfz, welches in Abhängigkeit zum aktuellen Netzzustand den Lade- bzw. Entladevorgang einleitet und das elektrische Netz stabilisiert. Die phasenselektive Berechnung der Ladeleistung erfolgte nach einer mathematischen Optimierung und nutzt eine Nachbildung der Sensitivität am Netzanschlusspunkt, um den Einfluss der Ladeleistung auf die Spannung zu beschreiben. Eingangs erfolgte die Abgrenzung zu bestehenden wissenschaftlichen Arbeiten, wobei der Neuheitsgrad aufgezeigt und ein konkreter Handlungsbedarf abgeleitet werden.

Das Kapitel 2 „Unsymmetrie in Niederspannungsnetzen“ behandelte die Grundlagen der Betrachtungen und beschrieb die Entstehung einer unsymmetrischen Belastung sowie deren Auswirkung auf die drei Phasenspannungen. Dabei wurde auf die Bestimmung des Grades der Unsymmetrie über den Voltage Unbalance Factor  $VUF$  eingegangen. Im Anschluss wurde eine alternative Methode zur aktuellen Berechnung des  $VUF$  vorgestellt, um im Niederspannungsnetz eine vollständige Erfassung der Unsymmetrie zu gewährleisten. Im weiteren Verlauf des Kapitels wurden Grenzwerte der Spannungshaltung, die ebenfalls die Kriterien der Unsymmetrie umfassen, aufgezeigt und die Berechnung der Phasenspannungen über eine unsymmetrische Lastflussberechnung beschrieben. Abschließend konnten Lasten und Erzeuger sowie beispielhafte Verläufe im Niederspannungsnetz betrachtet werden. Auf diesen Grundlagen aufbauend erfolgte die Entwicklung des G2V- sowie des V2G-Algorithmus, welcher für dreiphasig ladende E-Kfz angewendet werden kann.

Der G2V-Ansatz umfasst das Laden mit angepassten Ladeleistungen auf den drei Phasen in Abhängigkeit zur jeweiligen Spannung. Ziel ist es, einer unsymmetrischen Belastung des elektrischen Netzes entgegenzuwirken und Spannungsunsymmetrien auszugleichen. Der entwickelte V2G-Ansatz stellt einen Multi-Use-Case dar. Es wurden mehrere Anwendungen für die Stabilisierung des elektrischen Netzes zur Verfügung gestellt, wobei das E-Kfz eigenständig über den Zeitpunkt der Erbringung sowie die Art der Dienstleistung entscheidet. Grundlegend wurden vier Dienstleistungen, bestehend aus symmetrischem Laden und Entladen sowie dem Laden und Entladen aus Gründen der Spannungshaltung zur Verfügung gestellt. Mit der Definition einer alleinstehenden Handlungsweise des E-Kfz sind Informationen, wie eine externe Anbindung im Rahmen einer Leitwarte oder die Integration vorhandener Netztopologie, nicht berücksichtigt. Vorhandene Informationen basieren auf Messwerten vor Ort, welche vom Fahrzeug oder der Ladeinfrastruktur zur Verfügung gestellt werden. Mit Hilfe einer angepassten Sensitivität erfolgte die Umsetzung beider Algorithmen über eine Lineare Optimierung. Weiterhin wurden Grenzwerte für die Aktivierung der verschiedenen Funktionen aus bestehenden Gegebenheiten im elektrischen Netz abgeleitet und die grundsätzliche Funktion an einem definierten Testnetz aufgezeigt.

Im weiteren Verlauf der Arbeit erfolgte die Verifizierung der beiden entwickelten Algorithmen simulativ sowie durch einen Labortest mit der Integration des G2V-Ansatzes in ein Forschungsfahrzeug. Für die simulative Betrachtung wurde ein reales, anonymisiertes Netzmodell mit einem ländlichen Charakter verwendet und in Kapitel 4 dargestellt. Die Ableitung der Haushaltslasten erfolgte über Statistiken, so dass Wirk- und Blindleistungsverbrauch anhand eines Beispieltages für jeden Lastknoten hinterlegt werden kann. Weiterhin wurde auf die Durchdringung von Wärmepumpen, PV-Anlagen, Batteriespeichern und E-Kfz in drei Szenarien eingegangen und deren Modellierung beschrieben. Speziell die E-Kfz wurden nach einphasig und dreiphasig ladenden Fahrzeugen unterteilt. Somit erfolgte eine Untergliederung nach Fahrzeugen, welche Unsymmetrie hervorrufen (einphasig ladend) und mit den netzstabilisierenden Algorithmen ausgestattet werden. Um das Nutzerverhalten der E-Kfz darzustellen, wurden Fahrtstrecken abgeleitet und Abfahrt- sowie Ankunftszeiten am Wohnort definiert, welche die Verfügbarkeit der Algorithmen nachbilden. Die Ergebnisse der Arbeit wurden in Kapitel 5 und 6 aufgeführt. Kapitel 5 zeigte die Simulationsergebnisse, mit einer Untergliederung in die drei Szenarien 2020, 2025 und 2030. Dabei wurde zu Beginn das jeweilige Szenario ohne Algorithmus untersucht.

In den Szenarien 2025 und 2030 wurde zusätzlich aufgezeigt, welchen Einfluss ein gleichmäßig bzw. ungleichmäßig verteilter Netzanschluss von einphasigen PV-Anlagen, Batteriespeichern und E-Kfz besitzt. Die Anzahl der Grenzwertverletzungen an dem gewählten Beispieltag wurde jeweils dargestellt. Dabei ging hervor, dass an dem Beispieltag der *VUF* konstant bei 8 einmaligen Grenzwertverletzungen sowie 7 Grenzwertverletzungen über die Zeit bestehen blieb. Der *VUF* stieg grundsätzlich mit einem ungleichmäßigen Netzanschluss an, wobei bei einer Grenzwertverletzung durch  $VUF \leq 2\%$  der Zeitraum der bestehenden Unsymmetrie verlängert wurde. Ausschließlich im Szenario 2030 unter einem Netzanschluss von einphasigen Erzeugern und Verbrauchern auf Phase eins kam es nahezu zu einer Verdopplung der einmaligen Grenzwertverletzungen von 8 auf 15. Das Szenario 2030 repräsentierte eine maximale Durchdringung von PV-Anlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen und E-Kfz. Mit der Integration des G2V-Ansatzes konnte die Anzahl an Grenzwertverletzungen durch das phasenselektive Laden von 15 Grenzwertverletzungen auf 8 reduziert werden. Die Verletzungen des Spannungsbandes konnten indirekt, während der Erbringung der Symmetrierung von 18 auf 14 reduziert werden. Die begrenzenden Kriterien lagen bei dem G2V-Ansatz in der Verfügbarkeit am Wohnort, der Ladeleistung der Ladeinfrastruktur und der verfügbaren Kapazität des Batteriespeichers im E-Kfz. Der V2G-Ansatz bot die Möglichkeit der Rückspeisung, wurde somit nicht durch die verfügbare Kapazität begrenzt und ermöglichte eine effiziente Spannungshaltung. Aufgrund des erweiterten Einsatzzeitraumes konnten die Grenzwertverletzungen des *VUF* von 15 auf 6 reduziert werden. Durch die aktive Funktion der Spannungshaltung konnte die Anzahl von 18 Grenzwertverletzungen auf 7 reduziert werden. Beide Anwendungen haben den Nachteil, dass die vollständige Ladung des E-Kfz zu Zeitpunkten mit einer hohen Belastung des elektrischen Netzes durchgeführt werden könnten, was teilweise zu weiteren Grenzwertverletzungen oder kritischen Zeitpunkten führte und das eigentliche Ergebnis verfälscht. Hier müssen weiterführende Betrachtungen durchgeführt werden. Abschließend erfolgte im Kapitel 6 die Integration des G2V-Ansatzes in ein Forschungsfahrzeug, um die Funktionsweise zu verifizieren. Die Umsetzung erfolgte in einem Labor, ausgestattet mit einer Netzersatzanlage, elektronischer Last sowie einem Leitungsmodell im Rahmen eines Hardwaretests. Mit der Vorgabe einer unsymmetrischen Last und der resultierenden unsymmetrischen Spannung konnte das E-Kfz auf Grenzwertverletzungen reagieren und das netzstützende Laden einleiten. Nach dem Detektieren einer Unsymmetrie von  $VUF = 1,2\%$  konnte durch den G2V und das symmetrierende Laden ein *VUF* von 0,04 % erreicht werden. In einem zweiten Test, wobei initial zwei Phasen unsymmetrisch belastet wurden, konnte das E-Kfz ebenfalls die Unsymmetrie von  $VUF = 1\%$  auf 0,04 % senken.

Zusammenfassend ist zu sagen, dass für einen netzstabilisierenden Effekt eine Teilnahme von mehreren E-Kfz an der Erbringung von G2V oder V2G erforderlich ist. Während der simulativen Betrachtungen kam es zu keinerlei Behinderungen durch die gleichzeitige Erbringung von Dienstleistungen. Der entwickelte Ansatz zur Symmetrierung der Phasenspannungen konnte im Rahmen eines Hardwaretests verifiziert werden. Die Beeinflussung mehrerer Fahrzeuge durch die Erbringung von Dienstleistungen ist in weiteren Untersuchungen zu beurteilen. Grundsätzlich steigt das Potenzial für Spannungsprobleme mit der Anzahl und der Höhe der Last sowie mit der Leitungslänge an (vgl. Kapitel 5). Übertragen auf das betrachtete Transformatorgebiet und den Strang von Knoten 41 zu Knoten 48 bedeutet dies einen maximalen Spannungsabfall an Knoten 48 sowie einen minimalen Spannungsabfall am Knoten 41. Somit erfolgt die Aktivierung der E-Kfz von Knoten 48 zu Knoten 41 in geordneter Reihenfolge, geregelt durch den Spannungsabfall. Bei geringen Spannungsproblemen erfolgt das Erbringen der spannungsstützenden Maßnahmen lediglich über das E-Kfz an Knoten 48. Bei steigenden Spannungsproblemen unterstützen weitere E-Kfz ab Knoten 47 bis Knoten 41.

Die Ermittlung der Sensitivität stellt einen elementaren Bestandteil für die Umsetzbarkeit der Algorithmen dar. Hier müssen weitere Feldtests durchgeführt werden. In weiteren Betrachtungen bietet die Anpassung des Ladezeitpunktes bzw. der Zwangsladephase Optimierungspotenzial. Das Gesamtkonzept zwischen Ladeinfrastruktur und E-Kfz ist für die Umsetzung abzustimmen und eine Kommunikation mit dem Protokoll IEC 11815 umzusetzen.

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] M. Lauer, „partner.mvv.de“ MVV Enamic GmbH, 09.12.2021. [Online]. Verfügbar: <https://partner.mvv.de/blog/der-koalitionsvertrag-2021-und-die-energiewende-das-aendert-sich>. [Zugriff am 21.07.2022].
- [2] EIGENSONNE GmbH, „eigensonne.de“ [Online]. Verfügbar: <https://www.eigensonne.de/entwicklung-der-strompreise-in-deutschland-2021/>. [Zugriff am 21.07.2022].
- [3] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., „bdew.de“, 09.02.2023. [Online]. Verfügbar: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>. [Zugriff am 19.03.2023].
- [4] J.Figgenger, D. Haberschusz, B. Tepe, U. Sauer, „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0“, Aachen: RWTH, 2018.
- [5] BauSites GmbH, „Baulinks.de“ 19.01.2023. [Online]. Verfügbar: <https://www.baulinks.de/webplugin/2023/0062.php4>. [Zugriff am 19.03.2023].
- [6] Bundesverband Wärmepumpen, „solarserver.de“ Solarthemen Media GmbH, 19.01.2021. [Online]. Verfügbar: <https://www.solarserver.de/2021/01/19/waermepumpen-absatz-2020-40-prozent-wachstum/>. [Zugriff am 12.04.2021].
- [7] N. Kämpel, „wegatech.de“ wegatech greenergy GmbH, 06.06.2022. [Online]. Verfügbar: <https://www.wegatech.de/ratgeber/waermepumpe/luft-wasser-waermepumpe/>. [Zugriff am 21.07.2022].
- [8] M. Ragwitz, H.-M. Henning, A. Billerbeck, R. Bracke, H. Bradke, T. Fleiter, N. Gerhardt, A. Held, S. Herkel, C. Kost, M. Krail, B. Pfluger, P. Plötz, M. Rehfeldt, K. Rohrig, R. Walz, M. Welisch, J. Winkler, „7 Empfehlungen zum Gelingen der Energiewende“ Fraunhofer-Gesellschaft e.V., München, 2021.
- [9] M. Kords, “Statista” Kraftfahrtsbundesamt, 01.03.2023. [Online]. Verfügbar: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/265995/umfrage/anzahl-der-elektroautos-in-deutschland/>. [Zugriff 19.03.2023].
- [10] Kraftfahrtsbundesamt, “Statista” 01.03.2023. [Online]. Verfügbar: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1241084/umfrage/anzahl-der-hybridautos-in-deutschland/>. [Zugriff 19.03.2023].
- [11] Horváth & Partners, „Statista“, 2020. [Online]. Verfügbar: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/443614/umfrage/prognose-zur-reichweite-von-elektroautos/>. [Zugriff am 25.07.2022].

- [12] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „Netzintegration Elektromobilität - Leitfaden für eine flächendeckende Verbreitung von E-Fahrzeugen“ VDE Verband der Elektrotechnik, Berlin, 2019.
- [13] DIN, „DIN EN 50160 - Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks“ DIN, 2020.
- [14] W. Tomić, J. Kempton, „Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue“ *Power Sources*, Bd. 144, p. 268, 2005.
- [15] W. Zhanga, O. Gandhib, H. Quand and C. D. Rodríguez-Gallegos, “A multi-agent based integrated volt-var optimization engine for fast vehicle-to-grid reactive power dispatch and electric vehicle coordination” *ELSEVIER - Applied Energy*, vol. 229, pp. 96-110, 2018.
- [16] J. Lee, E. Lee, J. Kim, “Electric Vehicle Charging and Discharging Algorithm Based on Reinforcement Learning with Data-Driven Approach in Dynamic Pricing Scheme” *MDPI - Energies*, vol. 13, no. 8, p. 1950, 2020.
- [17] W. Kong, H. Ye, N. Wei, D. Xing and W. Chen, „Dynamic pricing based EV load management in distribution network“ *Elsevier - Energy Reports*, Bd. Volume 8, Nr. Supplement 5, pp. 798-805, 2022.
- [18] M.A. López, S. de la Torre, S. Martín, J.A. Aguado, „Demand-side management in smart grid operation considering electric vehicles load shifting and vehicle-to-grid support“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Bd. 64, pp. 689-698, 2015.
- [19] V.K. Jadoun, N. Sharma, P. Jha, H. Malik, G. Márquez, „Optimal Scheduling of Dynamic Pricing Based V2G and G2V Operation in Microgrid Using Improved Elephant Herding Optimization“ *MDPI*, Bd. 13, Nr. 14, p. 7551, 2021.
- [20] J. Hu, H. Morais, T. Sousa, S. You and R. D’hulst, “Integration of Electric Vehicles into the Power Distribution Network with a Modified Capacity Allocation Mechanism” *Energies*, vol. 10, no. 2, p. 200, 2017.
- [21] H. F. Farahani, „Improving voltage unbalance of low-voltage distribution networks using plug-in electric vehicles“ *Journal of Cleaner Production*, Bd. 148, pp. 336-346, 2017.
- [22] A. Ul-Haq, C. Cecati, K. Strunz, E. Abbasi, „Impact of Electric Vehicle Charging on Voltage Unbalance in an Urban Distribution Network“ *Springer Science+Business Media Singapore*, 2015.
- [23] J. García-Villalobos, I. Zamora, K. Knezovic und M. Marinelli, „Multi-objective optimization control of plug-in electric vehicles in low“ *Elsevier Ltd.*, 2016.

- [24] E. Akhavan-Rezai, M. F. Shaaban, E. F. El-Saadany and F. Karray, „Managing Demand for Plug-in Electric Vehicles in Unbalanced LV Systems With Photovoltaics” IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 13, no. 3, pp. 1057-1067, 2017.
- [25] S. Martinenas, K. Knezovic, M. Marinelli, „Management of Power Quality Issues in Low Voltage Networks Using Electric Vehicles: Experimental Validation“ IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, Bd. 32, Nr. 2, p. 971, 2017.
- [26] H. F. Farahani, „Improving voltage unbalance of low-voltage distribution networks“ Elsevier - Journal of Cleaner Production, Bd. 148, Nr. 1, pp. 336-346, 2017.
- [27] S. Panich, J. G. Singh, „Impact of plug-in electric vehicles on voltage unbalance in distribution systems“ International Journal of Engineering, Science and Technology Vol. 7, No. 3, 2015, pp. 76-93, 2015.
- [28] G. Orglmeister, „Ein Symmetrierkompensator für Hochspannungsleitungen“ ETH Zürich, Zürich, 2002.
- [29] M. Wolter, Skript zur Vorlesung „Elektrische Netze 1“ Stationäre und quasistationäre Netzberechnung: Otto-von-Guericke Universität Magdeburg, 2018.
- [30] M. Holbein, „Dreiphasen-Wechselrichter mit schlankem Spannungszwischenkreis zum Einsatz in unsymmetrisch belasteten Niederspannungsnetzen“ Technischen Universität Darmstadt, Darmstadt, 2020.
- [31] Gianfranco Chicco, „100 Years of Symmetrical Components“ MDPI, Energies 2019, 12, 450; doi:10.3390/en12030450, 2019.
- [32] B. R. Oswald, Berechnung von Drehstromnetzen, Hannover: Springer Vieweg, 2017.
- [33] K. F. Schäfer, Netzberechnung - Verfahren zur Berechnung elektrischer Versorgungsnetze, Wuppertal: Springer Vieweg, 2020.
- [34] M. T. Bina, A. Kashafi, „Three-phase unbalance of distribution systems: Complementary analysis and experimental case study“ Electrical Power and Energy Systems, Bd. 33, Nr. 1, pp. 817-826, 2011.
- [35] K. Knezovic, M. Marinelli, „Phase-wise enhanced voltage support from electric vehicles in a Danish low-voltage distribution grid“ Electric Power Systems Research, Nr. 140, pp. 274-283, 2016.
- [36] N. Kongtrakul, W. Wangdee, S. Chantaraskul, „Comprehensive review and a novel technique on voltage unbalance compensation“ IET Smart Grid, pp. 331-358, 2023.

- [37] O. Brückl, „ront.info.de“ Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, [Online]. Verfügbar: <https://ront.info/systemwirkung-ront/probleme-und-losungen/spannungsbandproblem/>. [Zugriff am 21.02.2022].
- [38] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105)“, Frankfurt am Main, 2018.
- [39] E.ON Energie Deutschland GmbH, „eon.de“, [Online]. Verfügbar: <https://www.eon.de/de/pk/strom/stromverbrauch/strom-verbrauch-berechnen.html#stromverbrauch-faktoren>. [Zugriff am 01.08.2022].
- [40] Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Fachbereich 1 – Energie und Information, „solar.htw-berlin.de“, 2011. [Online]. Verfügbar: <https://solar.htw-berlin.de/elektrische-lastprofile-fuer-wohngebaeude/>. [Zugriff am 28.02.2022].
- [41] Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH, Leitfaden Photovoltaik - Strom erzeugen und optimal nutzen, Dresden, 2021.
- [42] iKratos Solar- und Energietechnik GmbH, „ikratos.de“, 01.08.2020. [Online]. Verfügbar: <https://www.ikratos.de/saldierender-zaehler-solaranlage/>. [Zugriff am 15.08.2022].
- [43] J. Kowal, U. Sauer, „Batterietechnik Grundlagen und Übersicht“, MTZ Motortech, 2012.
- [44] M. Wietschel, S. Ullrich, P. Markewitz, F. Schulte und F. Genoese, „Energietechnologien der Zukunft - Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze“ Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015.
- [45] DKE, VDE FFN, VDA, ZVEH, ZVEI, „Technischer Leitfaden Ladeinfrastruktur Elektromobilität“, Frankfurt am Main, 2021.
- [46] The Mobility House AG, „mobilityhouse.com“, [Online]. Verfügbar: [https://www.mobilityhouse.com/de\\_de/loesungen/ladeloesung-fuer-ihr-haus](https://www.mobilityhouse.com/de_de/loesungen/ladeloesung-fuer-ihr-haus). [Zugriff am 08.10.2022].
- [47] C. Wenge, S. Balischewski, S.Helm, I. Hauer, H. Dembele, „Entwicklung und Erprobung von heutigen und zukünftigen Vehicle-for-Grid-Konzepten und Dienstleistungen in ländlichen Energieversorgungsstrukturen“ Magdeburg, 2022.
- [48] P. Komarnicki, J. Haubrock, Z. A. Styczynski, Elektromobilität und Sektorenkopplung - Infrastruktur- und Systemkomponenten, Berlin: Springer Vieweg, 2020.
- [49] M. Richter, PMU-basierte Zustandsabschätzung in Smart Distribution, Magdeburg: Res Electricae MagdeburgensesMAGdeburger FORum zur Elektrotechnik, Band 15|67, 2016, 2016.

- [50] W. Rudschies, „adac.de“ ADAC, 03.09.2021. [Online]. Verfügbar: <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/elektroauto-laden-wallbox-faq/#einfaches-oder-smart-es-laden>. [Zugriff am 20.09.2022].
- [51] P. Weber, „Analyse des Verbraucherverhaltens im Niederspannungsnetz und die damit verbundenen Herausforderungen für das Stromnetz“ TU Graz, Graz, 2021.
- [52] I. S. M. Sterner, Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration, Berlin: Springer Vieweg, 2017.
- [53] C. Wenge, Optimaler Betrieb von mobilen Speichern im Smart Grid. - Mobilitätsleitwarte-, Magdeburg: Res Electricae Magdeburgenses, 2013.
- [54] G.-A. Ahrens, „Mobilität in Städten – SrV 2013“ TU Dresden: Lehrstuhl Verkehrs- und Infrastrukturplanung, Dresden, 2015.
- [55] Statistisches Bundesamt, „Entwicklung der Privathaushalte bis 2040“ in Statistisches Jahrbuch, Mikrozensus , 2019.
- [56] SEC SolarEnergyConsult Energiesysteme GmbH, „photovoltaik4all.de“, [Online]. Verfügbar: <https://www.photovoltaik4all.de/wechselrichter>. [Zugriff am 12.10.2022].
- [57] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland“, 04.01.2021. [Online]. Verfügbar: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/news/2020/nettostrom-erzeugung-in-deutschland-2021-erneuerbare-energien-erstmal-ueber-50-prozent.html>. [Zugriff am 12.10.2022].
- [58] Marktstammdatenregister, „marktstammdatenregister.de“ Bundesnetzagentur, 2021. [Online]. Verfügbar: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>. [Zugriff am 10.05.2021].
- [59] S. Enkhardt, „PV Magazine“ 18.01.2021. [Online]. Verfügbar: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>. [Zugriff am 22.03.2021].
- [60] Bundesverband Solarwirtschaft e.V., „Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)“, Berlin, 2021.
- [61] Statistisches Bundesamt, „Bautätigkeit und Wohnungen - Bestand an Wohnungen 2020“, Wiesbaden, 2020.
- [62] HTW Berlin, „volker-quaschnig.de“ pv magazin, 01.2013. [Online]. Verfügbar: <https://www.volker-quaschnig.de/artikel/2013-06-Dimensionierung-PV-Speicher/index.php>. [Zugriff am 05.07.2021].
- [63] I. Hauer, M. Tayyab, S. Helm, M. Heuer, J. Brinken, M. Müller, N. Schmidtke, N. Hildebrand, S. Wagener, M. Holzberger, „Abschlussbericht zum Verbundprojekt

- InKola,“ Res Electricae Magdeburgenses. Magdeburger Forum zur Elektrotechnik, doi 10.24352, Magdeburg, 2022.
- [64] Statista GmbH, „de.statista.com“, 23.02.2022. [Online]. Verfügbar: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/182654/umfrage/nutzungs-haeufigkeit-eines-autos/>. [Zugriff am 22.10.2022].
- [65] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, infas - Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., IVT Research GmbH, infas 360 GmbH, „Mobilität in Städten - MiD - Ergebnisbericht“, Bonn, 2019.
- [66] Statistisches Bundesamt, „www.destatis.de“, 15.09.2022. [Online]. Verfügbar: [https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/09/PD22\\_N058\\_51.html](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2022/09/PD22_N058_51.html). [Zugriff am 19.10.2022].
- [67] M. Kords, „Statista.com,“ Statista GmbH, 11.2020. [Online]. Verfügbar: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1202904/umfrage/anteil-der-elektroautos-am-pkw-bestand-in-deutschland/>. [Zugriff am 25.10.2021].
- [68] LeasingMarkt.de GmbH, „leasingmarkt.de“, 22.01.2021. [Online]. Verfügbar: <https://www.leasingmarkt.de/magazin/elektro/plug-in-hybride-2020>. [Zugriff am 03.03.2022].
- [69] A. Eberle GmbH & Co. KG, „a-eberle.de“, [Online]. Verfügbar: <https://www.a-eberle.de/produkte/werkzeug-fuer-den-pq-experten-pq-box-200/>. [Zugriff am 21.08.2022].
- [70] Cinergia Power Solutions S.L., „cinergia.coop“, [Online]. Verfügbar: <https://www.cinergia.coop/de/product/ruckspeisefahige-allround-ac-dc-stromrichter-ge-el-vacdc/>. [Zugriff am 21.08.2022].
- [71] Spitzenberger & Spies GmbH & Co. KG, „spitzenberger.de“, [Online]. Verfügbar: <https://www.spitzenberger.de/AC-DC-4-Quadrantenverstaerker.aspx>. [Zugriff am 21.08.2022].
- [72] Janitza electronics GmbH, „janitza.com“, [Online]. Verfügbar: <https://www.janitza.com/umg-96rm-m.html>. [Zugriff am 21.08.2022].
- [73] A. Eberle GmbH & Co. KG, „Bedienungsanleitung - Netzanalysator/ Transientenrekorder PQ-Box 200,“ A. Eberle GmbH & Co. KG, Nürnberg, 2015.
- [74] Janitza electronics GmbH, „janitza.de“ 10.2021. [Online]. Verfügbar: <https://www.janitza.de/produkte/umg-96rm-m-downloads.html>. [Zugriff am 22.08.2022].
- [75] S. Dreier, „Entwicklung einer Methode zur Erbringung von PRL aus E-Kfz“ Magdeburg, 2021.

## A Titel Anhang A

Das anonymisierte Netzmodell umfasst 91 Netzanschlusspunkte, welche sich aus Einfamilien- und Mehrfamilienhäusern mit je 6 Parteien zusammensetzt. Die Anzahl der Personen je Haushalt und der Verbrauch im Jahr sind nicht gegeben. Daher wird mit Hilfe von Statistiken die Anzahl der Personen nachgebildet und durch Tabelle 1 der Verbrauch der Haushalte im Jahr abgeleitet.

Für die zufällige Zuordnung der Personen auf die Haushalte wird eingangs die Anzahl der Haushalte bestimmt. Diese ergibt sich aus den 75 Einfamilienhäusern sowie den 16 Mehrfamilienhäusern mit jeweils 6 Parteien. Aus Tabelle 3 geht die Verteilung der Personenanzahl je Wohneinheit hervor. Somit kann mit der Anzahl von 171 Wohneinheiten und der Verteilung der Person je Haushalt eine zufällige Verteilung erfolgen. Dabei werden Einfamilien- und Mehrfamilienhäuser getrennt voneinander betrachtet. Es wird festgelegt, dass sich Mehrfamilienhäuser aus drei Einpersonen-, zwei Zweipersonen- sowie einem Dreipersonenhaushalt zusammensetzen. Die verbleibende Anzahl an Personen in einem Haushalt wird auf die Einfamilienhäuser aufgeteilt und in Tabelle 20 dargestellt.

Tabelle 20 Gebäudetyp und Personenanzahl im Transformatorgebiet

Knoten	Gebäudetyp	Personen im Haushalt	Knoten	Gebäudetyp	Personen im Haushalt
1	'Einfamilienhaus'	2	47	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3
2	'Einfamilienhaus'	2	48	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3
3	'Einfamilienhaus'	2	49	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3
4	'Einfamilienhaus'	2	50	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3
5	'Einfamilienhaus'	2	51	'Einfamilienhaus'	1
6	'Einfamilienhaus'	1	52	'Einfamilienhaus'	4
7	'Einfamilienhaus'	4	53	'Einfamilienhaus'	4
8	'Einfamilienhaus'	1	54	'Einfamilienhaus'	1
9	'Einfamilienhaus'	4	55	'Einfamilienhaus'	3
10	'Einfamilienhaus'	1	56	'Einfamilienhaus'	4
11	'Einfamilienhaus'	4	57	'Einfamilienhaus'	2
12	'Einfamilienhaus'	1	58	'Einfamilienhaus'	1
13	'Einfamilienhaus'	4	59	'Einfamilienhaus'	2
14	'Einfamilienhaus'	2	60	'Einfamilienhaus'	3
15	'Einfamilienhaus'	2	61	'Einfamilienhaus'	2

<b>Knoten</b>	<b>Gebäudetyp</b>	<b>Personen im Haushalt</b>	<b>Knoten</b>	<b>Gebäudetyp</b>	<b>Personen im Haushalt</b>
16	'Einfamilienhaus'	4	62	'Einfamilienhaus'	4
17	'Einfamilienhaus'	5	63	'Einfamilienhaus'	2
18	'Einfamilienhaus'	5	64	'Einfamilienhaus'	3
19	'Einfamilienhaus'	4	65	'Einfamilienhaus'	2
20	'Einfamilienhaus'	5	66	'Einfamilienhaus'	4
21	'Einfamilienhaus'	3	67	'Einfamilienhaus'	3
22	'Einfamilienhaus'	2	68	'Einfamilienhaus'	2
23	'Einfamilienhaus'	1	69	'Einfamilienhaus'	2
24	'Einfamilienhaus'	2	70	'Einfamilienhaus'	1
25	'Einfamilienhaus'	4	71	'Einfamilienhaus'	2
26	'Einfamilienhaus'	2	72	'Einfamilienhaus'	1
27	'Einfamilienhaus'	2	73	'Einfamilienhaus'	5
28	'Einfamilienhaus'	1	74	'Einfamilienhaus'	1
29	'Einfamilienhaus'	2	75	'Einfamilienhaus'	2
30	'Einfamilienhaus'	2	76	'Einfamilienhaus'	5
31	'Einfamilienhaus'	1	77	'Einfamilienhaus'	2
32	'Einfamilienhaus'	2	78	'Einfamilienhaus'	4
33	'Einfamilienhaus'	4	79	'Einfamilienhaus'	1
34	'Einfamilienhaus'	4	80	'Einfamilienhaus'	1
35	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3	81	'Einfamilienhaus'	1
36	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3	82	'Einfamilienhaus'	5
37	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3	83	'Einfamilienhaus'	2
38	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3	84	'Einfamilienhaus'	2
39	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3	85	'Einfamilienhaus'	1
40	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3	86	'Einfamilienhaus'	1
41	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3	87	'Einfamilienhaus'	4
42	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3	88	'Einfamilienhaus'	1
43	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3	89	'Einfamilienhaus'	4
44	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3	90	'Einfamilienhaus'	1
45	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3	91	'Einfamilienhaus'	1
46	'Mehrfamilienhaus'	3x 1, 2x 2, 1x 3			

Resultierend aus der Anzahl an Netzanschlusspunkten, des Gebäudetyps (Einfamilien-/Mehrfamilienhaus) sowie der Personenanzahl je Haushalt wird die Personenanzahl  $n_{\text{Psn}}$  von 346 für das Transformatorgebiet bestimmt. Die Personenanzahl wird verwendet, um die Durchdringung an E-Kfz zu bestimmen und über die Szenarien nachzubilden. In [68] werden die fünf PHEV mit den höchsten Absatzzahlen im Jahr 2021 aufgeführt.

Tabelle 21 Absatzzahlen PHEV

<b>Fahrzeug</b>	<b>Kapazität in kWh</b>
Audi A3	13
VW Passat	13
Ford Kuga	14,4
Seat Leon	13
VW Golf	16,6

Für die Erstellung eines Referenzmodells PHEV wird die durchschnittliche Kapazität der Fahrzeuge von 14 kWh verwendet. Aufgrund der geringen Kapazität werden PHEV oftmals einphasig geladen, da eine Ladedauer mit ca. 4 Stunden bei einem SoC von 0 % vertretbar ist [63]. Somit besteht das Referenzmodell PHEV aus einem Fahrzeug mit einer Kapazität von 14 kWh und einer einphasigen Ladeleistung von 3,6 kW. Im Anschluss wird das Referenzmodell der E-Kfz betrachtet. Tabelle 22 zeigt die fünf E-Kfz mit den höchsten Absatzzahlen [63].

Tabelle 22 Absatzzahlen E-Kfz [63]

<b>Fahrzeug</b>	<b>Kapazität in kWh</b>
Renault ZOE	41
Tesla Model 3	79
Volkswagen e-Golf	24,2
BMW i3	37,9
Smart fortwo	17,6

Dabei ergibt sich im Durchschnitt eine Kapazität von 40 kWh. Die Erstellung des E-Kfz Referenzmodells untergliedert sich nach zwei Varianten, welche durch die Ladeleistungen unterschieden werden. Das Kraftfahrtbundesamt führt keine Auflistung nach dem Netzanschluss der Fahrzeuge im Bestand bzw. einphasiger oder dreiphasiger Ausführung. Daher wird jeweils der Hälfte der Fahrzeuge eine einphasige Ladeleistung von 3,6 kW und eine dreiphasige Ladeleistung von 11 kW zugeteilt.

Die Erstellung der Fahrzeugprofile wird mit Hilfe der Wahrscheinlichkeit einer Abfahrt oder Ankunft nach Abbildung 4.4 sowie der Wahrscheinlichkeit, dass das Fahrzeug den Wohnort verlässt, durchgeführt. Nach [75] werden 35 % der Fahrzeuge am Tag nicht bewegt. Damit wird von den 43 lediglich 28 E-Kfz ein Fahrprofil zugewiesen. Weiterhin geht hervor, dass 26 % aller Fahrzeuge einen zweiten Weg, unabhängig vom ersten Weg, zurücklegen [75]. Dies betrifft aufgerundet 8 Fahrzeuge. Im Anschluss kann in Abhängigkeit zu Abbildung 4.4 die Ankunfts- und Abfahrtszeit prozentual bestimmt werden. Unter Verwendung der prozentualen Verteilung der Distanzen von Fahrten mit einem Fahrzeug können die Fahrprofile erstellt und zufällig verteilt werden Tabelle 23.

Tabelle 23 Ankunft, Abfahrt und zurückgelegte Distanz der Fahrzeuge

<b>Fahrzeug-Nr.</b>	<b>Uhrzeit Abfahrt 1</b>	<b>Uhrzeit Ankunft 1</b>	<b>Distanz 1 in km</b>	<b>Uhrzeit Abfahrt 2</b>	<b>Uhrzeit Ankunft 2</b>	<b>Distanz 2 in km</b>
1	8	20	20			
2	7	13	20	17	18	10
3	6	17	10	23	24	50
4						
5	7	16	20	18	20	20
6	12	22	100	8	10	5
7	8	19	5			
8	7	17	5			
9	8	17	20			
10	8	18	5			
11	9	16	5			
12	7	19	20			
13	9	20	5			
14						
15	8	17	50			
16	5	13	50			
17						
18	7	18	5			
19	9	20	20			

Fahrzeug-Nr.	Uhrzeit Abfahrt 1	Uhrzeit An-kunft 1	Distanz 1 in km	Uhrzeit Abfahrt 2	Uhrzeit An-kunft 2	Distanz 2 in km
20	12	22	5			
21	7	19	5	22	23	20
22	12	20	20			
23						
24						
25						
26	7	13	10	15	16	5
27	11	16	5			
28	8	17	100			
29						
30						
31	9	15	5	17	18	50
32						
33						
34						
35	16	17	50			
36	16	19	10			
37						
38	11	19	10			
39						
40	10	15	5	18	20	10
41						
42						
43	9	10	50			

Abschließend zeigt Tabelle 24 die Positionierung der Lasten und Erzeuger im Netzmodell. Dabei entspricht: schwarz – Szenario 2020, blau – Szenario 2025 sowie braun – Szenario 2030.

Tabelle 24 Positionierung der Verbraucher und Erzeuger in den Szenarien

Knoten	PV		BS		E-Kfz		WP
	$P_N$ in kW	Phase	$C_N$ in kWh	Typ	Phase	Nr.	$P_N$ in kW
1							
2				RM1	1	23	
3							
4				PHEV	1	3	
5							
6	2,8	1		PHEV	1	24	
7							12

Knoten	PV		BS	E-Kfz		WP
8				PHEV	2	25
9				PHEV	2	4
10				PHEV	3	26
11						
12						
13						9
14						
15				PHEV	1	27
16	2,8	3	2,8			
17				RM1	1	28
18						
19	5	~3	5	RM2	~3	29
20				RM1	2	43
21				PHEV	3	30
22				RM2	~3	5
23						
24						
25						
26				PHEV	3	6
27	5	~3				12
28	4,4	2		PHEV	3	31
29				RM2	~3	7
30				PHEV	1	8
31						
32						
33						
34	5,2	~3	5,2			
35	4,6	1	4,6	PHEV	1	32
36						
37				RM2	~3	33
38				PHEV	1	9
39				RM1	2	10
40	4,4	1	4,4	RM2	~3	11
41						
42				PHEV	3	12
43				PHEV	1	13
44	5,9	~3	5,9			
45						
46				PHEV	2	42
47						
48	5,9	~3		RM2	~3	2
49				PHEV	1	14
50	5,9	~3	5,9	RM2	~3	34
51						
52						
53						

<b>Knoten</b>	<b>PV</b>	<b>BS</b>	<b>E-Kfz</b>		<b>WP</b>
54			RM1	2	15
55			RM2	~3	16
56					9
57					
58	2,8	3	2,8		
59					
60			PHEV	3	17
61					
62	5,2	~3	PHEV	1	35
63					
64			PHEV	1	18
65					12
66	2,8	1	2,8		
67			RM2	~3	36
68					
69					
70					
71					
72	5				
73					9
74					
75			RM1	1	19
76			RM1	2	37
77			PHEV	2	20
78					
79			RM1	3	38
80					9
81			RM1	3	21
82	5,2				
83			RM2	~3	22
84					
85			PHEV	1	39
86	4,4	2	RM1	1	1
87			PHEV	1	40
88			RM2	~3	41
89					12
90					
91					