



**TECHNISCHE
UNIVERSITÄT
DRESDEN**



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit

Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik

Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik

Professur für Elektroenergieversorgung

Prof. Dr.-Ing. P. Schegner



Förderkennzeichen: 16EM1052

Berichtsnummer: 1280/2017/EVPQ1101

Forschungsprojekt: Auswirkungen einer zunehmenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen auf die Elektroenergiequalität in öffentlichen Niederspannungsnetzen
(ElmoNetQ)
Abschlussbericht

Zuwendungsgeber: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz,
Bau und Reaktorsicherheit
11055 Berlin

Projektträger: VDE/VDI - IT
Steinplatz 1
10623 Berlin

Laufzeit des Vorhabens: 01.09.2012 bis 31.12.2016

Berichtszeitraum: 01.09.2012 bis 31.12.2016

Berichtsumfang: 144 Seiten

Inhaltsverzeichnis

1 Motivation	4
2 Grundlagen	5
2.1 Elektromagnetische Verträglichkeit.....	5
2.2 Unsymmetrie.....	5
2.3 Niederfrequente Verzerrung (Harmonische).....	7
2.4 Höherfrequente Verzerrung (Supraharmonische).....	9
3 Teststand	11
4 Modelle	13
4.1 Unsymmetrie.....	16
4.1.1 Übergeordnetes Netz.....	16
4.1.2 Niederspannungsnetz.....	16
4.1.3 Photovoltaik-Wechselrichter.....	17
4.1.4 Elektrofahrzeuge.....	19
4.1.5 Aggregierte Basislast.....	21
4.2 Harmonische Verzerrung.....	25
4.2.1 Übergeordnetes Netz.....	25
4.2.2 Niederspannungsnetz.....	26
4.2.3 Photovoltaik-Wechselrichter und Elektrofahrzeuge.....	26
4.2.4 Aggregierte Basislast.....	34
4.3 Höherfrequente Verzerrung.....	37
4.3.1 Allgemeiner Modellierungsansatz.....	37
4.3.2 Netzschleifenimpedanzen am Anschlusspunkt.....	41
4.3.3 Photovoltaik-Wechselrichter.....	43
4.3.4 Elektrofahrzeuge.....	49
4.3.5 Haushaltsgeräte.....	54
4.3.6 Modellverifikation.....	56
5 Szenarien	61
5.1 Definition der Szenarien.....	61
5.1.1 Charakterisierung der Netzstruktur.....	61
5.1.2 Charakterisierung der Erzeugerstruktur.....	62
5.1.3 Charakterisierung der Abnehmerstruktur.....	63
5.1.4 Entwicklung der Gesamtszenarien.....	64

5.2 Unsymmetrie und Harmonische Verzerrung.....	65
5.3 Höherfrequente Verzerrung.....	69
6 Simulationsergebnisse	70
6.1 Methodik für Unsymmetrie und Harmonische	70
6.2 Ergebnisse für Unsymmetrie.....	71
6.2.1 Verteilte Ladeinfrastruktur.....	72
6.2.2 Zentrale Ladeinfrastruktur	81
6.3 Ergebnisse für Harmonische	86
6.3.1 Verteilte Ladeinfrastruktur.....	86
6.3.2 Zentrale Ladung.....	99
6.4 Methodik und Ergebnisse für höherfrequente Verzerrung.....	100
6.4.1 Simulationen mit systematischer Parametervariation.....	100
6.4.2 Simulationen mit realistischen Rahmenbedingungen	108
7 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	111
7.1 Unsymmetrie	111
7.2 Harmonische Verzerrung.....	112
7.3 Höherfrequente Verzerrung.....	114
8 Verwertung	116
9 Ausblick	123
9.1 Unsymmetrie	123
9.2 Harmonische Verzerrung.....	123
9.3 Höherfrequente Verzerrung.....	124
10 Literaturverzeichnis	125
A Anhang	130

1 Motivation

Die verträgliche Integration von Elektromobilität und regenerative Energieerzeugung in das heutige Energieverteilungsnetz stellt eine große technische und regulatorische Herausforderung dar. Durch das Lade- und Einspeiseverhalten von Elektrofahrzeugen und Erzeugungsanlagen können diese Geräte das Netz und möglicherweise auch die daran angeschlossenen, anderen Geräte potentiell derart beeinflussen, dass deren Lebensdauer reduziert oder sie im Betrieb gestört werden. Dies kann zu negativen Erfahrungen der Netznutzer und schließlich zu einer Ablehnung der neuen Technologien und der Energiewende als Ganzes innerhalb der Bevölkerung führen.

Das Ziel des Vorhabens, dessen Ergebnisse in diesem Abschlussbericht vorgestellt werden, ist die qualitative und quantitative Analyse des Einflusses von Elektromobilität und regenerativer Energieerzeugung auf die Strom- und Spannungsqualität im öffentlichen Niederspannungsnetz (NS-Netz) sowie die Entwicklung von Vorschlägen zur besseren Integration solcher Geräte in das Netz. Die Maximierung der Aufnahmefähigkeit unter Berücksichtigung des gesamtgesellschaftlichen Kostenminimums für Hersteller, Netzbetreiber und Kunden steht dabei explizit im Fokus der Analysen.

In diesem Bericht werden die Unsymmetrie, niederfrequente und höherfrequente Verzerrung detailliert betrachtet, welche die wichtigsten Netzzrückwirkungen durch die betrachteten Technologien darstellen. Dazu werden sowohl Untersuchungen an einem Teststand an einzelnen und mehreren Elektrofahrzeugen (EV¹, engl. *electric vehicle*) und Photovoltaik-Wechselrichtern (PV) durchgeführt, als auch durch Simulationen von zukünftig wahrscheinlichen Netzszenarien mit unterschiedlich hoher Durchdringung die Auswirkungen dieser Technologien im Netz bestimmt. Ein EV schließt dabei explizit alle zur Ladung erforderlichen Teile wie Gleichrichter, Regelung und Batterie ein. Analog schließt PV explizit auch auf die Photovoltaik-Panels und deren Betriebsbedingungen ein. Die Ergebnisse werden sowohl qualitativ als auch quantitativ bewertet und mit dem heutigen Stand der Technik und Forschung, sowie mit aktuellen Normen und Regelwerken verglichen. Die gewonnenen Erkenntnisse in Form von quantitativen und belastbaren Aussagen sollen als Impulse und Ansätze u.a. in die zukünftige normative Regulierung eingehen.

Der Anspruch bei der Modellierung ist für alle betrachteten Netzzrückwirkungen, dass für die Parametrierung der Modelle keine Kenntnisse über den inneren Aufbau, die Schaltungstopologie, die eingesetzten leistungselektronischen Bauelemente oder das implementierte Regelungsverfahren erforderlich sind. Dies wird auch als Black-Box-Ansatz bezeichnet und ist zwingende Voraussetzung für realistische Simulationen, welche eine große Zahl von Geräten unterschiedlichen Typs enthalten. Die Modellparametrierung erfolgt stets durch Messung des elektrischen Verhaltens der Geräte bei Variation der elektrischen Umgebung unter kontrollierten Laborbedingungen. Die anschließende Validierung der Modelle wird anhand von Messungen unter Netzbedingungen durchgeführt und zeigt die Stärken und Schwächen des jeweils

¹ In Deutschland und international gebräuchliche Abkürzung

gewählten Ansatzes. Die Modelle in ihrer allgemeinen Form sind auf alle betrachteten Geräte anwendbar und die Simulationsergebnisse somit realistisch und praxisnah.

Der vorliegende Bericht beginnt mit einer kurzen Beschreibung der betrachteten Netzzrückwirkungen. Anschluss werden die entwickelten Modelle und Szenarien erläutert und die Ergebnisse der Simulationen vorgestellt. Der Bericht schließt mit abgeleiteten Handlungsempfehlungen und einem Ausblick auf zukünftigen Forschungsbedarf.

2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden kurz die wichtigsten Grundlagen zu den Netzzrückwirkungen Unsymmetrie, niederfrequente und höherfrequente Verzerrung erläutert. Dabei erfolgt eine Definition dieser Größen und es wird auf die Ursachen der Entstehung sowie auf die Auswirkungen auf andere Geräte eingegangen.

2.1 Elektromagnetische Verträglichkeit

Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) ist eine Grundvoraussetzung für den störungsfreien Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme. Sie bedeutet, dass jedes Gerät oder jede Kundenanlage seine elektrische Umgebung nicht unzulässig beeinflussen darf und gleichzeitig in dieser Umgebung zufriedenstellend funktionieren muss. Dies bedeutet einerseits eine Begrenzung der Störaussendung (Emission) von Geräten und Anlagen, andererseits aber auch, dass diese eine ausreichend hohe Störfestigkeit besitzen. Die Koordination von Störaussendung und Störfestigkeit basiert auf festgelegten Referenzpegeln, die auch als Verträglichkeitspegel bezeichnet werden. Ziel ist es, die Störaussendung einzelner Geräte und Anlagen derart zu begrenzen, so dass ihre Summe, welche dem aktuellen Störpegel entspricht, den Verträglichkeitspegel nicht überschreitet. Die Störfestigkeit der Geräte und Anlagen wird so gewählt, dass sie größer als der Verträglichkeitspegel sind. Üblicherweise werden Störpegel und Verträglichkeitspegel dabei als Spannungen, Störaussendung als Ströme angegeben. Störaussendung und die daraus resultierenden Störpegel im Netz sind durch die je nach betrachteter Netzzrückwirkung wirksame Impedanz miteinander verknüpft. Störfestigkeit ist kein Gegenstand dieses Forschungsprojektes.

2.2 Unsymmetrie

Als Spannungsunsymmetrie wird das Verhältnis der Gegen- zur Mitsystemspannung k_{u2} (Gegensystemspannungsunsymmetrie) bzw. das Verhältnis der Null- zur Mitsystemspannung k_{u0} (Nullsystemspannungsunsymmetrie) bezeichnet. Während k_{u2} zu Gegen- und Rüttelmomenten in rotierenden elektrischen Maschinen und somit zu einer schnelleren Alterung der Maschinen [1] sowie zur Aussendung nichtcharakteristischer Stromharmonischer von dreiphasig angeschlossenen Gleich- und Wechselrichtern führt [2], ist k_{u0} ein Maß für die Neutralleiterbelastung. Aufgrund der höheren Bedeutung von k_{u2} gegenüber k_{u0} werden in den Normen und Richtlinien nur für k_{u2} Grenzwerte definiert (2 % siehe IEC 61000-2-2 [3]). In diesem Bericht wird deshalb nur die Gegensystemunsymmetrie k_{u2} der (netzfrequenten) Grundschwingung betrachtet und im Folgenden als Spannungsunsymmetrie bezeichnet.

Der Wert der Spannungsunsymmetrie k_{u2} wird als Verhältnis der Beträge der Gegen- und Mitsystemspannung berechnet (2-1).

$$k_{u2} = \frac{|U_2|}{|U_1|} \quad (2-1)$$

Diese lassen sich aus den Leiter-Neutralleiterspannungen allgemein mittels der Gleichung (2-2) bestimmen.

$$\begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} U_{L1N} \\ U_{L2N} \\ U_{L3N} \end{bmatrix} \quad \text{mit} \quad \underline{a} = -\frac{1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (2-2)$$

Zur Bestimmung der Spannungsunsymmetrie werden die Verläufe Leiter-Neutralleiter-Spannungen gemessen und eine FFT (Fast Fourier Transformation) über 10-Perioden-Werte durchgeführt. Anschließend erfolgt die Berechnung anhand des Betrags und des Phasenwinkels der Grundswingungsanteile.

Eine unsymmetrische Spannung entsteht in Niederspannungsnetzen insbesondere durch einphasig betriebene Geräte. In Folge des unsymmetrischen Stroms kommt es zu einem unsymmetrischen Spannungsfall an der wirksamen Impedanz am Anschlusspunkt, wodurch sich verschieden große Beträge der einzelnen Leiter-Neutralleiter-Spannungen sowie Abweichungen von der im Idealfall geltenden Winkeldifferenz von 120° zwischen den Phasen ausbilden.

Die Stärke des Einflusses einer unsymmetrischen Anlage auf die Spannungsunsymmetrie kann mittels des Zusammenhangs

$$k_{u2} \approx \frac{S_{un2}}{S_{kV}} \quad (2-3)$$

abgeschätzt werden. Dabei beschreibt S_{kV} die Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt und S_{un2} den unsymmetrischen Leistungsanteil mit

$$S_{un2} = |S_a + \underline{a}^2 \cdot S_b + \underline{a} \cdot S_c|. \quad (2-4)$$

Die Größen S_a , S_b und S_c entsprechen dabei den Scheinleistungen in den jeweiligen Phasen. Für einphasige Geräte ist S_{un2} stets die Gesamtleistung des Geräts.

2.3 Niederfrequente Verzerrung (Harmonische)

Niederfrequente Störaussendung bezieht sich auf den Frequenzbereich kleiner 2,5 kHz und wird in Harmonische, Zwischenharmonische und Subharmonische eingeteilt (Bild 2-1). Im Forschungsprojekt werden ausschließlich Harmonische betrachtet, da für diese die höchste Störaussendung festgestellt wurde.

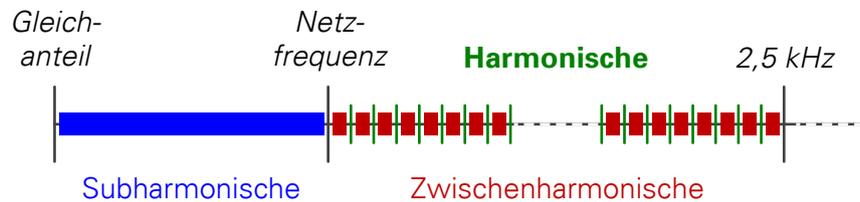


Bild 2-1: Einordnung der Harmonischen innerhalb der niederfrequenten Störaussendung

Harmonische sind allgemein betrachtet sinusförmige Schwingungen, deren Frequenz ganzzahlige Vielfache der Frequenz der Grundschwingung sind. Die 1. Harmonische entspricht der Grundschwingung. Alle weiteren Harmonischen (ab der 2. Ordnung) werden auch als Oberschwingungen bezeichnet. Entsprechend der Norm IEC 61000-2-2 [3] gelten in NS-Netzen für alle Spannungsharmonischen bis zur 50. Ordnung (2,5 kHz) Verträglichkeitspegel, welche im Hinblick auf die Vermeidung einer unzulässig starken Beeinflussung elektrischer Geräte einzuhalten sind.

Harmonische entstehen durch Betriebsmittel oder Geräte mit einer nichtlinearen Strom-Spannungs-Kennlinie. Ist diese Kennlinie symmetrisch, so besteht eine Halbschwingungssymmetrie und der Stromverlauf ist für die obere und untere Halbschwingung identisch. Somit treten im Frequenzspektrum nur ungeradzahlige Harmonische auf. In der Praxis dominieren Betriebsmittel, die ein solches symmetrisches Verhalten aufweisen, sodass die Pegel geradzahliger Harmonischer vernachlässigt werden können.

Wichtige Oberschwingungserzeuger sind sämtliche Arten elektronischer Geräte, da diese aus Halbleiterbauelementen mit nichtlinearer Kennlinie, wie beispielsweise Dioden, bestehen. Hinzu kommen geschaltete Bauelemente, die mittels eines Steuersignals aktiv ein- bzw. abgeschaltet werden können. Diese Bauelemente sind ein wesentlicher Bestandteil von allen Arten von Stromrichtern. Unter diesem Begriff werden alle Gleich- und Wechselrichter zusammengefasst, sie unterscheiden sich hinsichtlich der normalen Energieflussrichtung. Ein typisches Beispiel für Wechselrichter sind Photovoltaik-Wechselrichter, welche den Gleichstrom mehrerer Solarzellen in einen für das Niederspannungsnetz geeigneten Wechselstrom umrichten. In Gleichrichtern hingegen wird ein Wechselstrom in einen Gleichstrom umgeformt. Hier kommt häufig eine Diodenbrücke zum Einsatz. Zur Glättung des dadurch sehr stark verzerrten Netzstromes wird eine Schaltung zur Leistungsfaktorkorrektur (engl. *Power Factor Correction*, PFC) verwendet. Am wirksamsten ist hierbei die aktive Leistungsfaktorkorrektur (aPFC), welche aus einem aktiv gesteuerten Bauelement besteht. Eine solche Kombination aus Diodenbrücke und aktiver Leistungsfaktorkorrektur ist häufig in Ladegleichrichtern von Elektrofahrzeugen eingebaut.

Harmonische lassen sich, wie auch die Grundschwingung, durch einen komplexen Zeiger mit Betrag und Phasenwinkel beschreiben. Wenn an einem Anschlusspunkt im Netz mehrere Oberschwingungserzeuger angeschlossen sind, überlagern sich deren Stromharmonische vektoriell. Bei sehr kleiner Differenz der Phasenwinkel (Phasengleichheit) kommt es zu einer nahezu arithmetischen Addition. Bei entgegengesetzten Phasenwinkeln (Phasenopposition) kommt es hingegen zu einer Reduktion bis hin zur vollständigen Auslöschung (Kompensation). Bei gleichen Geräten ist eher Phasengleichheit zu erwarten, während mit größerer Diversität der Geräte (unterschiedliche Typen bzw. verschiedene Modelle) die Kompensationseffekte tendenziell zunehmen. Der daraus resultierende Gesamtstrom wird schließlich in das Netz eingespeist, wobei für die Ausbreitung der Harmonischen grundsätzlich die gleichen physikalischen Gesetzmäßigkeiten gelten wie für die Grundschwingung. Zu beachten ist jedoch, dass die Impedanzen der Betriebsmittel im Netz sowie die Impedanzen aller angeschlossenen Geräte in der Regel frequenzabhängig sind und sich somit für jede Harmonische eine andere wirksame Netzimpedanz ergibt. Entsprechend der Impedanzen der Ausbreitungspfade teilen sich die Stromharmonischen im Netz auf. Für den Rückfluss der Harmonischen gibt es verschiedene Möglichkeiten. Entweder können die Harmonischen sich innerhalb des Niederspannungsnetzes über den Impedanzen anderer angeschlossener Geräte schließen oder sie fließen über den Transformator in das übergeordnete Netz und schließen sich über dessen Impedanz. In jedem Fall verursachen sie über den Leitungsimpedanzen Spannungsfälle, welche sich in Form von Spannungsharmonischen messen lassen.

Diese Spannungsharmonischen müssen innerhalb gewisser Grenzen gehalten werden (IEC 61000-2-2 [3] bzw. DIN EN 50160 [4]), um sicherzustellen, dass keine Geräte unzulässig stark in ihrer Funktion beeinflusst werden [5]. Bei einer Beeinflussung wird zwischen Langzeit- und Kurzzeitwirkungen unterschieden. In die erste Kategorie fallen Oberschwingungspegel, die 10 Minuten oder länger anhalten. Sie können zu einer zusätzlichen Erwärmung in elektrischen Betriebsmitteln (z.B. Transformatoren, Kondensatoren) und im Ergebnis zu einer Verkürzung der Lebensdauer führen. In elektrischen Maschinen können sie zudem zusätzliche Momente (Rüttelmomente, Bremsmomente) verursachen, welche eine mechanische Belastung darstellen. Kurzzeitwirkungen beziehen sich hingegen vor allem auf die Beeinflussung elektronischer Geräte. Diese können in ihrer ordnungsgemäßen Funktion gestört oder auch dauerhaft beschädigt bzw. zerstört werden.

Die Messung von Oberschwingungen erfolgt in Übereinstimmung mit dem in der Norm IEC 61000-4-7 [6] beschriebenen Verfahren. Ausgangspunkt der Messung ist ein mit der Netzfrequenz synchronisiertes Zeitfenster von 10 Perioden. Die Abtastwerte innerhalb dieses Zeitfensters werden anschließend einer diskreten Fourier-Transformation (DFT) unterzogen. Diese liefert die Beträge und Phasenwinkel der einzelnen Frequenzanteile. Bei einer Netzfrequenz von 50 Hz besitzt das so berechnete Frequenzspektrum eine Auflösung von 5 Hz, so dass neben den Oberschwingungsfrequenzen auch die zwischenharmonischen Frequenzen erfasst werden. Die in diesem Bericht verwendeten Bezeichnungen Oberschwingungen bzw. Harmonischen beziehen sich nur auf die Frequenzanteile bei den Oberschwingungsfrequenzen.

2.4 Höherfrequente Verzerrung (Supraharmonische)

Die höherfrequente Verzerrung, auch als höherfrequente Emission oder supraharmonische Emission bezeichnet, bezieht sich auf Spannungs- und Stromanteile im Frequenzbereich zwischen 2 und 150 kHz. Die untere Abgrenzung zu den Harmonischen ist nicht eindeutig, da sich manche Normen zu Harmonischen bis 2,5 kHz erstrecken. Diese Emission kann sowohl von Erzeugern als auch von Verbrauchern elektrischer Energie verursacht werden und lässt sich grundsätzlich in beabsichtigte und unbeabsichtigte Emission einteilen. Beabsichtigte Emission ist dabei die Emission, welche für die Informationsübertragung in Niederspannungsnetzen (z.B. Power Line Communication (PLC) genutzt wird. Im Rahmen dieses Projektes wurde nur die unbeabsichtigte Emission betrachtet, welche von leistungselektronischen Komponenten durch hochfrequentes Schalten von Strömen zur Energiewandlung, beispielsweise in Photovoltaik-Wechselrichtern oder Ladegleichrichtern von Elektrofahrzeugen, hervorgerufen wird.

Die möglichen Auswirkungen von höherfrequenter Emission sind recht vielfältig. Sie können zu einer von außen nicht erkennbaren Erwärmung von Geräten führen, wodurch es zu einer Reduktion der Lebensdauer der Geräte kommen kann [7]. Sowohl akustische Beeinträchtigungen [8] als auch vorübergehende Funktionsstörungen [9] wurden bereits berichtet, welche unter Umständen auch Sach- oder Personenschäden hervorrufen können (z.B. durch Fehlfunktion der Vorschubsteuerung einer CNC-Fräse, Fehlfunktion oder Ausfall von Ampelanlagen, Ausfall von Straßenbeleuchtungen). Eine ausführliche und internationale Sammlung von Störbeeinflussungen, welche auf höherfrequente Emissionen zurückzuführen sind, ist in [10] zu finden.

Bisher existiert nur ein stark lückenhaftes Normenwerk, welches den Frequenzbereich zwischen 2 und 150 kHz reguliert. Im Jahr 2014 wurde die IEC 61000-4-19 [11] veröffentlicht, welche Prüfpegel für die Störfestigkeit von Geräten gegenüber höherfrequenten Gegen-taktspannungen und Strömen definiert. Die Prüfpegel für die Störfestigkeit gegenüber höherfrequenten Gleichtaktspannungen sind in der IEC 61000-4-13 [12] definiert. Emissionsgrenzwerte existieren bisher nur für wenige Geräteklassen. Dies sind leitungsgeführte Kommunikationseinrichtungen in der EN 50065-1 [13], Lampen mit elektronischen Vorschaltgeräten in der DIN EN 55015 [14] und Induktionskochfelder in der DIN EN 55014-1 [15]. Die Emissionen von Photovoltaik-Wechselrichtern und Ladegeräten von Elektrofahrzeugen sind bisher nicht normativ begrenzt.

Als Grundlage für alle Messungen, die Modellbildung und alle Simulationen dient das in der IEC 61000-4-7 im Anhang B [6] beschriebene Verfahren. Es basiert auf einer DFT mit 200 ms langen Auswertefenstern, welche nicht skaliert werden (Rechteckfenster). Daraus resultiert ein Spektrum mit einer Frequenzauflösung von 5 Hz. Eine Synchronisierung zur Grundschwingung findet explizit nicht statt. Es wird zudem ein Hochpassfilter [16] verwendet, um eine Verfälschung des Spektrums durch den Fenstereffekt bei Netzfrequenzen verschieden von 50 Hz zu vermeiden. Im Anschluss können die einzelnen Spektralanteile zu Bändern zusammengefasst werden. In der IEC 61000-4-7 wird die Verwendung von 200 Hz Bandbreite vorgeschlagen, je nach Charakteristik der Emission kann auch eine andere Bandbreite besser geeignet sein.

In der IEC 61000-4-30 [17] wird im Anhang C ein anderes Messverfahren vorgeschlagen, welches jedoch deutliche Nachteile gegenüber dem Messverfahren aus der IEC 61000-4-7 [6] aufweist und deshalb nicht verwendet wird. Ein ausführlicher Vergleich der beiden Messverfahren wird in [18] vorgestellt.

Die Angabe der so gewonnenen Messwerte kann entsprechend der üblichen Konvention im niederfrequenten Bereich in Volt, Ampere oder Prozent der Grundschiwingung erfolgen. Im Frequenzbereich oberhalb 150 kHz ist auf Grund der größeren Dynamik dagegen die Verwendung von Angaben in $\text{dB}_{\mu\text{V}}$ oder $\text{dB}_{\mu\text{A}}$ üblich. Beide Angaben lassen sich mit den folgenden Gleichungen ineinander umrechnen.

$$\frac{U'}{\text{dB}_{\mu\text{V}}} = 20 \cdot \log_{10} \frac{U}{1\mu\text{V}} \quad (2-5)$$

$$\frac{I'}{\text{dB}_{\mu\text{A}}} = 20 \cdot \log_{10} \frac{I}{1\mu\text{A}} \quad (2-6)$$

Eine kurze Umrechnungshilfe dazu ist in der Tabelle 2-1 angegeben. Im Folgenden wird in der Regel die Angabe in Volt und Ampere als Effektivwerte verwendet.

Tabelle 2-1: Umrechnungstabelle zwischen linearen, logarithmischen und bezogenen Einheiten

Effektivwert in $\text{dB}_{\mu\text{V}}$ oder $\text{dB}_{\mu\text{A}}$	Effektivwert in V oder A	Spitzenwert in $\text{dB}_{\mu\text{V}}$ oder $\text{dB}_{\mu\text{A}}$	Spitzenwert in V oder A	Wert in % bezogen auf 230 V
100	0,10	103	0,14	0,04
110	0,32	113	0,45	0,14
120	1,00	123	1,41	0,44
130	3,16	133	4,47	1,38
140	10,0	143	14,1	4,35

3 Teststand

Für die Erstellung und Validierung der Simulationsmodelle von PV und EV wurde ein Teststand errichtet. Die technischen Kenndaten sowie die Genauigkeit des Messsystems können Tabelle 3-1 entnommen werden. Der Aufbau des Teststandes erlaubt eine kombinierte Messung von bis zu zwei EVs und einem PV. Bild 3-1 zeigt eine schematische Darstellung des Teststandes.

Tabelle 3-1: Technische Kenndaten des Teststandes und Genauigkeit des verwendeten Messsystems

Netzsimulator		Photovoltaik - Simulator	Ladeboxen	
Dauerleistung	3 x 15 kVA	10 kW	Einstellbarer Ladestrom	6 A bis 32 A
Maximale Leiter-Neutralleiter-Spannung	380 V	950 V (DC)		
Variationsmöglichkeiten	Kurvenform	Paneltyp	Anschlüsse	Typ-2 Typ-1 Schuko
	Amplitude	Paneltemperatur		
	Phasenwinkel	Globalstrahlung		
	Frequenz	Abschattung		
Frequenzbereich	DC bis 156 kHz	DC		
Messabweichung (bis 2,5 kHz)		<10 %	<5 %	<5°
Spannungsbetrag		44 mV	54 mV	
Spannungswinkel				40 mV
Strombetrag		30 mA	11 mA	
Stromwinkel				10 mA

Um die Messungen effektiv durchführen zu können, wurde ein vollautomatisierter, modularer Messablauf mit ebenfalls automatisierter Messdatenablage erstellt. Die einzelnen Module und ihre Verwendung für die Modellbildung im Hinblick auf die verschiedenen Netzzrückwirkungen sind in Tabelle 3-2 aufgeführt.

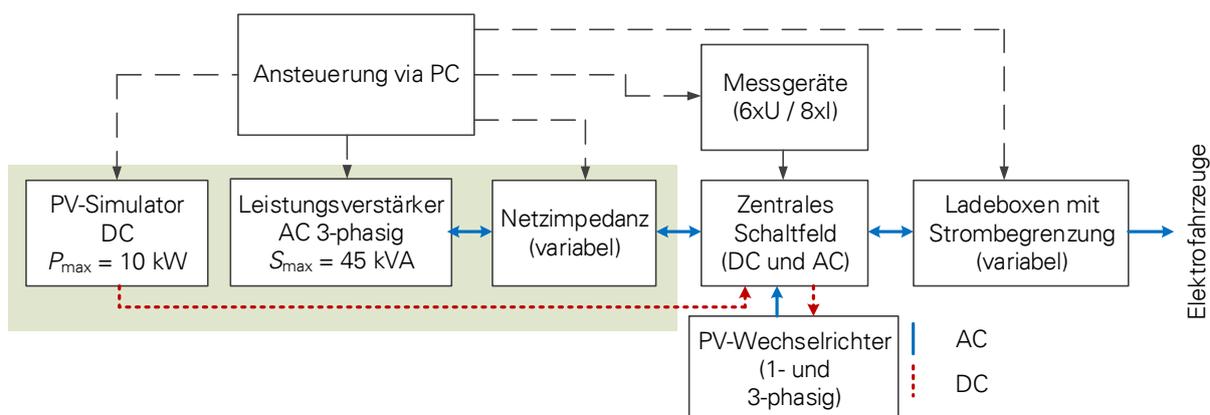


Bild 3-1: Schematischer Aufbau des Teststandes

Tabelle 3-2: Übersicht der einzelnen Module des Messablaufs

Nr	Modul	Beschreibung	Unsymmetrie	Harmonische	Höherfrequente
1	Referenzbedingungen	$f = 50 \text{ Hz}$ $U_{\text{eff}} = 230 \text{ V}$ Kurvenform: Sinusförmig (THDU < 0,02 %)	Mit minimaler Impedanz	Mit minimaler Impedanz	Mit 100% der Impedanz der Netznachbildung
2	Spannungsverzerrung mit einzelnen Harmonischen			2. bis 19. Harmonische, Winkel zwischen 0° und 360°	2. bis 15. Harmonische, Winkel zwischen 0° und 360°
3	Spannungsverzerrung mit Gemisch mehrerer Harmonischer			Zufällige Verzerrungen	Flache Spannungsform, Spitze Spannungsform
4	Variation des Spannungseffektivwerts	Variation des Spannungseffektivwerts bei vorgegebener Kurvenform	Sinusförmige Kurvenform $U_{\text{eff}} = 207 \text{ V}$ bis 253 V	Sinusförmige Kurvenform $U_{\text{eff}} = 207 \text{ V}$ bis 253 V	Sinusförmige Kurvenform $U_{\text{eff}} = 207 \text{ V}$ bis 253 V
5	Frequenzsweep	Überlagerung einer Spannung unter Referenzbedingungen mit einer Spannung variabler Frequenz und konstanter Amplitude		bis 2,5 kHz	Frequenz zwischen 2 kHz und 39 kHz
6	Variation der Gleichspannung	Variation der Gleichspannung und des Gleichstromes des Betriebspunktes mit maximaler Leistung der Solarmodulnachbildung			Gleichspannung zwischen 175 V und 500 V, Gleichstrom zwischen 2 A und 20 A
7	Variation der Impedanz der Netznachbildung	Variation des Real- und Imaginärteils der Impedanz der Netznachbildung jeweils in 1/16 Schritten			Variation zwischen 0 und 100% der Impedanz der Netznachbildung

Am Teststand wurden während des Projektes

- 19 Elektrofahrzeug-Typen (ca. 80 % der in Deutschland zugelassenen EVs [19])
- 6 Photovoltaik-Wechselrichter-Typen (über 98 % der eingesetzten PV-Technologien)

Gemessen. (siehe Tabelle 4-1, und Anhang A.2).

4 Modelle

Im folgenden Kapitel werden die zur Simulation erforderlichen Modelle für die betrachteten Netzrückwirkungen beschrieben. Bild 4-1 gibt einen schematischen Überblick über die verschiedenen Komponenten des elektrischen Netzes, welche zu modellieren sind. Diese können in übergeordnetes Netz, Niederspannungsnetz und Kundenanlagen unterteilt werden.

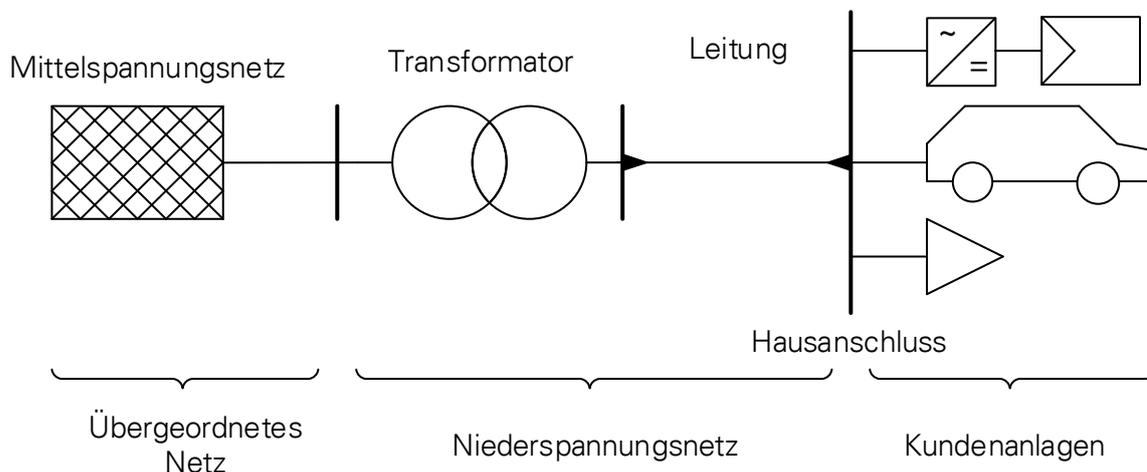


Bild 4-1: Übersicht über die zu modellierenden Komponenten

Im Hinblick auf das Gesamtziel des Projektes, die Untersuchung des Einflusses von Elektrofahrzeugen und dezentralen Erzeugungsanlagen auf die Spannungsqualität, steht die Modellierung der an das Netz angeschlossenen Kundenanlagen im Vordergrund. Da eine Nachbildung der internen Schaltungen sowohl zeitlich als auch technisch nicht mit hinreichender Genauigkeit möglich ist, werden diese als „Blackbox“ nachgebildet. Das bedeutet, es werden Modelle anhand von Labor- und Feldmessungen entwickelt und die Emission in Abhängigkeit der elektrischen Umgebungsbedingungen modelliert.

Die Kundenanlagen bzw. die dazu gehörenden Geräte werden untergliedert in

- Dezentrale Erzeugungsanlagen (PV)
- Elektrofahrzeuge (EV)
- Aggregierte Basislast

Rund 97 % der in Deutschland installierten, dezentralen Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz sind Photovoltaik-Anlagen [20], [21] (Stand 11/2016). Der größte Teil dieser Anlagen besitzt jedoch eine vergleichsweise geringe Leistung (siehe Bild 4-2). Im Hinblick auf die gewählten Szenarien (siehe Kapitel 5) in diesem Projekt werden nur Photovoltaik-Anlagen als dezentrale Erzeugungsanlagen berücksichtigt.

Die Auswertung geltender Richtlinien [22] und Datenblätter verschiedener Hersteller sowie eine umfassende Analyse der Photovoltaik-Wechselrichter-Datenbank eines repräsentativen Flächennetzbetreibers ergab, dass in Deutschland PV bis einschließlich einer installierten Leistung von 4,6 kW vorwiegend einphasig angeschlossen werden. Photovoltaik-Anlagen ab einer Leistung von 10 kW bestehen entweder aus einem dreiphasigen PV oder aus drei einphasigen

PV, die gleichmäßig auf die Leiter verteilt werden. In den Leistungsklassen dazwischen existieren auch Ausführungen mit zweimal einphasigem Anschluss (siehe Bild 4-2).

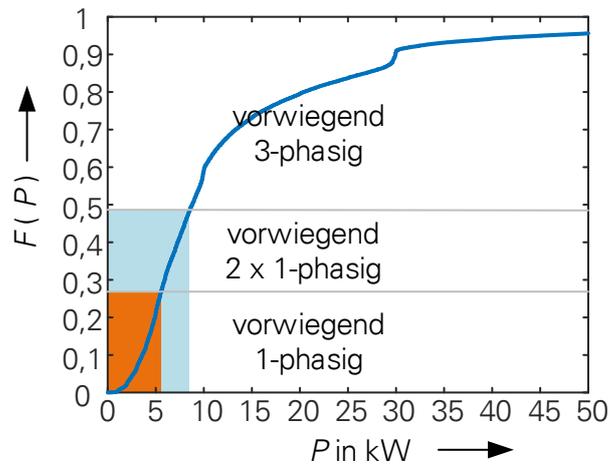


Bild 4-2: Anlagengröße der in deutschen Niederspannungsnetzen installierten Photovoltaik-Anlagen[21]

Die Auswertung der Schaltungstopologie von PV erfolgte anhand der Datenbank eines deutschen regionalen Verteilungsnetzbetreibers. Es wird angenommen, dass die erhaltene Verteilung für Gesamtdeutschland repräsentativ ist. Tabelle 4-1 zeigt, dass transformatorlose Schaltungstopologien dominieren und damit Schwerpunkt der Modellierung sind.

Tabelle 4-1: Anteile verschiedener Schaltungstopologien von PV

Schaltungstopologie	Anteil der installierten Einheiten	Anteil der installierten Leistung
Transformatorlos	72 %	79 %
HF-Transformator	12 %	6 %
NF-Transformator	14 %	13 %
Nicht bestimmbar	2 %	2 %

Die Auswertung der untersuchten EVs sowie der Datenblätter von Herstellern ergab, dass EVs vorwiegend 1-phasig angeschlossen sind, einen Ladestrom von 16 A, in einigen Fällen auch 32 A aufweisen (siehe Anhang A.2) und der notwendige Ladegleichrichter im Fahrzeug integriert ist.

Zur Bestimmung des prinzipiellen Ladeverhaltens wurde am Teststand für jedes untersuchte EV ein kompletter Ladezyklus (maximale Restladeenergie der Batterie 10 %) unter Referenzbedingungen (siehe Tabelle 3-2 Modulnummer 1) gemessen. Während eines Ladezyklus können dabei mehrere Varianten des Ladeverhaltens beobachtet werden. Der Ladezyklus beginnt immer mit einem Laden mit konstanter Leistung (Ax), danach können ein Laden mit abnehmender Leistung (Bx) oder Ladeunterbrechungen (Cx) auftreten. Bei den Untersuchungen konnten vier verschiedene Typen entsprechend der Zustände während eines Ladezyklus identifiziert werden (siehe Bild 4-3 und Tabelle 4-2).

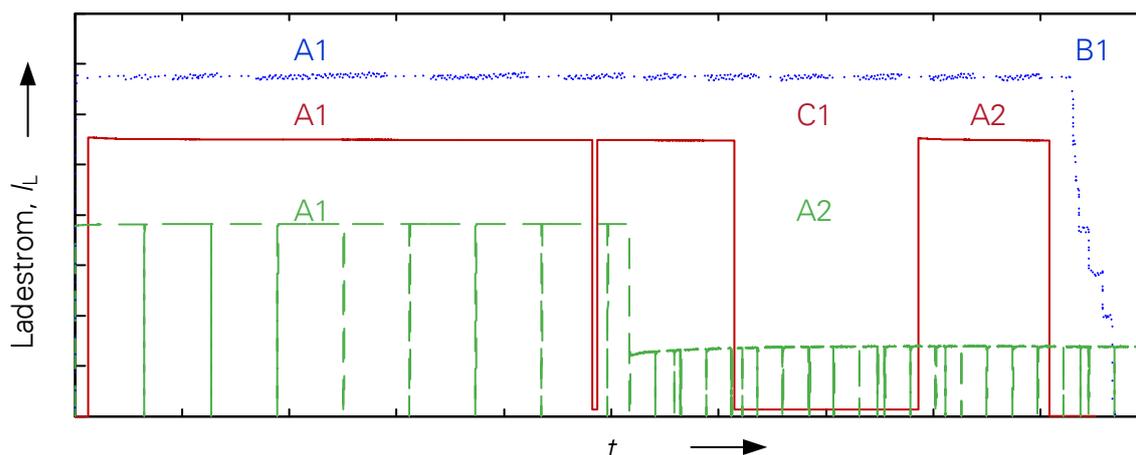


Bild 4-3: Ladezyklus ausgewählter Elektrofahrzeuge

Wie aus Tabelle 4-2 ersichtlich ist, überwiegt die Kombination aus Zustand A1 und B1. Sie ist bei nahezu allen neueren Modellen (seit 2012) vorzufinden.

Tabelle 4-2: Charakterisierung der gemessenen Elektrofahrzeuge entsprechend ihres Ladezyklus

Typ	Kombination der Zustände	Anzahl EV - Typen	Bemerkung
I	A1 + B1	15	
II	A1 + C1 + A2	1	
III	A1 + A2	2	Prototypen bzw. Umbauten
IV	A1 + C1 + A2 + B1	1	

Der Bereich mit konstantem Ladestrom (A1) beträgt für die meisten EVs mehr als 90 % des gesamten Ladezyklus und hat deshalb in Hinblick auf die Modellierung erhöhte Priorität. Aus diesem Grund wird dieser Bereich in weiteren Messdurchläufen und Modulen näher untersucht.

Die aggregierte Basislast ist abhängig vom jeweiligen Szenario (siehe Kapitel 5), entspricht jedoch in den meisten Fällen einer Haushaltslast. Die Modellierung der relevanten Netzurückwirkungen erfolgt auf Basis eigener und fremder Messungen [23] sowie Forschungsarbeiten zur probabilistischen Lastprognose [24], [25].

4.1 Unsymmetrie

4.1.1 Übergeordnetes Netz

Das übergeordnete Netz wird vereinfacht als unsymmetrische Spannungsquelle mit nachgelagerter Impedanz simuliert. Die Impedanz wird als Reihenschaltung aus R und X entsprechend der Kurzschlussleistung und des Impedanzwinkels an der Mittelspannungssammelschiene nachgebildet.

Zur Abschätzung der Vorbelastung des übergeordneten Netzes mit Spannungsunsymmetrie wurden zweiwöchige Messungen in 129 verschiedenen Niederspannungsnetzen Deutschlands ausgewertet [26]. Unter Verwendung der Messdaten und der bekannten Transformator- und Leitungsdaten wurde die Vorbelastung des übergeordneten Netzes mit Spannungsunsymmetrie berechnet. Je Messung wurde der maximal aufgetretene 10-Minuten-Mittelwert bestimmt. Tabelle 4-3 gibt typische Quantile der sich aus den maximalen 10-Minuten-Mittelwerten aller Messungen ergebenden Summenhäufigkeit an.

Tabelle 4-3: Quantile der Gegensystemspannungsunsymmetrie k_{u2} des übergeordneten Netzes

1 % Quantil	5 % Quantil	50 % Quantil	95 % Quantil	99 % Quantil
0,107 %	0,117 %	0,248 %	0,511 %	0,639 %

Die detaillierte Auswertung der aus der Spannungsunsymmetrie des übergeordneten Netzes resultierenden Leiter-Neutralleiter-Spannungen des Niederspannungsnetzes zeigt, dass für die Simulationen zwei Fälle zu unterscheiden sind, welche mit gleicher Häufigkeit auftreten:

- Eine Phase hat eine *höhere* Spannung als die anderen beiden, wobei die anderen beiden Phasen eine nahezu gleich große Spannung aufweisen.
- Eine Phase hat eine *kleinere* Spannung als die anderen beiden, wobei die anderen beiden Phasen eine nahezu gleich große Spannung aufweisen.

Bei 73 % der Netze änderte sich die Phase, die von den beiden anderen abweicht, über den betrachteten Zeitraum nicht. Basierend auf den Ergebnissen der Messungen und zur Einschränkung des Simulationsaufwandes wird mit einer konstanten Spannungsunsymmetrie des übergeordneten Netzes gerechnet, welche dem 95 %-Quantil in Tabelle 4-3 entspricht.

4.1.2 Niederspannungsnetz

Das nach Bild 4-1 beschriebene Modell des Niederspannungsnetzes wird durch die Betriebsmittel Transformator, Kabel und Erdung charakterisiert. Dazu werden zur Simulation der Unsymmetrie die allgemein üblichen und im Berechnungsprogramm hinterlegten Modelle genutzt. Die Verifikation der Modelle anhand durchgeführter Netzmessungen (siehe Anhang A.1) zeigt, dass diese Standardmodelle ausreichend genau sind. In Analogie zu IEC TR 60725 [27] wird der Einfluss der Erdung an verschiedenen Stellen im Netz vereinfacht durch eine Reduktion der Impedanz des PEN-Leiters berücksichtigt (4-1).

$$\underline{Z}_{\text{PEN}} = \frac{2}{3} \cdot \underline{Z}_{Lx} \quad (4-1)$$

4.1.3 Photovoltaik-Wechselrichter

Das Einspeiseverhalten von PVs ist neben der Netzspannung und der hinterlegten Blindleistungsregelung auch von der aktuellen Globalstrahlung und der Paneltemperatur abhängig.

Messungen an PVs sowohl im Labor (Tabelle 3-2 Modulnummern 1 und 4) als auch im Netz zeigen, dass das spannungsabhängige Einspeiseverhalten der PVs leistungskonstant ist (Bild 4-4 a). Das Verhältnis zwischen Wirk- und Blindleistung ist dabei stark von der eingestellten Blindleistungsregelung abhängig. Je nach Einstellung wird die Blindleistung als Funktion der Spannung und/oder der Wirkleistung oder als konstanter Wert vorgegeben. Dabei ist die Implementierung nicht zwingend typgebunden. Für die Simulation der Spannungsunsymmetrie wird die Blindleistungsregelung der PVs als einstellbarer Freiheitsgrad definiert, der in den einzelnen Szenarien variiert werden kann.

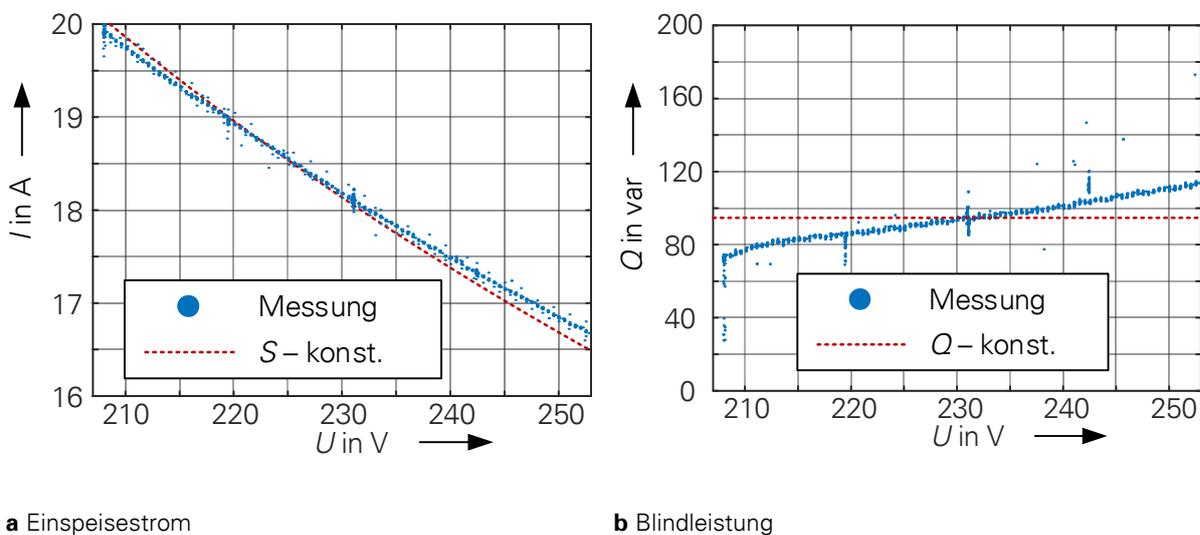
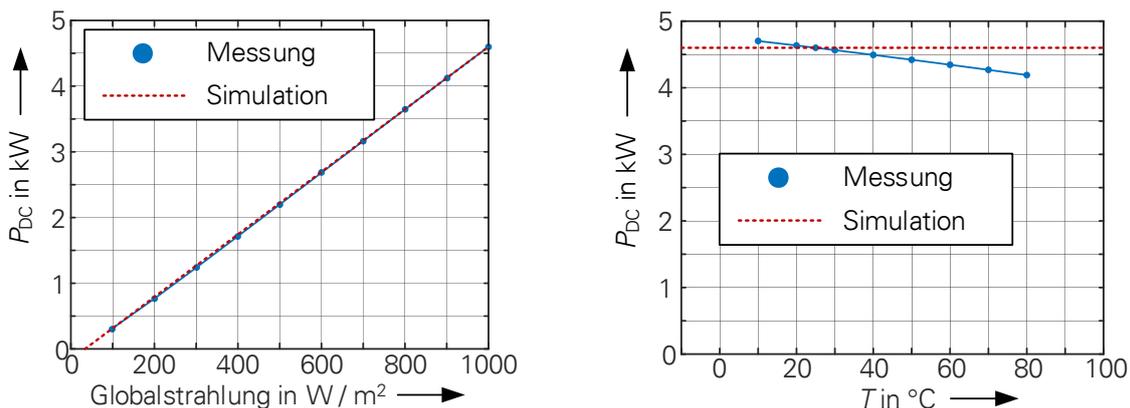


Bild 4-4: Spannungabhängiges Einspeiseverhalten eines PVs bei konstanten klimatischen Bedingungen

Die Abhängigkeit der DC-Leistung eines PVs in Abhängigkeit der Globalstrahlung und der Paneltemperatur ist in Bild 4-5 dargestellt. Wie ersichtlich ist, hat die Globalstrahlung einen deutlich stärkeren Einfluss auf die eingespeiste Leistung als die Paneltemperatur. Zur Nachbildung der Einspeiseleistung kann mithilfe von Wetterstationen die Globalstrahlung und die Lufttemperatur gemessen werden. Darüber kann jedoch nicht die Paneltemperatur bestimmt werden, da diese von der Art der Installation, des Paneltyps und der Kühlung des Panels abhängt. Deshalb wird sie für das hier genutzte Modell als konstant angenommen.

Die Versuche am Teststand zeigen, dass der Wirkungsgrad der PVs in der Regel bei über 97 % lag. Vereinfacht werden daher verlustfreie PVs modelliert, sodass die Leistung auf der DC-Seite auch der Wirkleistung auf der AC-Seite entspricht. Wie in Bild 4-5 a gezeigt ist, lässt sich die Abhängigkeit der Einspeiseleistung von der Globalstrahlung als lineare Funktion darstellen. Dabei erfolgt bei einer Globalstrahlung kleiner 50 W/m^2 keine Leistungseinspeisung und bei einer Globalstrahlung von 1000 W/m^2 wird die Bemessungsleistung des PVs eingespeist.



a konstante Paneltemperatur und veränderliche Globalstrahlung

b konstante Globalstrahlung und veränderliche Paneltemperatur

Bild 4-5: DC-Leistung eines 4,6 kW-PVs in Abhängigkeit der klimatischen Bedingungen

Zur Verifikation des Modellansatzes wurden während einer Feldmessung die Wetterdaten und die eingespeiste Leistung eines PVs aufgezeichnet. Die Ergebnisse sind in Bild 4-6 dargestellt und zeigen, dass auch bei der Feldmessung die eingespeiste Leistung nahezu linear mit der Globalstrahlung zunimmt. Die Abweichungen insbesondere bei geringer Globalstrahlung sind darauf zurückzuführen, dass sich die Wetterstation nicht auf dem gleichen Dach wie die Panels befand. Infolgedessen sind die gemessene und die tatsächlich wirksame Globalstrahlung, insbesondere bei Sonnenauf- und Sonnenuntergang, unterschiedlich.

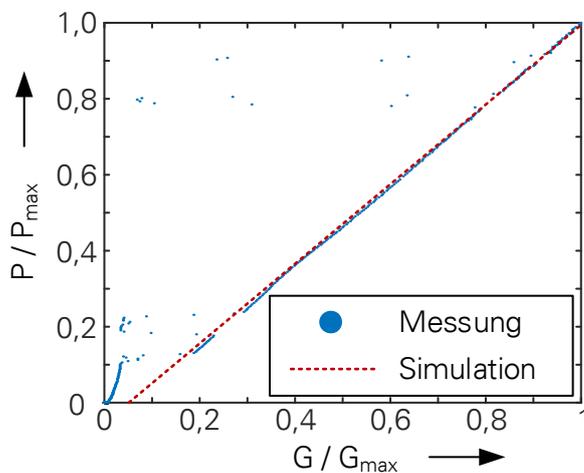


Bild 4-6: Gemessene und simulierte Einspeisewirkleistung eines PVs in Abhängigkeit der Globalstrahlung

4.1.4 Elektrofahrzeuge

Neben dem in Bild 4-3 dargestellten zeitlichen Verlauf des Ladestroms der EVs, der vom Ladestatus der Batterie (SOC, engl. *state of charge*) abhängt, ist das Ladeverhalten von der Netzspannung abhängig. Nachfolgend wird nur der Bereich, in dem das EVs mit nahezu konstantem Strom lädt (A1 nach Bild 4-3), diskutiert. Das Abklingen des Ladestroms zum Ende der Ladung, welches in Abhängigkeit des Fahrzeugtyps bei einem SOC zwischen 85 % und 95 % beginnt, kann als Exponentialfunktion beschrieben werden.

Bild 4-7 stellt den Ladestrom in Abhängigkeit der Netzspannung dar. Daraus lässt sich ableiten, dass die EVs als stromkonstante Last mit Leistungsbegrenzung arbeiten. Die maximale Ladeleistung und somit die Spannung U_T , ab der der Übergang von der strom- zur leistungs-konstanten Last erfolgt, ist abhängig vom Fahrzeugtyp.

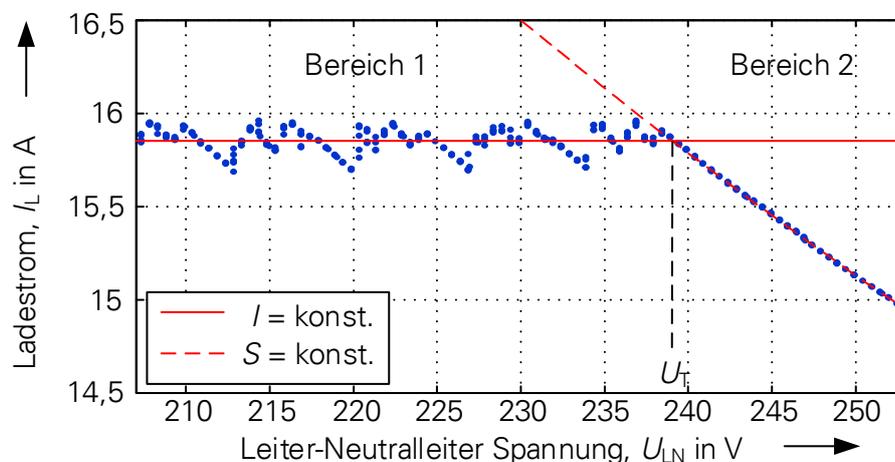


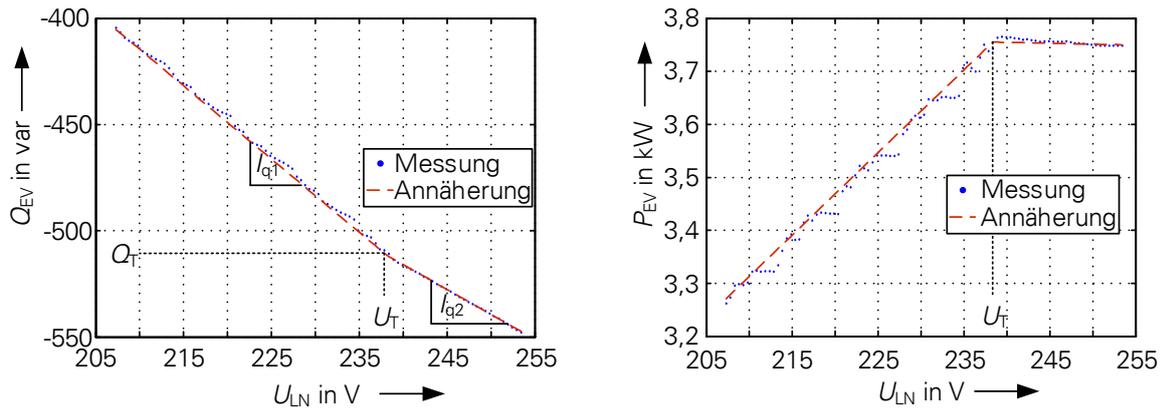
Bild 4-7: Ladestrom eines Elektrofahrzeugs in Abhängigkeit der Netzspannung ohne Begrenzung des Ladestroms durch die Ladesäule

Die Wirk- und Blindleistung in Abhängigkeit der Netzspannung ist in Bild 4-8 dargestellt. Die Blindleistung wird durch zwei Geraden beschrieben und die Wirkleistung aus der Schein- und Blindleistung nach (4-2) und (4-3) berechnet.

$$S_{EV} = I_L \cdot U_{LN} \quad (4-2)$$

$$P_{EV} = \sqrt{S_{EV}^2 - Q_{EV}^2} \quad (4-3)$$

Neben der Abhängigkeit von der Netzspannung ist die Blindleistung auch vom aktuellen Ladestrom abhängig. Dieser Zusammenhang lässt sich mittels einer linearen Gleichung beschreiben (siehe Anhang A.3).

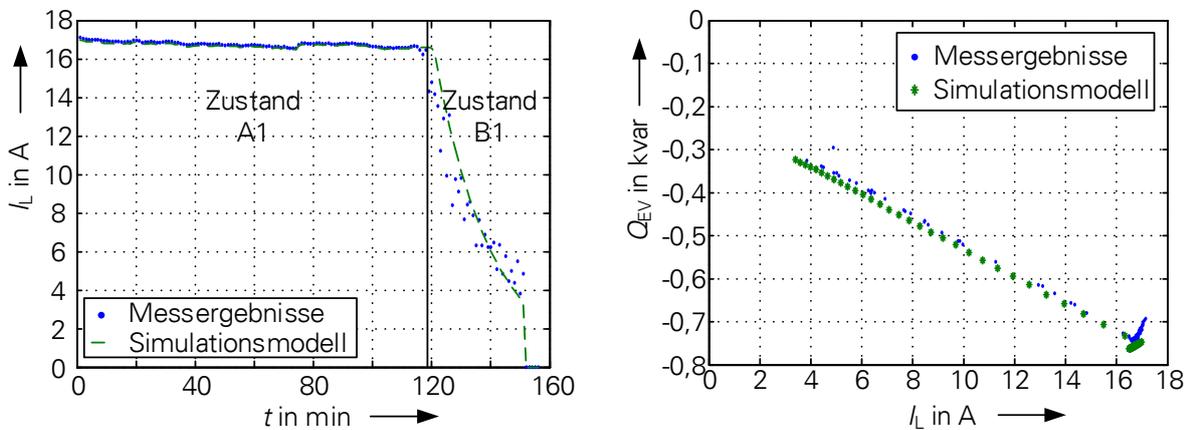


a Blindleistung

b Wirkleistung

Bild 4-8: Abhängigkeit des Blind- und Wirkleistungsbezugs eines Elektrofahrzeugs in Abhängigkeit der Spannung

Das erstellte Simulationsmodell basiert auf Labormessungen. Für die Verifikation nach Bild 4-9 wird für ein Elektrofahrzeug das basierend auf Labormessungen erstellte Simulationsmodell mit der während eines Feldversuchs durchgeführten Messung verglichen. Die im Feldversuch gemessenen Spannungen sowie der SOC wurden an das Simulationsmodell übergeben und das Ladeverhalten nachgebildet. Es ist zu sehen, dass der Bereich des Zustands A1 sehr gut modelliert wird. Ebenfalls stimmen die simulierte und gemessene Blindleistung in dem betrachteten Ladezyklus sehr gut überein. Nähere Erläuterungen des Modells können [28] entnommen werden.



a Vergleich von gemessenem und simuliertem Ladezyklus

b Vergleich von simulierter und gemessener Blindleistung in Abhängigkeit des Ladestroms

Bild 4-9: Verifikation des Simulationsmodells für Elektrofahrzeuge

4.1.5 Aggregierte Basislast

Als aggregierte Basislast kommen in Abhängigkeit des gewählten Szenarios (siehe Abschnitt 5) Haushalte, Höfe sowie Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD) zum Einsatz.

Haushalte

Die Datengrundlage der Haushaltsmodellierung bilden 47 gemessene Einzelhaushalte sowie 14 gemessene Niederspannungsnetze mit vorwiegend Haushaltslasten. Bild 4-10 zeigt den gemessenen Tageslastgang eines Haushaltes für jede Phase separat. Daraus lässt sich ableiten, dass ein Haushaltslastprofil aus einer (unsymmetrischen) Stand-by-Last und einer Anzahl an Lastspitzen zu unterschiedlichen Zeiten in unterschiedlichen Phasen besteht. Im Folgenden werden die einzelnen Lastspitzen näher untersucht. Die Stand-by-Last wird als konstante Last angenommen, die unsymmetrisch auf die Phasen aufgeteilt wird.

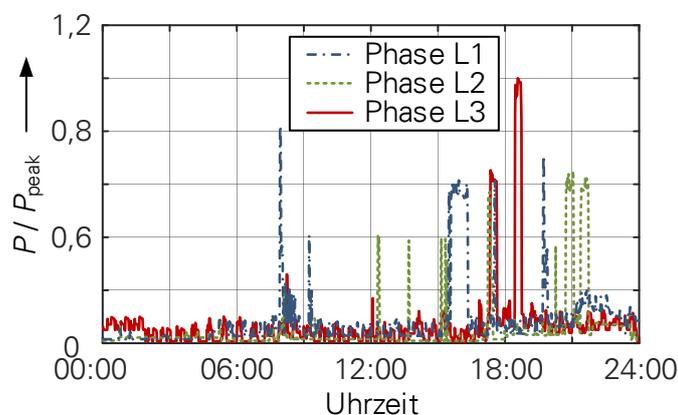


Bild 4-10: Gemessener Zeitverlauf der auf den Spitzenwert bezogenen Wirkleistung (Tageslastgang) eines Haushaltes

Die Lastspitzen lassen sich anhand folgender Kriterien charakterisieren:

- (Uhr-)Zeit des Auftretens
- Dauer
- Leistung
- Phase, in der sie auftreten

Nachfolgend wird die Nachbildung dieser Kriterien näher beschrieben. Je Stunde h wird gemäß der in Bild 4-11 dargestellten Wahrscheinlichkeit (Wrsk.) bestimmt, ob eine Lastspitze zur entsprechenden Stunde auftritt. Tritt eine Lastspitze auf, so wird zur Stunde h eine über eine Gleichverteilung bestimmte Minute m addiert. Die Zeitdauer einer Lastspitze wird durch eine Wahrscheinlichkeitsdichte bestehend aus maximal drei Gleichverteilungen bestimmt. Die sich ergebende Wahrscheinlichkeitsdichte ist schematisch in Bild 4-12 dargestellt.

Die Wirkleistung einer Lastspitze wird in Anlehnung an [29] mit einer logarithmischen Normalverteilung bestimmt. Der über die logarithmische Normalverteilung bestimmte Wert wird anschließend mit der Leistung entsprechend eines Lastprofils (z.B. dem BDEW-Standardlastprofil H0) multipliziert.

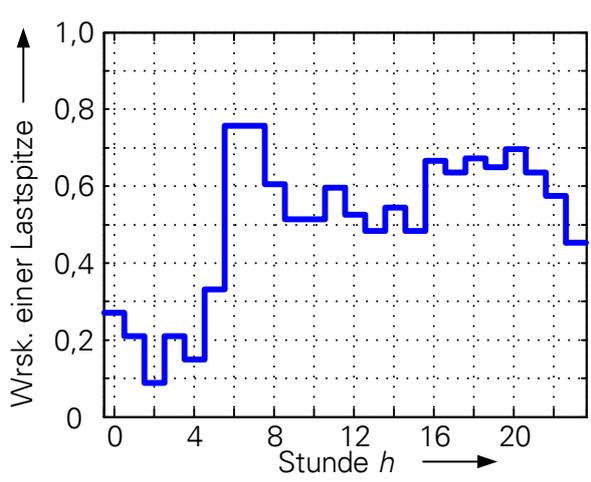


Bild 4-11: Wahrscheinlichkeit des Auftretens einer Lastspitze zur Stunde h

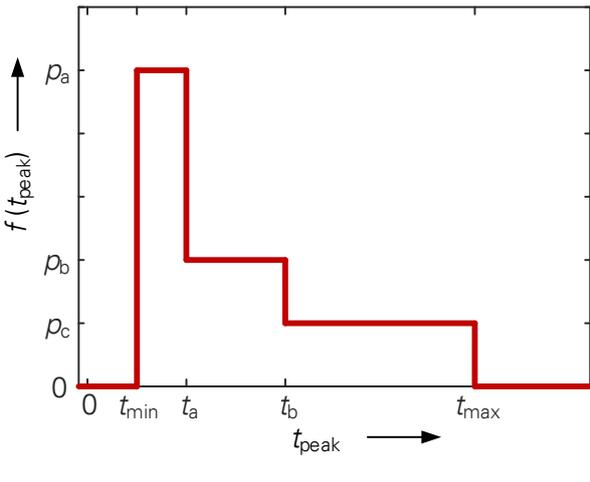


Bild 4-12: Beispiel einer Dichteverteilung zur Bestimmung der Dauer einer Lastspitze

Die Blindleistung der Lastspitze wird über einen Leistungsfaktor bestimmt. Die Auswertung der gemessenen Haushalte hat ergeben, dass der minimale Leistungsfaktor nach Gleichung (4-4) berechnet werden kann, wobei für die Parameter a und b die Werte nach Tabelle 4-4 gelten. Die Wahrscheinlichkeit einer induktiven Blindleistung beträgt 49 % und die einer kapazitiven Blindleistung 51 % [30]. Der angewandte Leistungsfaktor wird dann über eine Gleichverteilung im Bereich $[\cos \varphi_{\min}, 1]$ bestimmt.

$$\cos \varphi_{\min} = a - e^{-b \cdot P} \tag{4-4}$$

Tabelle 4-4: Parameter zur Berechnung des Leistungsfaktors einer Lastspitze

Parameter	Kapazitive Blindleistung	Induktive Blindleistung
a	0,99	0,99
b in 1/kW	1,605	4,904

Die Wahl der Phase, in der eine Lastspitze auftritt, wird zufällig bestimmt.

Für die Stand-by-Last wird ein Wert von 150 W gewählt, der unsymmetrisch auf die Phasen verteilt wird und über den gesamten Zeitraum konstant ist. Die Blindleistung wird je Phase separat nach dem oben beschriebenen Vorgehen berechnet.

Zur Verifikation des erstellten Modells wurde die ein- und dreiphasige Spitzenleistung der 10-Minuten-Mittelwerte eines Tages für simulierte (Si) und gemessene (Me) Haushalte (siehe Bild 4-13 a) bewertet. Daraus geht hervor, dass die einphasige Spitzenleistung sehr gut nachgebildet wird, die dreiphasige Spitzenleistung hingegen nicht exakt wiedergegeben wird. Im Verlauf weiterer Projekte unter Betrachtung weiterer Messungen ist eine Optimierung des Modells vorgesehen.

Bild 4-13 b zeigt den Vergleich der unsymmetrischen Leistung zwischen simulierten und gemessenen Haushalten. Dabei fällt auf, dass insbesondere der für die Bewertung der Unsymmetrie wichtige Bereich (95 % und 99 %-Quantil) sehr gut nachgebildet wird. Weitere Ausführungen zum erstellten Simulationsmodell können [30] entnommen werden.

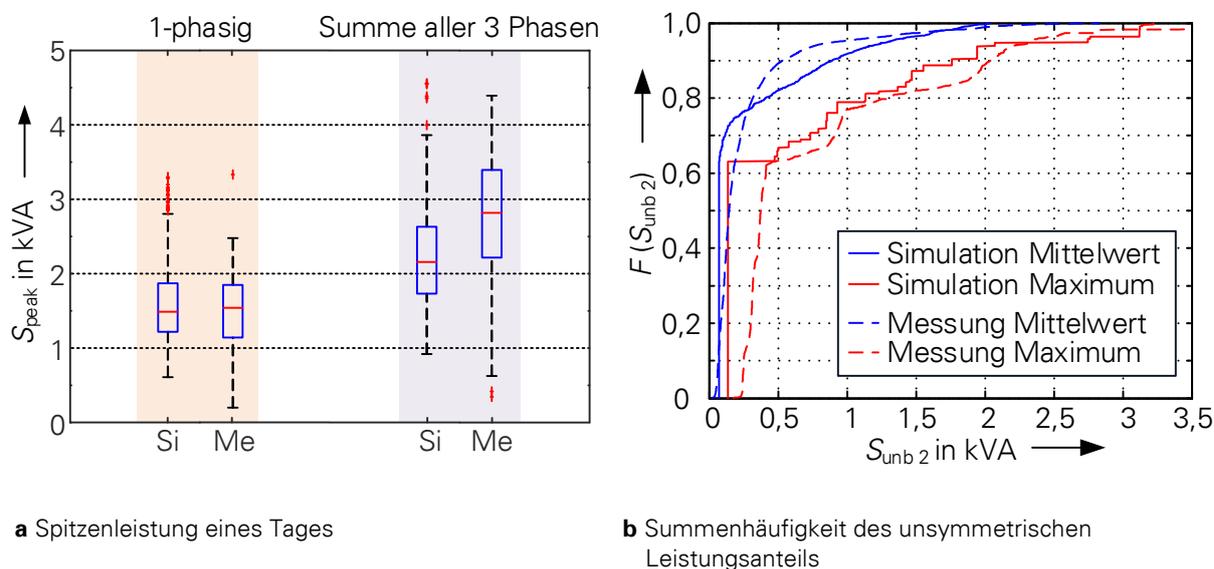


Bild 4-13: Vergleich gemessener und simulierter Haushalte

Höfe

Aufgrund einer nicht hinreichenden Anzahl einzeln gemessener Höfe können die Wahrscheinlichkeiten weder für die Dauer noch für das Auftreten einer Lastspitze zu einer bestimmten Zeit ermittelt werden, womit eine Modellentwicklung analog zu den Haushalten schwer möglich ist. Um trotzdem auch Höfe simulieren zu können, werden folgende Annahmen getroffen:

- Lastspitze bei Höfen tritt in allen drei Leitern auf
- Last ist nicht ideal dreiphasig
- Last kann zu einem bestimmten Zeit aus Multiplikation des VDEW-Standardlastprofils L2 mit der Zufallszahl nach der in [29] angegebenen Verteilung bestimmt werden

Damit lässt sich das Lastprofil eines Hofes für jeden Zeitpunkt näherungsweise wie folgt ermitteln:

1. Schätzen der Zeitdauer eines Lastzustands über Normalverteilung
2. Bestimmung der Summenlast aus Multiplikation des VDEW-Standardlastprofil L2 mit Zufallszahl nach [29]
3. Zufällige Verteilung der Last auf die drei Phasen über Gleichverteilung

Gewerbe / Handel / Dienstleistung

Verbraucher der Kategorie Gewerbe/Handel/Dienstleistung (GHD) werden in Szenarien der zentralen Ladung als zusammengefasste Last simuliert. Durch ein anderes Forschungsprojekt [26] liegen Messungen von GHD-Netzen vor. Die Auswertung der Messergebnisse zeigte

eine gute Übereinstimmung mit den standardisierten VDEW-Lastprofilen. Diese werden deshalb als Basis für die Modellierung verwendet. Die Aufteilung der Gesamtlast auf die einzelnen Phasen erfolgt gemäß der aus den Messungen abgeleiteten Unsymmetrie.

Die Blindleistung für Höfe und Gewerbe/Handel/Dienstleistung wird analog zum unter Haushalte beschriebenen Verfahren ermittelt.

4.2 Harmonische Verzerrung

4.2.1 Übergeordnetes Netz

Das übergeordnete Netz wird für die Simulation der Harmonischen ähnlich wie für die Simulation der Unsymmetrie mittels dreiphasiger Spannungsquelle und Netzimpedanz modelliert. Die Spannungsquellen werden um Spannungsharmonische ausgewählter Ordnung ergänzt, um die Vorverzerrung des übergeordneten Netzes abzubilden.

Für die Modellierung der Vorbelastung des Mittelspannungsnetzes werden alle ungeradzahli- gen, nicht durch drei teilbaren Harmonischen bis zur 19. Ordnung betrachtet (5., 7., 11., 13., 17., 19. Ordnung). Die ungeradzahli- gen, durch drei teilbaren Harmonischen (3., 9., 15. Ord- nung) bilden vorzugsweise Nullsysteme aus und werden deshalb zum größten Teil nicht vom NS-Netz in das MS-Netz und umgekehrt übertragen. Sie sind deshalb im übergeordneten Netz praktisch nicht vorhanden und müssen nicht berücksichtigt werden.

Die Grundlage zur Bestimmung der Vorbelastung des übergeordneten Netzes mit Harmoni- schen bilden die im Rahmen von zwei anderen Forschungsprojekten durchgeführten Messun- gen in einer repräsentativen Auswahl deutscher NS-Netze [26] [31]. Für eine realistische Mo- dellierung der Vorbelastung müssen grundsätzlich Betrag und Phasenwinkel der Harmoni- schen betrachtet werden. Um die Beträge der Spannungsharmonischen zu bestimmen, wird für alle Messorte und alle betrachteten Spannungsharmonischen das 95%-Quantil der 1-Mi- nuten-Mittelwerte bestimmt. Die drei Phasen werden dabei individuell betrachtet. Die Berechnung der zugehörigen Phasenwinkel erfolgt durch vektorielle Mittelung der komplexen Zeiger [26]. Durch eine weitere statistische Auswertung werden drei charakteristische Vorbelastun- gen des MS-Netzes mit Spannungsharmonischen bestimmt (geringe Verzerrung, mittlere Ver- zerrung, hohe Verzerrung).

Die Phasenwinkel der Spannungsharmonischen [31] weisen zum Teil größere Variationen auf, sodass Winkelbereiche für die Simulation spezifiziert werden. Bei der 17. und 19. Spannungs- harmonischen sind die gemessenen Beträge so gering, dass sie unter der Genauigkeits- schwelle der Messgeräte liegen. Deshalb werden beide Spannungsharmonische bei der Vor- verzerrung des übergeordneten Netzes nicht berücksichtigt. Bezogen auf die Unterspan- nungsseite des MS/NS-Transformators ergeben sich für die verschiedenen Vorverzerrungen die in Tabelle 4-5 aufgeführten Werte.

Tabelle 4-5: Typische Spannungsverzerrungen des übergeordneten Netzes bezogen auf die Unterspannungsseite des MS/NS-Transformators

	Ordnung der Harmonischen v							
	5		7		11		13	
Vorver- zerrung	Betrag	Winkel	Betrag	Winkel	Betrag	Winkel	Betrag	Winkel
schwach	0,99 V		0,91 V		-		-	
mittel	3,78 V	170° - 200°	2,63 V	0° - 60°	0,82 V	-10° - 20°	0,56 V	80° - 110°
stark	7,62 V		6,11 V		2,72 V		3,17 V	

4.2.2 Niederspannungsnetz

Für die Modellierung des NS-Netzes werden wie für die Unsymmetrie die im Netzberechnungsprogramm hinterlegten Modelle für Transformatoren und Leitungen genutzt, wobei Leitungen mittels π -Ersatzschaltbild und Transformatoren mittels T-Ersatzschaltbild simuliert werden. Alle Modelle werden für unsymmetrische Berechnungen aufbereitet und parametrisiert.

4.2.3 Photovoltaik-Wechselrichter und Elektrofahrzeuge

Im Folgenden wird die Vorgehensweise bei der Modellierung des Oberschwingungsverhaltens von PVs erläutert. Diese Methodik bezieht sich jedoch gleichermaßen auch auf die Modellierung der EVs, da in beiden Fällen der gleiche Ansatz genutzt wird. Die in den Simulationen eingesetzten Modelle für PVs und EVs unterscheiden sich nur durch ihre Parameter. Ihr Aufbau und ihre Struktur sind identisch.

Modellierungsansatz

Allgemein lassen sich Oberschwingungsmodelle in Zeitbereichs- und Frequenzbereichsmodelle unterscheiden. Grundlage von Zeitbereichsmodellen ist die genaue Kenntnis von Topologie, Schaltungsparametern und Regelungsalgorithmen des zu modellierenden Geräts. Aufgrund des hohen Zeitaufwandes wird diese Art der Modellierung jedoch nicht verfolgt. Stattdessen wird der Ansatz der Modellierung im Frequenzbereich verwendet. Dieser erfordert keine Kenntnis über den inneren Aufbau, sondern basiert auf umfangreichen Messungen. In Abhängigkeit der Eigenschaften der zu modellierenden Geräte und der Simulationsziele sind verschiedene Detaillierungsgrade möglich. Im einfachsten Fall kommen Konstantstromquellen für jede Stromharmonische zum Einsatz [32]. Aufgrund der Spannungsabhängigkeit der meisten leistungselektronischen Geräte ist diese Art der Modellierung jedoch unzureichend. Deutliche bessere Ergebnisse liefert hingegen das Norton-Modell [33], in welchem parallel zur Konstantstromquelle eine Admittanz geschaltet ist. Dadurch können die Abhängigkeiten zwischen Spannungs- und Stromharmonischen der gleichen Ordnung berücksichtigt werden. Um zusätzlich auch die Kopplung zwischen Harmonischen unterschiedlicher Ordnung abbilden zu können, wird das gekoppelte Norton-Modell [34] benötigt. Dieses bildet den Ausgangspunkt der nachfolgend beschriebenen Modellierung.

Das gekoppelte Norton-Modell lässt sich durch die Gleichung

$$\underline{\mathbf{i}} = \underline{\mathbf{i}}_{\text{ref}} + \underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{u}} \quad (4-5)$$

beschreiben, wobei $\underline{\mathbf{Y}}$ die sogenannte Admittanzmatrix darstellt, die sämtliche relevanten Kopplungen zwischen den Spannungs- und Stromharmonischen enthält. Weitere Größen in der Gleichung (4-5) sind der Vektor der Stromharmonischen unter Referenzbedingungen $\underline{\mathbf{i}}_{\text{ref}}$ sowie der Vektor der Harmonischen der Netzspannung am Anschlusspunkt $\underline{\mathbf{u}}$. Ausgangsgröße des Modells sind der Vektor der Stromharmonischen $\underline{\mathbf{i}}$, die in das Gerät hineinfließen.

Bei der Implementierung der Modelle in die Simulationsumgebung DIgSILENT PowerFactory ist es zur korrekten Nachbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz erforderlich, zusätzlich zu den Oberschwingungsstromquellen die Eingangsimpedanz $\underline{\mathbf{Z}}_{\text{in}}$ der Geräte als schal-

tungstechnische Nachbildung zu berücksichtigen. Diese Impedanz stellt die Beziehung zwischen Spannungs- und Stromharmonischen der gleichen Ordnung dar und kann aus den Diagonalelementen der Admittanzmatrix ermittelt werden. Das resultierende Modell ist als Zweipol in Bild 4-14 zu sehen. Die Eingangsimpedanz wird mittels der in Bild 4-15 gezeigten Schaltung nachgebildet. Im Folgenden wird die Ermittlung der Modellparameter am Beispiel der PVs näher erläutert.

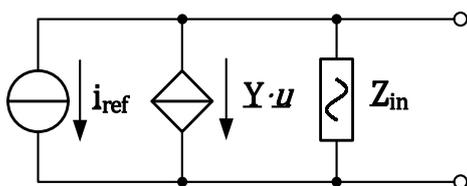


Bild 4-14: Verwendetes Modell bestehend aus konstanter und variabler Oberschwingungsstromquelle und Eingangsimpedanz

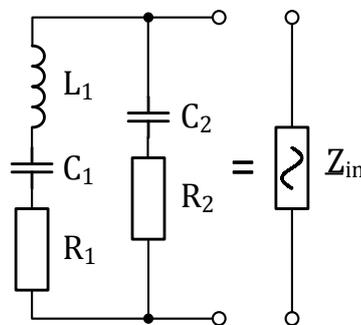


Bild 4-15: Modell zur Nachbildung der Eingangsimpedanz

Bestimmung der Stromharmonischen im Referenzzustand

Der Referenzzustand ist dadurch gekennzeichnet, dass die am PV anliegende Spannung einer idealen Sinusform nahekommt, der Spannungseffektivwert der Leiter-Erde-Spannung der in NS-Netzen geltenden Nennspannung entspricht sowie der Spannungsquelle und dem PV keine Netzimpedanz zwischengeschaltet ist. Die am Photovoltaik-Simulator einzustellende DC-Leistung und DC-Spannung variieren für den Referenzpunkt je nach Wechselrichter und sind in Tabelle A-2 zu finden.

Das für diesen Zustand aufgenommene Oberschwingungsspektrum ist in Bild 4-16 dargestellt. Zu erkennen ist, dass die Oberschwingungsströme für alle Wechselrichter immer kleiner als 250 mA sind und mit zunehmender harmonischer Ordnung betragsmäßig abnehmen. Zwischen den Wechselrichtern gibt es jedoch deutliche Unterschiede. Die höchsten Pegel werden für die Harmonischen bis zur 13. Ordnung erreicht, für höhere Ordnungen liegen sie stets unterhalb von 100 mA. Eine Begrenzung der Modellierung bis zur 19. Ordnung stellt somit keine unverhältnismäßig große Vernachlässigung dar.

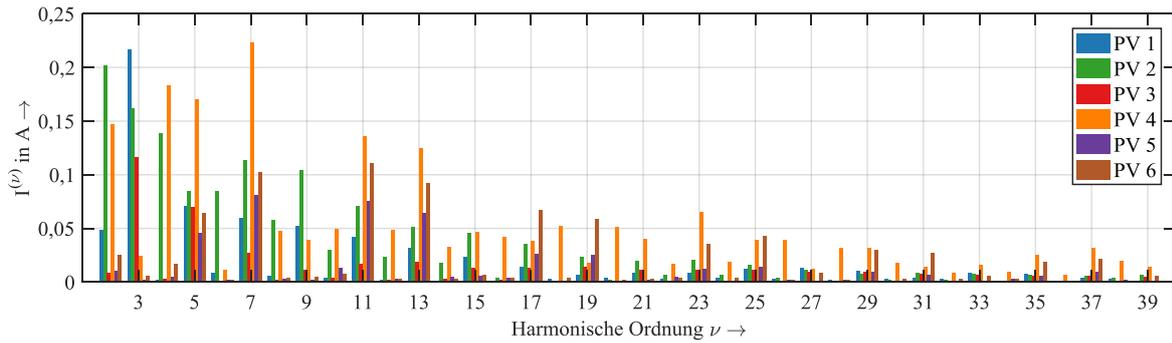
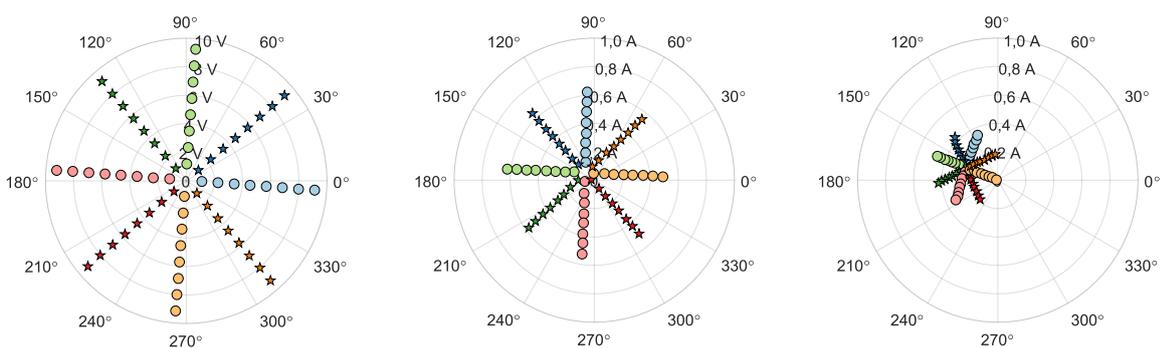


Bild 4-16: Oberschwingungsspektrum der getesteten PVs unter Referenzbedingungen

Bestimmung der Admittanzmatrix

Zur Charakterisierung der Abhängigkeit der Oberschwingungsemission von der Spannungsvorverzerrung wird auf die sogenannte Fingerprint-Methode [35] zurückgegriffen. Ein Fingerprint ist dabei die Gesamtheit der auf die Grundschwingung aufgeprägten Beträge und Phasenwinkel einer Spannungsharmonischen und der zugehörigen, gemessenen Stromharmonischen. Die Spannungsharmonische ruft dabei im untersuchten Gerät eine Reaktion hervor, die sich in der Emission von Stromharmonischen äußert. Neben der Harmonischen der gleichen Ordnung können auch Stromharmonische anderer Ordnung emittiert werden.

Um den Einfluss einer Spannungsharmonischen zu veranschaulichen, werden ihre Testpunkte in einem Polardiagramm eingezeichnet und den entsprechenden Polardiagrammen ausgewählter Stromharmonischen gegenübergestellt. Von Bedeutung ist dabei zunächst die Stromharmonische der gleichen Ordnung ν , da in den meisten Fällen dort der größte Einfluss zu erwarten ist. Wichtig können aber auch weitere Stromharmonische sein, die häufig von benachbarter Ordnung (meist $\nu \pm 2$) sind. Zur besseren Veranschaulichung ist dies in Bild 4-17 am Beispiel der 5. Spannungsharmonischen für PV 1 gezeigt.



a 5. Spannungsharmonische

b 5. Stromharmonische

c 3. Stromharmonische

Bild 4-17: Beispielhafter Fingerprint der 5. Spannungsharmonischen für Photovoltaik-Wechselrichter 1

Die Fingerprint-Methode ermöglicht sowohl Aussagen zur Höhe der jeweiligen Abhängigkeit zwischen den Strom- und Spannungsharmonischen (Quantität) als auch Aussagen zu deren

Linearität bzw. Nichtlinearität (Qualität). Die Quantität einer Abhängigkeit dient der Beurteilung darüber, ob der Einfluss einer Spannungs- auf eine Stromharmonische hinreichend groß ist. Die Qualität gibt hingegen an, ob eine hinreichend große Linearität der Abhängigkeit vorliegt und somit eine Berücksichtigung mit dem gewählten Modellierungsansatz zulässig ist. Um einen grundsätzlichen Überblick über den quantitativen Einfluss einzelner Spannungsharmonischer zu bekommen, wird der sogenannte Sensitivitätsindex $S^{(\nu\mu)}$ eingeführt. Dieser setzt die Größe der Änderung einer Stromharmonischen der Ordnung μ in das Verhältnis zur entsprechenden Änderung einer Spannungsharmonischen der Ordnung ν . Hierfür werden von den Fingerprints diejenigen Werte verwendet, bei denen der Pegel der Spannungsharmonischen 1,5 % der Grundschwingung beträgt. Außerdem erfolgt eine Mittelung der Beträge der komplexen Quotienten über alle getesteten Phasenwinkel der jeweiligen Spannungsharmonischen. Die Definition des Sensitivitätsindex lautet somit

$$S^{(\nu\mu)} = \frac{1}{n_\varphi} \sum_{i=1}^{n_\varphi} \left| \frac{I_{-1,5 i}^{(\mu)} - I_{\text{ref}}^{(\mu)}}{U_{-1,5 i}^{(\nu)} - U_{\text{ref}}^{(\nu)}} \right| \quad (4-6)$$

Die Abweichung der gemessenen Abhängigkeit zwischen einer Strom- und einer Spannungsharmonischen zur als linear angenommenen Abhängigkeit wird mittels des Nichtlinearitätsindex $L^{(\nu\mu)}$ charakterisiert, der somit ein Maß für die Qualität des Einflusses ist. Der Index bestimmt sich aus der quadratisch gemittelten Abweichung zwischen dem tatsächlich gemessenen und dem linearisierten Fingerprint. Um eine prozentuale Größe zu erhalten, erfolgt eine Normierung auf den quadratisch gemittelten Effektivwert des in den Ursprung verschobenen, gemessenen Fingerprints. Die Berechnungsgleichung lautet

$$L^{(\nu\mu)} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n \left(|I_{\text{m } i}^{(\mu)} - I_{\text{lin } i}^{(\mu)}| \right)^2}{\sum_{i=1}^n \left(|I_{\text{m } i}^{(\mu)} - I_{\text{ref}}^{(\mu)}| \right)^2}} \cdot 100 \% \quad (4-7)$$

Wenn die Berechnung des Sensitivitätsindex für jede der getesteten Spannungs- und Stromharmonischen durchgeführt wird, entsteht eine Matrix. Diese kann auch grafisch dargestellt werden, indem den Beträgen jeweils eine Farbe zugeordnet wird. Dunkle Flächen zeigen somit eine hohe Abhängigkeit, während helle Flächen auf einen praktisch vernachlässigbaren Einfluss hindeuten. Exemplarisch ist in Bild 4-18 ein solches Diagramm zu sehen. Hierbei stellt die vertikale Achse die Ordnung der Stromharmonischen und die horizontale Achse die Ordnung der Spannungsharmonischen dar. In dem konkreten Fall beeinflusst eine Spannungsharmonische jeweils die Stromharmonische der gleichen Ordnung sowie die beiden benachbarten ungeraden Stromharmonischen. Für andere PVs unterscheidet sich dieses Bild jedoch.

In ähnlicher Weise kann der Nichtlinearitätsindex in Form einer Matrix dargestellt werden. Die grafische Entsprechung ist in Bild 4-19 zu sehen. Dunkel eingefärbte Elemente repräsentieren ein hohes Maß an Linearität, während hell eingefärbte Elemente eine hohe Abweichung von einer als linear angenommenen Abhängigkeit aufweisen. Zusammenfassend lässt sich für

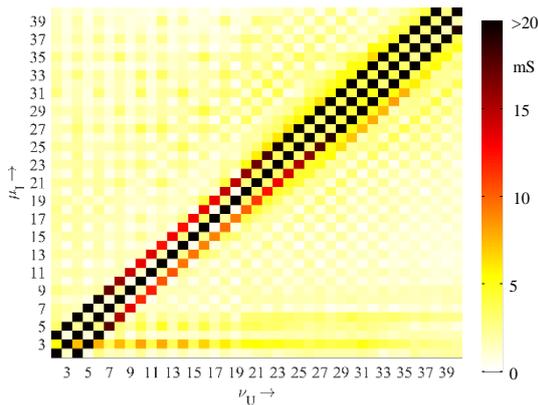


Bild 4-18: Sensitivitätsmatrix

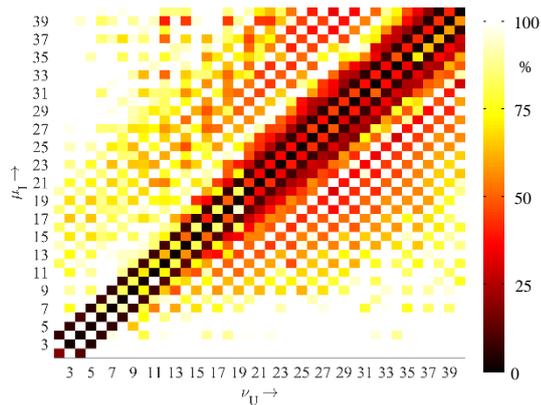


Bild 4-19: Nichtlinearitätsmatrix

PV 1 sagen, dass sich alle Elemente mit signifikantem Einfluss auf die Oberschwingungsemission ausreichend linear verhalten und somit sehr gut in einem Modell abgebildet werden können. Dies gilt jedoch nicht für alle untersuchten PVs.

Sowohl die Fingerprint-Analyse als auch die Darstellung der Abhängigkeiten zwischen den Spannungs- und Stromharmonischen mittels Sensitivitäts- und Nichtlinearitätsmatrix bilden die Grundlage für die Bestimmung der Admittanzmatrix (vgl. Gleichung (4-5)). Ihre Elemente werden mittels Gleichung (4-6), jedoch ohne die Bildung des Betrages, ermittelt. Die Admittanzmatrix entspricht somit betragsmäßig der Sensitivitätsmatrix. Abschließend werden alle Elemente entfernt, für die entweder keine ausreichend hohe Sensitivität oder keine hinreichend kleine Nichtlinearität festgestellt wurde.

Bestimmung der Eingangsimpedanz

Die Eingangsimpedanz wird über den Frequenzgang der an den Anschlussklemmen des Wechselrichters messbaren Impedanz ermittelt, wobei nach Betrag und Phasenwinkel unterschieden wird. Sie setzt sich zusammen aus der Impedanz des Ausgangsfilterkreises und aus dem Einfluss des Regelalgorithmus. Während die Impedanz des Ausgangsfilters als konstant angenommen werden kann, kann sich der durch die Regelung hervorgerufene Anteil ändern.

Bild 4-20 und Bild 4-21 zeigen Betrag und Phasenwinkel der gemessenen Eingangsimpedanzen für den Frequenzbereich bis 2 kHz. Im Betragsfrequenzgang ist zu erkennen, dass ein Maximum sowie ein Minimum auftreten können. Dies deutet auf eine Serien- und eine Parallelresonanz innerhalb des Ausgangsfilters hin. Hinsichtlich des Phasenfrequenzgangs ist auffällig, dass bei allen Wechselrichtern mit Ausnahme von PV 3 bei kleinen Frequenzen ein Phasenwinkel kleiner als -90° auftritt. Dies ist bei Geräten mit rein passiven Bauelementen nicht möglich. Da PVs jedoch aus aktiven leistungselektronischen Halbleitern bestehen, die über einen Regelalgorithmus angesteuert werden, ist ein solches Verhalten plausibel.

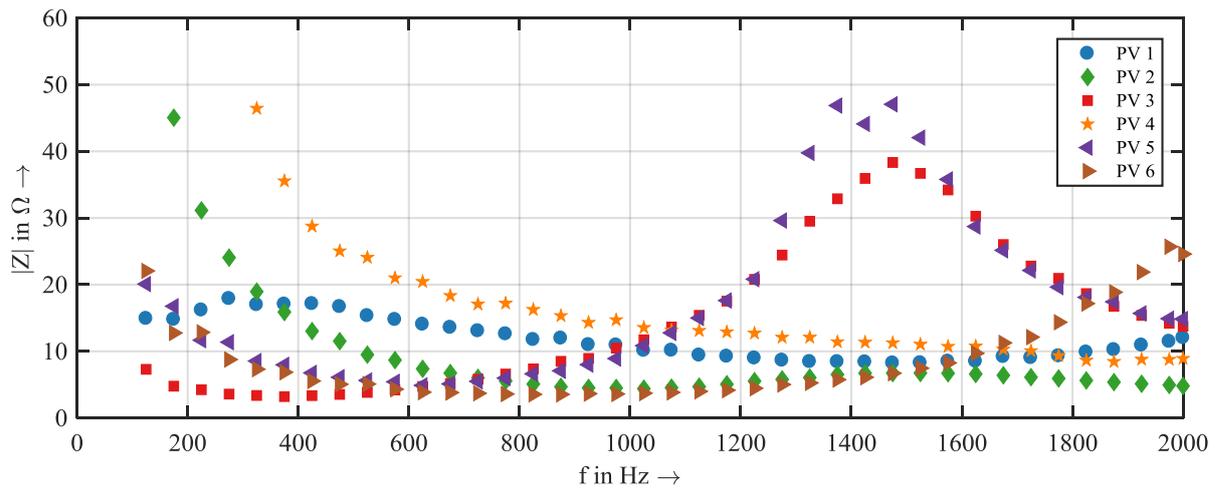


Bild 4-20: Betragfrequenzgang der Eingangsimpedanzen aller PVs für $f \leq 2$ kHz

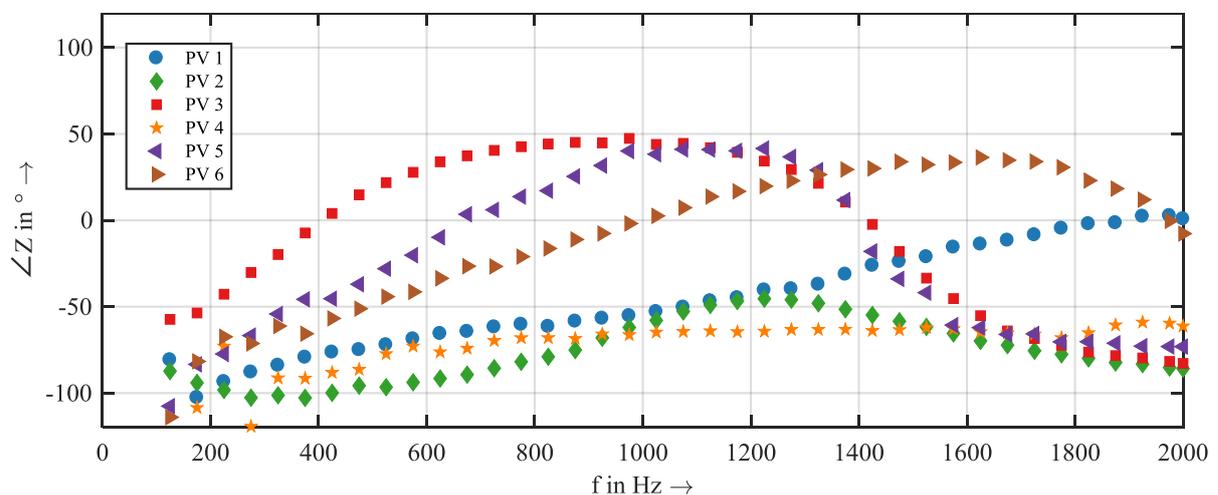


Bild 4-21: Phasenfrequenzgang der Eingangsimpedanzen aller PVs für $f \leq 2$ kHz

Basierend darauf lässt sich ein Impedanzmodell \underline{Z}_{in} entwickeln, welches nur aus passiven Elementen besteht und den Frequenzgang der Impedanz nach Betrag und Phasenwinkel nachbildet. Dazu wird die bereits in Bild 4-15 dargestellte Schaltung verwendet. Die Parametrierung der Schaltungselemente erfolgt auf Basis einer Optimierung unter Verwendung der Methode der kleinsten Fehlerquadrate. Ein Vergleich des Frequenzgangs der mittels dieser Optimierung erhaltenen Filterschaltung mit dem gemessenen Impedanzfrequenzgang ergab eine sehr gute Übereinstimmung. Lediglich im Bereich sehr kleiner Frequenzen bestehen etwas größere Abweichungen, da die dort gemessenen Phasenwinkel teilweise einer negativen Resistanz entsprechen.

Da die Eingangsimpedanz dem Kehrwert der Diagonalelemente der Admittanzmatrix (Auto-Sensitivitäten, dargestellt in Bild 4-22) entspricht, ist nach Einführung des Impedanzmodells darauf zu achten, dass dessen bei den harmonischen Frequenzen resultierende Admittanz von der Hauptdiagonalen der Admittanzmatrix abgezogen wird.

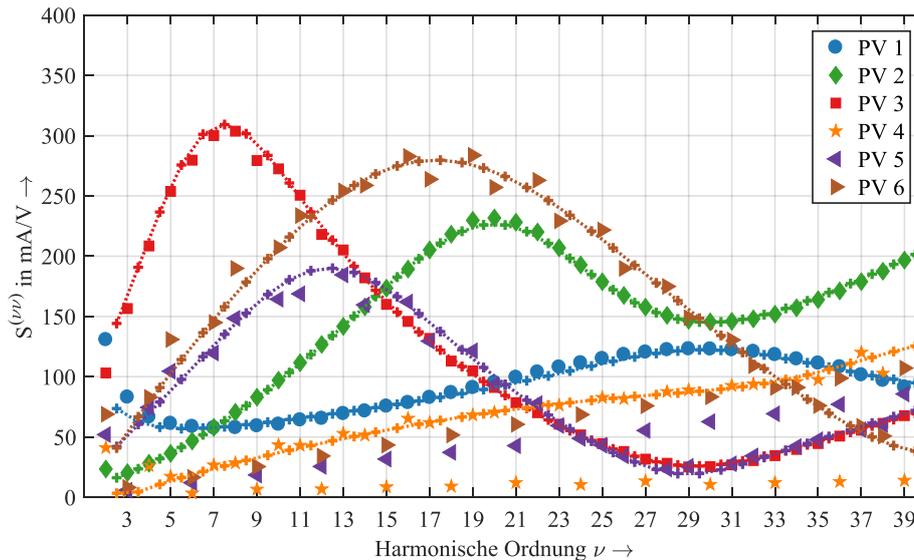


Bild 4-22: Auto-Sensitivitäten und gefittete Eingangsadmittanzen aller PVs

Modellverifikation

Das entwickelte Modell wird für die verschiedenen PVs und EVs individuell parametrisiert und auf Basis von 500 Messpunkten mit zufälliger Spannungsverzerrung (mehrere Harmonische gleichzeitig) verifiziert. Für jede Spannungsverzerrung werden mittels des Modells die Stromharmonischen berechnet. Anschließend erfolgt die Bestimmung der Abweichung zwischen den simulierten und den gemessenen Strömen. Die prozentuale Betragsabweichung berechnet sich dabei nach

$$\delta I^{(\nu)} = \frac{\left| |I_{\text{sim}}^{(\nu)}| - |I_{\text{mess}}^{(\nu)}| \right|}{|I_{\text{mess}}^{(\nu)}|} \cdot 100 \% \quad (4-8)$$

und die absolute Winkelabweichung nach

$$\Delta \varphi^{(\nu)} = \left| \varphi_{I \text{ sim}}^{(\nu)} - \varphi_{I \text{ mess}}^{(\nu)} \right| \quad (4-9)$$

Über alle 500 auf diese Weise bestimmten Abweichungen wird schließlich das 95 %-Quantil ermittelt. Die resultierenden Werte sind exemplarisch für den PV und das EV mit der jeweils höchsten Verbreitung in Deutschland in Tabelle 4-6 und Tabelle 4-7 zusammengefasst. Je nach Ordnung der Harmonischen liegt die Betragsabweichung in der Regel zwischen 10 % und 30 %, in Einzelfällen auch darüber. Hinsichtlich der Winkel sind die Abweichungen meist kleiner als 20°. Diese Aussagen können auch auf die anderen, hier nicht dargestellten PVs und EVs übertragen werden. Zwar erscheinen diese Abweichungen zunächst groß, im Vergleich mit anderen Modellierungsansätzen wie dem Konstantstromquellenmodell sind sie jedoch sehr gering. Insbesondere werden die Phasenwinkel, welche im Hinblick auf mögliche Kompensationseffekte entscheidend sind, hinreichend genau abgebildet.

Tabelle 4-6: Relative Abweichung des Betrages $\delta I^{(v)}$ in % für ein PV und ein EV

v	3	5	7	9	11	13	15	17	19
PV 1	24,7	32,9	24,5	36,4	18,6	23,3	28,3	15,4	18,5
EV 12	15,6	11,0	15,0	25,9	26,7	33,2	65,2	24,2	31,5

Tabelle 4-7: Absolute Abweichung des Winkels $\Delta\varphi^{(v)}$ in ° für ein PV und ein EV

v	3	5	7	9	11	13	15	17	19
PV 1	12,8	9,4	10,1	13,4	8,3	12,2	14,0	7,2	8,4
EV 12	7,3	8,0	13,4	17,0	22,3	20,3	73,7	17,8	20,2

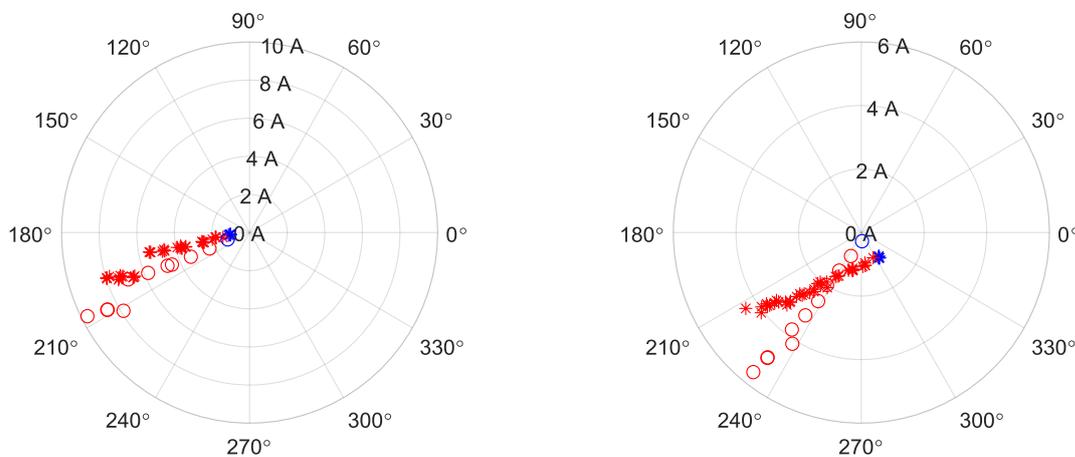
Die gute Genauigkeit der Modelle und ihre Eignung für den Einsatz in Oberschwingungssimulationen wurde auch durch eine von der Universität Edinburgh durchgeführte Verifikation bestätigt [36]. Im Vergleich zu Zeitbereichsmodellen ergab sich für verschiedene getestete Spannungsverzerrungen eine ähnliche oder sogar leicht bessere Übereinstimmung mit den Messwerten [37].

Zusätzlich zur Verifikation auf Basis von Labormessungen findet eine Verifikation mittels der durchgeführten Feldmessungen statt. Dadurch soll neben der Genauigkeit der Einzelmodelle auch die korrekte Implementierung und Funktionsweise der Kombination unterschiedlicher Modelle innerhalb der Simulationsumgebung nachgewiesen werden. Als Beispiel dazu dient das in Anhang A.1 dargestellte Netz. Es handelt sich dabei um ein städtisches Netz, in dem sich in jedem der über einen Kabelverteiler (KV) versorgten Haushalte ein EV befindet. Je zwei der insgesamt zehn Haushalte werden über einen gemeinsamen Hausanschlusskasten (HAK) versorgt. An jedem dieser somit fünf HAKs befindet sich eine Ladebox (LB), an der jeweils zwei EVs geladen werden können. Von den zehn verwendeten EVs sind sechs vom gleichen Typ, insgesamt standen vier unterschiedliche Typen zur Verfügung.

Im Rahmen der Feldstudie fand eine koordinierte Ladung statt, in der neun EVs nacheinander in die gleiche Phase zugeschaltet wurden. Gemessen wurden jeweils die Strom- und Spannungsharmonischen an den Ladeboxen, an den Hausanschlusskästen sowie die Summe aller Haushalte am Kabelverteiler und am Transformator. Das vorliegende Netz wurde mittels der Simulationssoftware DIgSILENT PowerFactory unter Verwendung der vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellten Netzdaten nachgebildet. An den HAKs wurden die für die EVs entwickelten Modelle angeschlossen. Für die Haushalte kam ebenfalls das entsprechende Modell (vgl. Abschnitt 4.2.4) zum Einsatz. Die anschließende Simulation zielte darauf ab, den Vorgang der koordinierten Ladung abzubilden.

Bild 4-23 zeigt den Einfluss einer zunehmenden Anzahl von EVs auf die 3. und 5. Stromharmonische am Kabelverteiler, wobei die gemessenen Werte (Sternchen) zusammen mit den simulierten (Kreise) in je einem Diagramm dargestellt sind. Der Zustand kurz vor der Zuschaltung des ersten EVs ist blau gekennzeichnet und beschreibt somit die Emission der zehn Haushalte. Zu erkennen ist, dass der Vorgang der schrittweisen Zuschaltung der EVs mit geringen Abweichungen gut nachgebildet wird. Es gibt geringe Abweichungen der Phasenwinkel für sowohl die Spannungs- als auch die Stromharmonischen, welche hauptsächlich auf Ungenauigkeiten bei der Nachbildung der Vorverzerrung des übergeordneten Netzes sowie

auf Abweichungen bei der Modellierung der anderen am Transformator angeschlossenen Lasten zurückzuführen sind. Bereits geringe Unterschiede beispielsweise im Phasenwinkel der bereits existierenden 5. Spannungsharmonischen im Netz können zu deutlich anderen Werten der 5. Stromharmonischen der EVs führen.



a 3. Stromharmonische

b 5. Stromharmonische

Bild 4-23: Änderung der 3. bzw. 5. Stromharmonischen (am Kabelverteiler) während der schrittweisen Zuschaltung von neun EVs in die gleiche Phase (Sternchen: Messung, Kreise: Simulation, blau: nur Haushalte)

Die Abweichungen in Betrag und Phasenwinkel sind ähnlich zu denen der Labormessungen (vgl. Tabelle 4-6 und Tabelle 4-7). Dies gilt auch für die anderen, hier nicht dargestellten harmonischen Ordnungen. Die entwickelten Modelle sind daher für Netzsimulationen einsetzbar. Dies bezieht sich auch auf die Modelle für die PVs, da sich diese nur durch ihre Modellparameter von den EVs unterscheiden.

4.2.4 Aggregierte Basislast

Die Modellierung der aggregierten Basislast erfolgt durch Auswertung von umfangreichen Netzmessungen einzelner Haushalte, die im Rahmen des Forschungsprojekts (u.a. in Kooperation mit dem Projekt INTELLAN) durchgeführt wurden. Die Messungen haben bestätigt, dass die zeitlichen Verläufe von Betrag und Phasenlage der Stromharmonischen einzelner Haushalte eine starke stochastische Komponente aufweisen, welche u. a. durch Anzahl und Art der vorhandenen elektrischen Geräte sowie durch die Nutzungszeiten und Nutzungshäufigkeiten dieser Geräte bedingt ist.

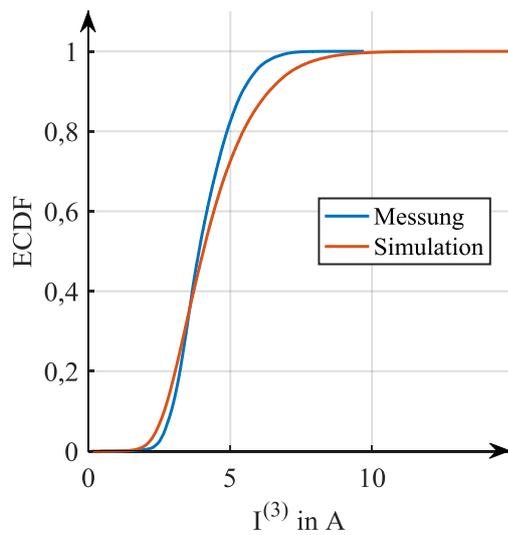
Aufgrund dieses Zufallscharakters wird ein wahrscheinlichkeitsbasierter Modellansatz gewählt. Dieser beschreibt für jede Stromharmonische (ungeradzahlige Harmonische bis zur 19. Ordnung) Betrag und Phasenwinkel durch Häufigkeitsverteilungen. Um die Unterschiede zwischen verschiedenen Tageszeiten und Wochentagen zu berücksichtigen, werden individuelle Verteilungsfunktionen separat für jede Stunde eines Tages und getrennt für Werktag und Wochenende bestimmt. Die Häufigkeitsverteilung der Beträge der Stromharmonischen kann mit guter Näherung mittels einer logarithmischen Normalverteilung modelliert werden. Die

Verteilungsfunktion der Phasenwinkel der Stromharmonischen ist von deren Effektivwert abhängig. Liegt der Betrag unterhalb eines bestimmten Schwellwertes, wird der Phasenwinkel als gleichverteilt (über den gesamten Wertebereich) angenommen. Oberhalb dieses Schwellwerts lässt sich meist ein ausgeprägter Vorzugswinkel erkennen, der mit einer Student-t-Verteilung modelliert wird.

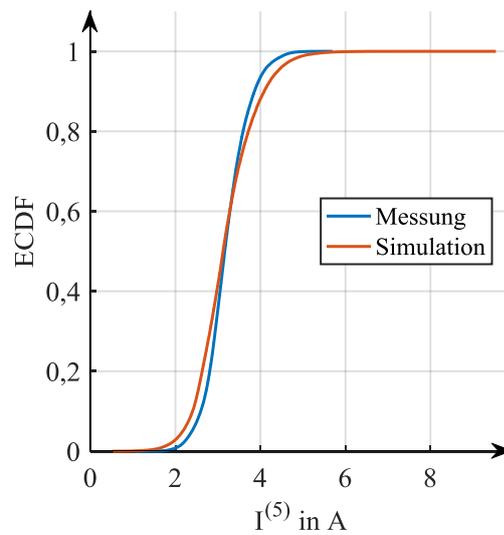
Die Parametrierung der Verteilungsfunktionen des Modells erfolgt auf Basis aller vorhandenen Haushaltsmessungen. Aus den Erfahrungen aus verschiedenen Netzmessungen ist jedoch bekannt, dass die Oberschwingungsemission der Gesamtzahl aller Haushalte in einem Netz nicht durch eine einfache Summation der Emission der einzelnen Haushalte bestimmt werden kann. Dies lässt sich vor allem mit der gegenüber einem Einzelhaushalt erhöhten Diversität hinsichtlich der Gerätetypen und der Gerätenutzung erklären. Zur korrekten Bestimmung der Gesamtemission wird deshalb eine Skalierungsfunktion eingeführt. Diese wird so gewählt, dass Ströme geringen Betrags deutlich häufiger und Ströme hohen Betrags deutlich seltener auftreten, als dies bei der Betrachtung nur eines einzelnen Haushalts der Fall ist. Diese Skalierungsfunktion ist von der Anzahl der Haushalte abhängig und wird für jede Oberschwingungsordnung mittels der Daten aus [26] in einem Optimierungsverfahren parametrisiert.

Diese Daten werden auch für die anschließende Verifikation des Modells verwendet. Für jedes der gemessenen NS-Netze werden für jeden der Haushalte innerhalb des jeweiligen Netzes und für die gesamte erfasste Zeitdauer (z.B. zwei Wochen) mit dem entwickelten Oberschwingungsmodell die Stromharmonischen ermittelt. Die so erhaltenen Ströme der Einzelhaushalte werden anschließend aufsummiert und die entwickelte Skalierungsfunktion auf die Summe angewendet. Für alle so bestimmten Stromharmonischen werden für den gesamten Zeitbereich und für die drei Phasen die Häufigkeitsverteilungen bestimmt. Die kumulierte Häufigkeitsverteilung (Summenhäufigkeit) der berechneten Stromharmonischen lässt sich damit mit der der gemessenen Stromharmonischen vergleichen. In Bild 4-24 sind für ein beispielhaft ausgewähltes Netz mit insgesamt 63 Haushalten die simulierten und die gemessenen Summenhäufigkeiten für die 3. und 5. Stromharmonische dargestellt.

Wie zu erkennen ist, stimmen die kumulierten Häufigkeitsverteilungen von Messung und Simulation sowohl für die 3. als auch für die 5. Stromharmonische gut überein. Bei anderen Harmonischen bzw. in anderen Netzen treten teilweise etwas größere Abweichungen auf, welche im Allgemeinen aber unterschiedliche Vorzeichen haben. Diese lassen sich nicht vollständig vermeiden, da es sich um ein probabilistisches Modell handelt und die Diversität zwischen verschiedenen Haushalten sehr groß sein kann. Beispielsweise gibt es sowohl Netze, in denen die aufsummierten Stromharmonischen immer oberhalb der simulierten liegen als auch Netze, in denen es sich genau umgekehrt verhält. Das vorgestellte Oberschwingungsmodell besitzt jedoch den Anspruch, dass es im Mittel für eine Vielzahl unterschiedlicher Netze realistische Werte liefert, welche weder als generell zu klein noch als generell zu groß anzusehen sind.



a 3. Stromharmonische



b 5. Stromharmonische

Bild 4-24: Summenhäufigkeit von Stromharmonischen an der Transformatorstation eines beispielhaft ausgewählten NS-Netzes mit 63 Haushalten

In ähnlicher Weise wie bei den PVs und den EVs ist auch bei den Haushalten ein Impedanzmodell zur korrekten Nachbildung der frequenzabhängigen Netzimpedanz innerhalb der Simulationsumgebung erforderlich. Insbesondere für Simulationen, in denen ausschließlich nur Haushaltslasten oder nur sehr wenige PVs bzw. EVs vorhanden sind, ist diese Impedanz von großer Bedeutung. Basierend auf [38] wird von der in Bild 4-25 dargestellten Schaltung zur Nachbildung des Impedanzfrequenzgangs eines Haushalts ausgegangen.

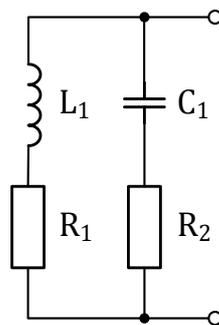


Bild 4-25: Impedanzmodell eines Haushalts

4.3 Höherfrequente Verzerrung

Die Simulation der höherfrequenten Emission wird nur auf den Anschlusspunkt des emittierenden Gerätes beschränkt. Aus diesem Grund entfällt die individuelle Betrachtung des übergeordneten Netzes und des Niederspannungsnetzes und es wird die aggregierte Impedanz des Netzes am Anschlusspunkt betrachtet, welche durch das Netz sowie weitere, parallel betriebene Geräte bestimmt wird. Da alle Modelle und Simulationen nur einphasig erfolgen, wird zur besseren Unterscheidung von der (dreiphasigen) Netzimpedanz im folgenden Kapitel der Begriff Netzschleifenimpedanz verwendet, welche die Impedanz zwischen Leiter und Neutralleiter repräsentiert.

4.3.1 Allgemeiner Modellierungsansatz

Die eingesetzten, leistungselektronischen Schaltungen von EV und PV weisen eine sehr große Diversität bezüglich der eingesetzten Schaltungstopologien auf. Grundsätzlich können sie jedoch in zwei Klassen unterschieden werden:

1. Geräte mit schmalbandiger Emission (meist Pulsweitenmodulation (PWM))
2. Geräte mit breitbandiger Emission (andere Technologien mit aktiver Leistungsfaktor-korrektur)

Bei Wechselrichtern wird heute in der Regel ein Vier-Quadranten-Steller mit Pulsweitenmodulation eingesetzt. Die verschiedenen Schaltungstopologien unterscheiden sich im Wesentlichen darin, ob eine galvanische Trennung der Wechselspannungsseite von der Gleichspannungsseite vorliegt und wie diese Trennung ausgeführt ist. Diese Unterschiede beeinflussen das Emissionsverhalten im Detail und deren Abhängigkeiten, jedoch nicht die Bandbreite der höherfrequenten Emission.

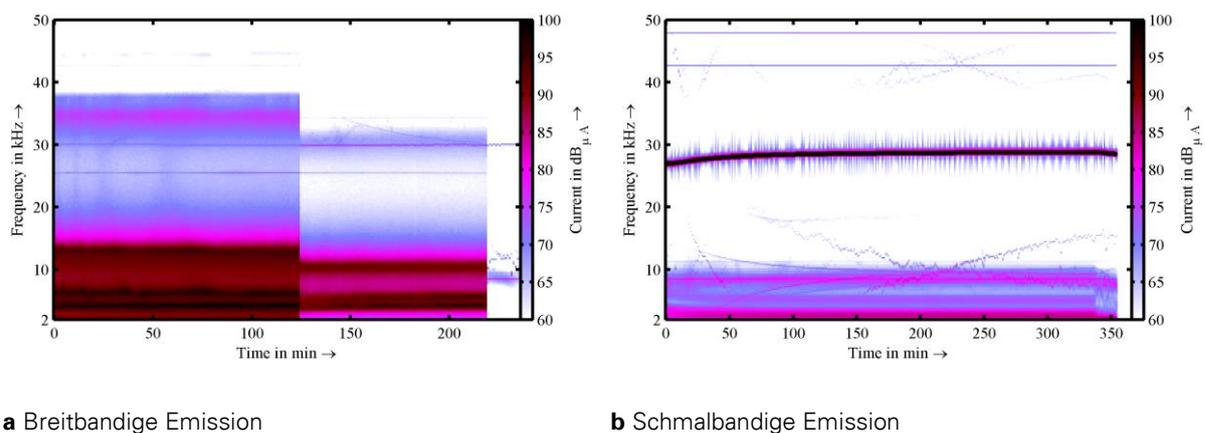


Bild 4-26: Spektrogramme des Ladestromes von zwei verschiedenen Elektrofahrzeugen mit unterschiedlichen Schaltungstopologien

Bei Ladegleichrichtern mit breitbandiger Emission ist keine einzelne Frequenz mit hoher Emission identifizierbar. Die Emission erstreckt sich über weite Teile des höherfrequenten Bereichs. Hingegen treten bei Ladegleichrichtern mit schmalbandiger Emission mehrere einzelne Spektrallinien oder schmale Bereiche (typisch <math>< 1\text{ kHz}</math> Bandbreite) mit hoher Emission hervor, während das restliche Spektrum oberhalb von 2 kHz nur eine geringe Verzerrung aufweist.

Das Bild 4-26 zeigt beispielhaft Spektrogramme der netzseitigen Ströme von EVs mit breit- und schmalbandiger Emission.

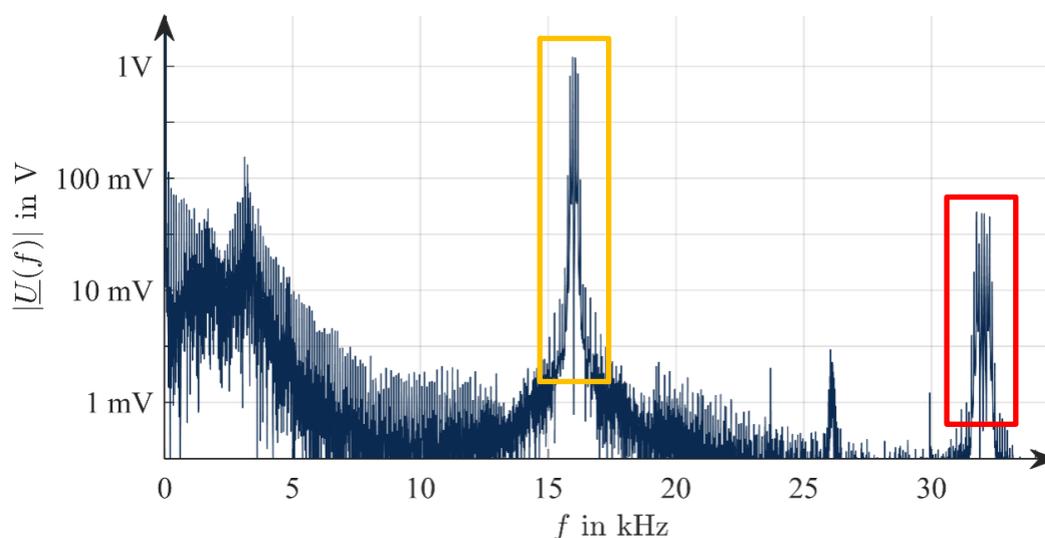


Bild 4-27: Spektrum der Spannung am Anschlusspunkt eines Photovoltaik-Wechselrichters (Ordinate logarithmisch geteilt), erstes Emissionsband bei 16 kHz orange und zweites Emissionsband bei 32 kHz rot

Durch das periodische Schalten entstehen im Spektrum des Stromes Anteile bei ganzzahligen Vielfachen der Schaltfrequenz. Diese werden jeweils als ν -tes Emissionsband der Spannung (Symbol $U^{B\nu}$) und des Stromes (Symbol $I^{B\nu}$) bezeichnet. Das Bild 4-27 zeigt exemplarisch die Spannung am Anschlusspunkt (point of connection, POC) eines PV und die beschriebenen Anteile bei dessen Schaltfrequenz bei 16 kHz (1. Emissionsband) und bei 32 kHz (2. Emissionsband). Bei einphasigen Geräten ist in der Regel das erste Emissionsband dominierend und alle weiteren Emissionsbänder können meist für die Bewertung vernachlässigt werden.

Um die Emission zusammenzufassen, wird ein Band mit der Bandbreite B um die Schaltfrequenz f_s (erstes Emissionsband) gebildet. Dieser Wert entspricht dem Effektivwert des Stromes oder der Spannung innerhalb dieses schmalen Frequenzabschnitts. Die Bandbreite muss dabei so groß sein, dass möglichst die gesamte Energie der Emission erfasst wird. Gleichzeitig muss sie möglichst gering sein, um die erfasste Rauschleistung und damit den Messfehler zu minimieren. In [9] wird gezeigt, dass mit einer Bandbreite von 800 Hz mehr als 99 % der Leistung der Emission von Geräten mit einphasiger PWM erfasst wird. Zur Bestimmung des 1. Emissionsbandes der Spannung und des Stromes werden deshalb die folgenden Gleichungen verwendet.

$$U^{B1} = \sqrt{\sum_{f=f_s-395 \text{ Hz}}^{f_s+400 \text{ Hz}} |\underline{U}(f)|^2} \quad (4-10)$$

$$I^{B1} = \sqrt{\sum_{f=f_s-395 \text{ Hz}}^{f_s+400 \text{ Hz}} |\underline{I}(f)|^2} \quad (4-11)$$

Im Folgenden beziehen sich alle Angaben zu höherfrequenter Emission stets auf diese Berechnungsvorschrift.

Bei dreiphasigen Geräten können die höheren Emissionsbänder ebenfalls einen bedeutenden Anteil zur höherfrequenten Emission beitragen. In diesem Fall muss das hier vorgestellte Vorgehen (Messung, Modellierung, Simulation) für jedes der Emissionsbänder individuell durchgeführt und die Ergebnisse insgesamt bewertet werden.

Für breitbandige Emission ist eine Modellierung im Frequenzbereich praktisch nur schwer und mit großen Unsicherheiten möglich, da alle Impedanzen (Netzimpedanz am Anschlusspunkt bestehend aus Netzbetriebsmitteln und allen parallel betriebenen Geräten) frequenzabhängig sind (vgl. Abschnitte 4.3.2 und 4.3.5), jedoch aufgrund der breitbandigen Charakteristik der Emission keine Mittenfrequenz bestimmt werden kann und somit eine eindeutige Angabe der Impedanz nicht möglich ist. Aus diesem Grund wird die Modellbildung und die anschließende Simulation ausschließlich für Gleich- und Wechselrichter mit schmalbandiger Emission durchgeführt.

Als allgemeiner Modellansatz wird das Helmholtz-Äquivalent des emittierenden Gerätes und des Netzes verwendet. Dabei wird zwischen einem Quellen- und einem Senkenmodell unterschieden. Diese zwei Modellansätze sind im Bild 4-28 dargestellt.

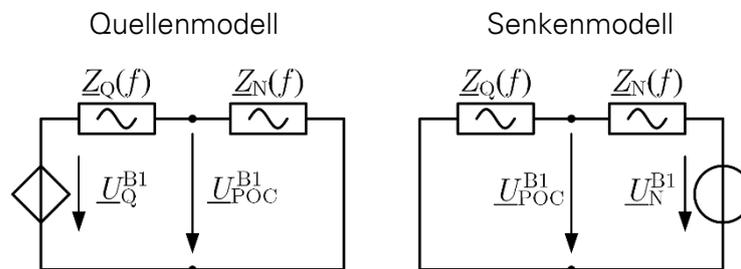


Bild 4-28: Allgemeiner Ansatz für die Modellierung höherfrequenter Emission mittels Quellen- und Senkenmodell (jeweils links das betrachtete Gerät, rechts das Niederspannungsnetz)

Das Quellenmodell beschränkt sich ausschließlich auf die Schaltfrequenz. Es besteht aus einer gesteuerten Spannungsquelle \underline{U}_Q^{B1} , welche von mehreren Parametern abhängig sein kann, und einer komplexen Quellenimpedanz $\underline{Z}_Q(f)$. Zu den Abhängigkeiten gehören grundsätzlich alle Parameter, welche sich betriebsbedingt ändern können. Beispiele dafür sind die Spannungsverzerrung, die Netzfrequenz, Gleichspannung und –strom der Photovoltaik-Module oder die Höhe der Grundschwingung der Netzspannung. In der Regel ist die Schaltfrequenz und somit die Frequenz der Spannungsquelle konstant, sie kann jedoch auch variieren.

Das Senkenmodell besteht nur aus der Senkenimpedanz bei der betrachteten Frequenz. Diese ist nach der Theorie von Helmholtz mit der Quellenimpedanz $\underline{Z}_Q(f)$ identisch.

Das Quellen- und das Senkenmodell eines Gerätes wird an einen Netzknoten angeschlossen, welcher selbst aus der Netzschleifenimpedanz $\underline{Z}_N(f)$ und optional aus einer Vorverzerrung bei der entsprechenden Frequenz \underline{U}_N^{B1} besteht. Die Vorverzerrung wird im Folgenden jedoch stets vernachlässigt.

Für die Modellierung wird angenommen, dass die Emission bei einer bestimmten Frequenz (Schaltfrequenz f_s) nur durch ein einzelnes Gerät erfolgt, da selbst Geräte vom gleichen Typ aufgrund von Bauelementtoleranzen leicht unterschiedliche Emissionsfrequenzen aufweisen, und deshalb asynchron sind. Sollten sich die Emissionsbänder mehrerer Geräte überlappen, so kann aus den einzelnen Effektivwerten ein Gesamteffektivwert bestimmt werden, der alle einzelnen Beiträge in dem Frequenzbereich zusammenfasst (siehe auch Abschnitt 6.4.1).

Durch die vielen Abhängigkeiten ist die Erstellung eines solchen Modells relativ aufwendig, da alle möglichen Variationen von Betriebsparametern detailliert und strukturiert gemessen werden müssen. Viele Abhängigkeiten können am Ende vernachlässigt werden, eine allgemeine Aussage zu den Abhängigkeiten lässt sich nach dem bisherigen Kenntnisstand im Vorfeld jedoch nicht treffen (siehe auch Tabelle 4-9).

4.3.2 Netzschleifenimpedanzen am Anschlusspunkt

Für die höherfrequente Emission von einphasigen Geräten ist die Impedanz des Außenleiters, des Neutralleiters, des Erdreichs und der Erdungsanlagen, sowie die induktive und kapazitive Kopplung zwischen diesen, die Impedanz des Transformators und aller am Netz angeschlossenen Geräte wirksam. Die am Anschlusspunkt zwischen dem Außenleiter und dem Neutralleiter als Überlagerung aller dieser Effekte messbare Impedanz wird als Netzschleifenimpedanz bezeichnet. Die Netzschleifenimpedanz ist grundsätzlich frequenzabhängig und ständigen Fluktuationen durch Laständerungen unterworfen.

In [39] wurden insgesamt über 1300 Impedanzmessungen an 20 verschiedenen Messorten in Deutschland ausgewertet. Das Bild 4-29 zeigt die Quantile der gemessenen Impedanzen bis 20 kHz. Bei 16 kHz werden bis zu 13Ω erreicht. Das Minimum liegt bei etwa $0,5 \Omega$, was wahrscheinlich direkt an der Niederspannungssammelschiene eines Transformators erreicht wird. Der Median liegt bei etwa 3Ω . Leider gehen aus dieser Veröffentlichung keine Daten oberhalb von 20 kHz hervor, weshalb die Ergebnisse für die Simulation der Emission des Elektrofahrzeugs nicht geeignet sind.

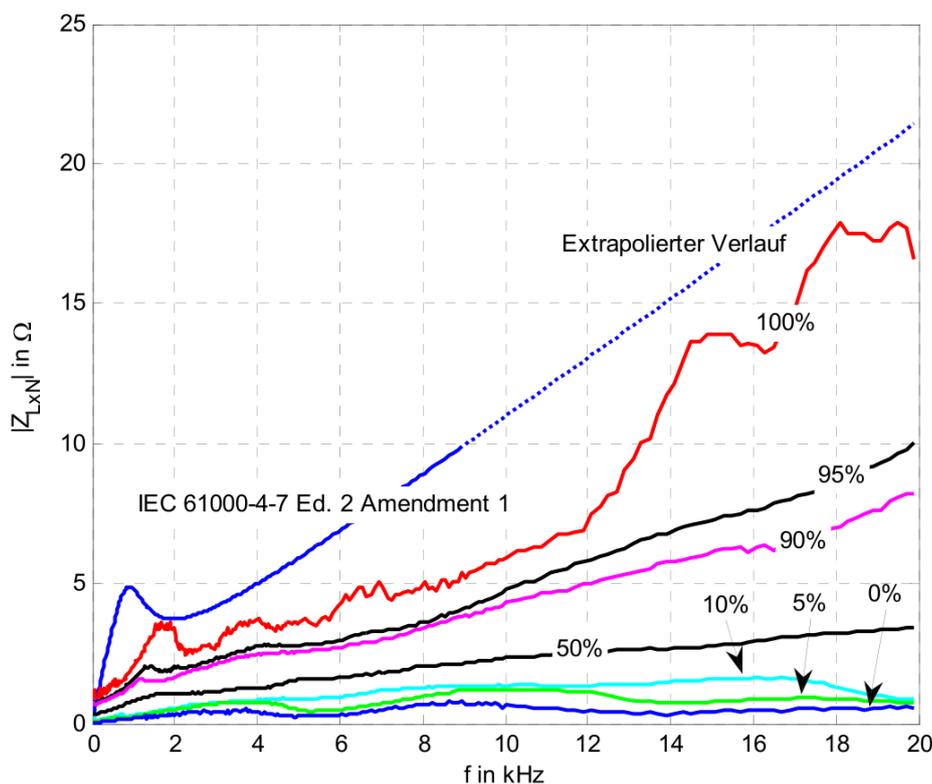
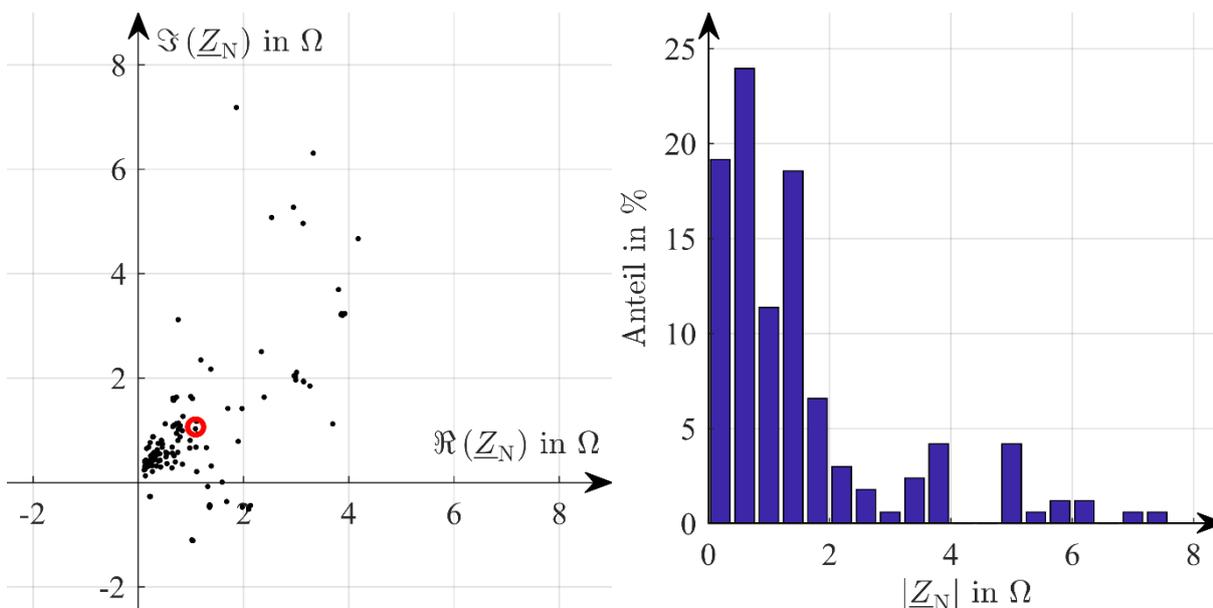


Bild 4-29: Quantile der Verläufe der Impedanzbeträge an über 1300 verschiedenen Messpunkten in öffentlichen Niederspannungsnetzen, aus [39]

Am Lehrstuhl wurden vor und während des Projektes diverse Netzschleifenimpedanzmessungen in öffentlichen Niederspannungsnetzen durchgeführt, wobei auch Frequenzen deutlich oberhalb von 20 kHz gemessen wurden. Dabei handelt es sich überwiegend um Netze mit Wohn- und gemischter Bebauung. Analog zu dem Verfahren in [26] wurde ein Schwerpunkt der Impedanzen Z_C bestimmt mit

$$\underline{Z}_C(f) = \frac{1}{N} \sum_{n=1}^N \underline{Z}_n(f). \tag{4-12}$$

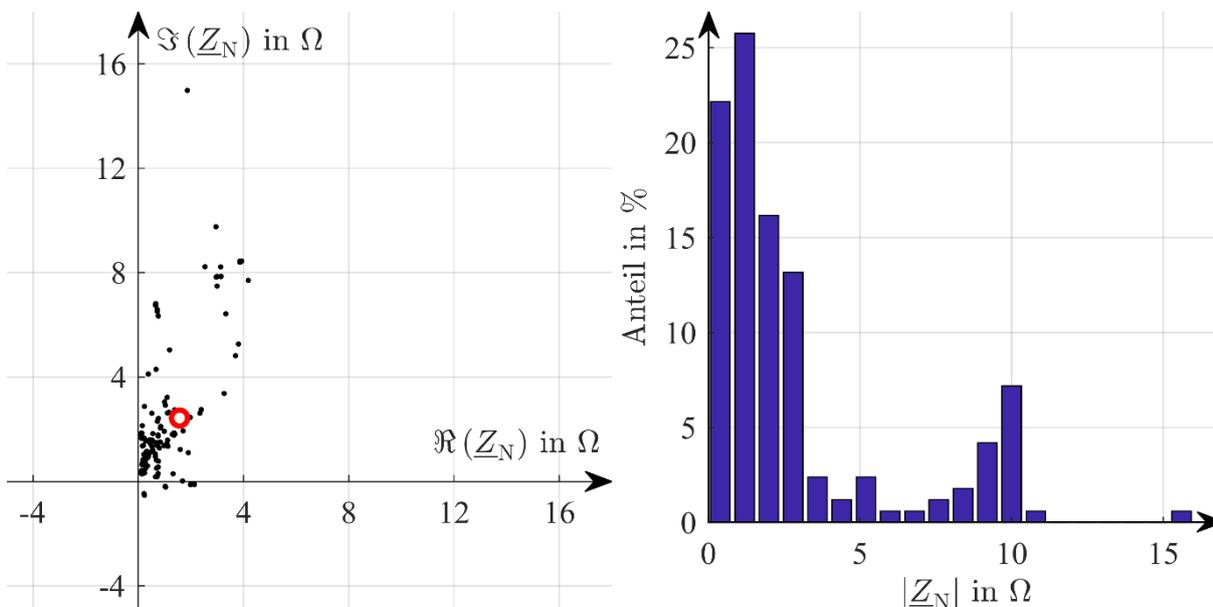
Alle komplexen Impedanzen bei 16 kHz und 35 kHz sind im Bild 4-30 und Bild 4-31 mit ihren jeweiligen Impedanzschwerpunkten \underline{Z}_C und mit den Histogrammen ihrer Beträge dargestellt. Die Schwerpunkte sind $1,5 \Omega \angle 43^\circ$ bei 16 kHz und $2,9 \Omega \angle 56^\circ$ bei 35 kHz.



a Übersicht aller komplexen Impedanzen

b Histogramm der Impedanzbeträge

Bild 4-30: Ergebnisse aller bisher vom Institut durchgeführten Impedanzmessungen, Auswahl für 16 kHz



a Übersicht aller komplexen Impedanzen

b Histogramm der Impedanzbeträge

Bild 4-31: Ergebnisse aller bisher vom Institut durchgeführten Impedanzmessungen, Auswahl für 35 kHz

Von 167 Messungen lagen bei 16 kHz 150 Ergebnisse im ersten und 17 Ergebnisse im vierten Quadranten. Bei 35 kHz waren es 159 im ersten und 8 im vierten Quadranten.

Diese Impedanzen werden im Abschnitt 6.4.2 für die Simulationen verwendet.

4.3.3 Photovoltaik-Wechselrichter

Insgesamt wurden während der Projektlaufzeit detaillierte Modelle für drei PVs erstellt, wovon ein Modell im Folgenden detailliert vorgestellt wird. Am Ende des Abschnitts erfolgt ein qualitativer Vergleich der drei Modelle miteinander.

Referenzbetriebspunkt

Für die Bestimmung der Modellparameter wurde ein Referenzbetriebspunkt festgelegt, der Ausgangspunkt für die Variation der Betriebsgrößen ist. Die Referenzbedingungen sind in der Tabelle 4-8 angegeben.

Tabelle 4-8: Referenzbedingungen für die Parameteridentifikation

Parameter	Wert	Einheit
$U_{\text{POC}}^{(1)}$	230	V
$U_{\text{POC}}^{(v)}$ für $v > 1$	0	V
U_{DC}	300	V
P_{POC}	2,3	kW
$Z_{\text{LN}}(50 \text{ Hz})$	$0,4+0,25j$	Ω
f_{N}	50	Hz

Quellenimpedanz

Einer der wichtigsten Parameter des Modells ist die Quellenimpedanz, welche sowohl im Quellen- wie auch im Senkenmodell verwendet wird. Zur Messung wird netzseitig eine höherfrequente Spannung mit diskret ansteigender Frequenz aufgeprägt und der sich bei der entsprechenden Frequenz ergebende Strom gemessen. Die aus den komplexen Zeigern der

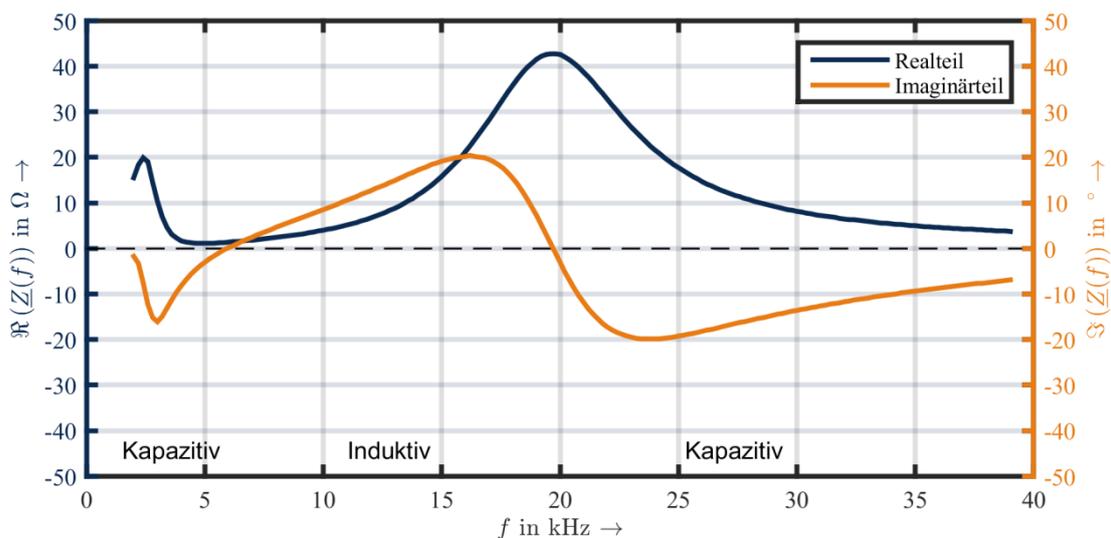


Bild 4-32: Quellenimpedanz des modellierten Wechselrichters in Abhängigkeit von der Frequenz, getrennt nach Real- und Imaginärteil

Spannung und des Stromes bei der jeweils aufgeprägten Frequenz berechnete frequenzabhängige Impedanz ist im Bild 4-32 dargestellt. Sie weist mehrere ausgeprägte Resonanzen auf und unterscheidet sich für verschiedene PVs sehr deutlich. Abschnittsweise zeigt sich abwechselnd ein kapazitives oder induktives Verhalten. Ein R-L oder R-C-Netzwerk ist dazu geeignet, das Verhalten des Wechselrichters bei einer bestimmten Frequenz zu beschreiben. Allgemeingültig für alle Frequenzen ist dieser Ansatz jedoch nicht.

Quellenspannung unter Referenzbedingungen

Die Höhe der Quellenspannung lässt sich grundsätzlich über zwei Arten bestimmen: entweder durch Berechnung über den Spannungsteiler in einem bekannten Betriebszustand oder durch Variation der Netzimpedanz.

Die schnellere und universellere Methode ist die Berechnung über den Spannungsteiler. Die Gleichung für die Berechnung der höherfrequenten Spannung am Anschlusspunkt $U_{\text{POC}}^{\text{B1}}$ lautet nach dem Ersatzschaltbild in Bild 4-28

$$U_{\text{POC}}^{\text{B1}} = U_{\text{Q}}^{\text{B1}} \cdot \left| \frac{\underline{Z}_{\text{N}}(f_s)}{\underline{Z}_{\text{N}}(f_s) + \underline{Z}_{\text{Q}}(f_s)} \right| \quad (4-13)$$

Diese kann für den Referenzbetriebspunkt nach der Quellenspannung umgestellt werden.

$$U_{\text{Q ref}}^{\text{B1}} = U_{\text{POC ref}}^{\text{B1}} \cdot \left| \frac{\underline{Z}_{\text{N}}(f_s) + \underline{Z}_{\text{Q}}(f_s)}{\underline{Z}_{\text{N}}(f_s)} \right| \quad (4-14)$$

Sind alle Impedanzen bekannt, so kann mit der Gleichung (4-14) die Quellenspannung berechnet werden.

Voraussetzung für das Verfahren mittels Variation der Netzimpedanz ist, dass die Geräteimpedanz und die Netzimpedanz einen ähnlichen oder besser identischen Winkel aufweisen und der Betrag der Geräteimpedanz innerhalb des Variationsbereichs der Netzimpedanz liegt. Diese Bedingungen ist für diesen PV erfüllt. Das Bild 4-33 zeigt die höherfrequente Spannung

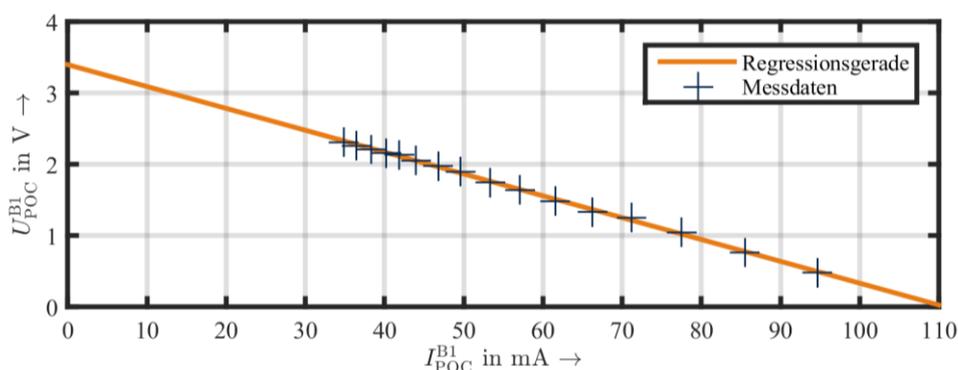


Bild 4-33: Abhängigkeit der Spannung und des Stromes im ersten Emissionsband am Anschlusspunkt von der Netzimpedanz

als Funktion des höherfrequenten Stromes am Anschlusspunkt des Wechselrichters für verschiedene Netzschleifenimpedanzen. Durch lineare Regression lassen sich hiermit die Leerlaufspannung (Quellenspannung) und der Kurzschlussstrom der Emissionsquelle bestimmen. Für den Referenzbetriebspunkt des Wechselrichters wurde mit beiden Verfahren eine Quellenspannung in Höhe von

$$U_{Q\text{ref}}^{B1} = 3,35 \text{ V} \quad (4-15)$$

bestimmt.

Abhängigkeit von der Gleich- und Wechselspannung

Im nächsten Schritt wurde die Abhängigkeit der Quellenspannung von der Höhe der Gleichspannung U_{DC} und der Grundschwungung am Wechselrichteranschlusspunkt $U_{POC}^{(1)}$ analysiert. Beide Größen wurden im Rahmen der zulässigen Betriebsgrenzen

$$207 \text{ V} \leq U_{POC\text{max}}^{(1)} \leq 253 \text{ V} \quad (4-16)$$

$$175 \text{ V} \leq U_{DC\text{max}} \leq 500 \text{ V} \quad (4-17)$$

variiert. Die relative Änderung der Spannung im ersten Emissionsband

$$\delta U_{POC}^{B1}(U_{POC}^{(1)}, U_{DC}) = \left(\frac{U_{POC}^{B1}}{U_{POC\text{ref}}^{B1}} - 1 \right) \cdot 100\% \quad (4-18)$$

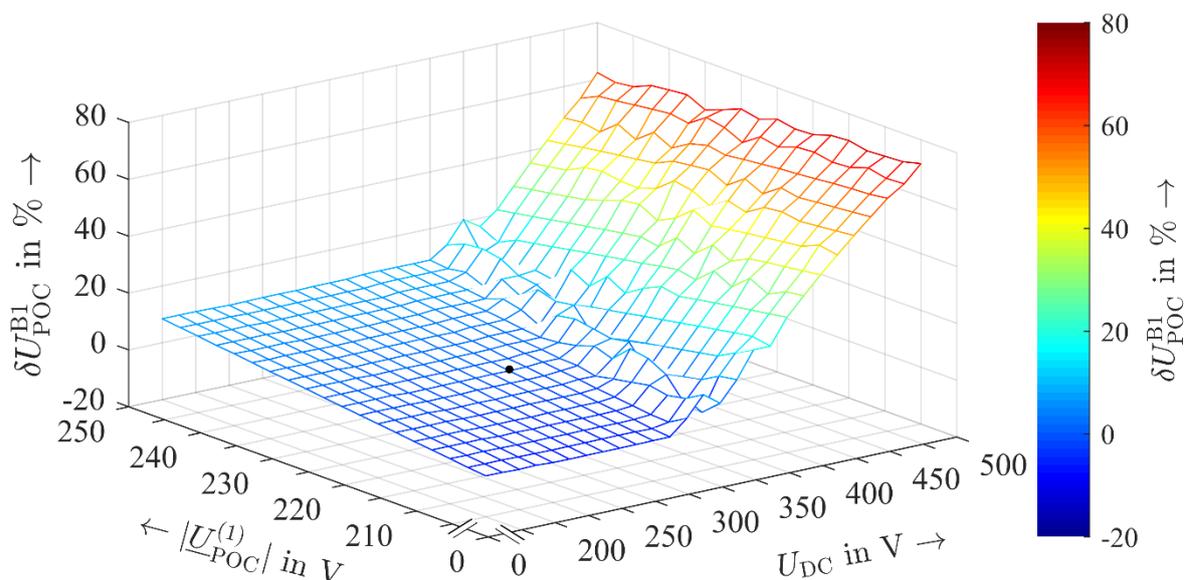


Bild 4-34: Relative Änderung der höherfrequenten Emission in Abhängigkeit von der Gleichspannung und Höhe der Grundschwungung am Wechselrichteranschlusspunkt, Referenzbetriebspunkt hervorgehoben

ist im Bild 4-34 dargestellt. Bei niedrigen Gleichspannungen ist die Emission unabhängig von der Gleichspannung, da der interne Hochsetzsteller die Zwischenkreisspannung auf einem Mindestwert hält. Die Höhe dieser erforderlichen Zwischenkreisspannung ist von der Höhe der Netzspannung abhängig, woraus sich der direkte Zusammenhang der höherfrequenten Emission von der Spannung am Anschlusspunkt in diesem Bereich ergibt.

Bei großen Gleichspannungen ist der Hochsetzsteller inaktiv und es zeigt sich eine sehr große Abhängigkeit von der Gleichspannung. Der Zusammenhang kann aus der analytischen Berechnung des Spektrums der Pulsweitenmodulation in [40] (Gleichung (4.8), Seite 162) gut vorhergesagt werden, worauf hier verzichtet wird. Die Abhängigkeit von der Wechselspannung kehrt sich um, sodass eine zunehmende Wechselspannung nun zu einer Reduktion der höherfrequenten Emission führt. Die Abhängigkeit bleibt jedoch relativ gering.

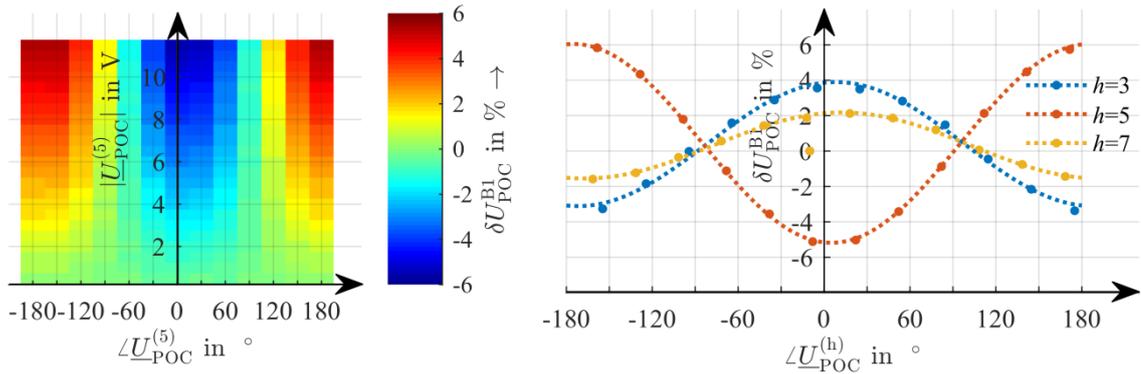
Die zwei Bereiche werden durch Ebenengleichungen $E_1 = f(U_{\text{POC}1}^{\text{B1}}, U_{\text{POC}}^{(1)}, U_{\text{DC}})$ und $E_2 = f(U_{\text{POC}2}^{\text{B1}}, U_{\text{POC}}^{(1)}, U_{\text{DC}})$ nachgebildet, welche jeweils in einem der zwei Betriebsbereiche gelten. Diese werden nach der Höhe der höherfrequenten Spannung am Anschlusspunkt $U_{\text{POC}1}^{\text{B1}}$ und $U_{\text{POC}2}^{\text{B1}}$ umgestellt und gehen als proportionale Abhängigkeit in das Gesamtmodell ein.

Weitere Abhängigkeiten

Außerdem wurde die Abhängigkeit von der Netzfrequenz, von der Wirkleistungsabgabe und von der Spannungsverzerrung am Anschlusspunkt untersucht. Die entsprechenden Ergebnisse werden im Folgenden vorgestellt.

Das Bild 4-35 zeigt die relative Änderung der höherfrequenten Emission in Abhängigkeit von Betrag und Winkel der 5. Spannungsharmonischen am Anschlusspunkt. Die höherfrequente Emission nimmt linear mit dem Betrag zu und ist sinusförmig vom Winkel abhängig. Unterschiedliche Harmonische haben dabei unterschiedlich starke Abhängigkeiten und Maxima bei unterschiedlichen Winkeln. Insgesamt hat sich gezeigt, dass die größte Zunahme der Emission bei abgeflachter Netzspannung auftritt, was typisch für NS-Netze mit Haushalts- und Bürolasten ist. Die größte Reduktion der Emission wird bei spitzer Netzspannung erreicht, was typisch für Industrienetze mit 6-Puls-Gleichrichtern ist.

Insgesamt ist der Einfluss der Spannungsverzerrung auf die höherfrequente Emission jedoch relativ klein. Im Rahmen der Grenzwerte der EN 50160 ist eine relative Änderung von weniger als $\pm 10\%$ zu erwarten, weshalb diese vernachlässigt werden kann.



a Abhängigkeit von der 5. Harmonischen

b Abhängigkeit vom Winkel mehrerer Harmonischen

Bild 4-35: Relative Änderung der höherfrequenten Emission in Abhängigkeit von der niederfrequenten Verzerrung der Spannung am Anschlusspunkt des Wechselrichters

Weiterhin wurde die Abhängigkeit von der Wirkleistungsabgabe für verschiedene Gleichspannungen sowie die Abhängigkeit von der Netzfrequenz analysiert. Anhand von Bild 4-36 lässt sich eine von der Gleichspannung nahezu unabhängige quadratische Abhängigkeit von der abgegebenen Wirkleistung feststellen. Der Scheitelpunkt der Parabel liegt dabei bei $P_{POC} \approx 0$, die maximale Änderung zwischen Minimum und Maximum beträgt 13%. Dies wird im Gesamtmodell berücksichtigt.

Eine Abhängigkeit von der Netzfrequenz konnte nicht gefunden werden (vgl. Bild 4-37). Die Ergebnisse schwanken innerhalb der erwarteten Wiederholbarkeitsgenauigkeit von etwa $\pm 1\%$. Die geringe Reduktion der Emission für Frequenzen über 50,5 Hz liegt an der Reduktion der abgegebenen Wirkleistung bei Überfrequenz (Forderung aus der VDE AR-N-4105). Diese Abhängigkeit wird im Gesamtmodell vernachlässigt.

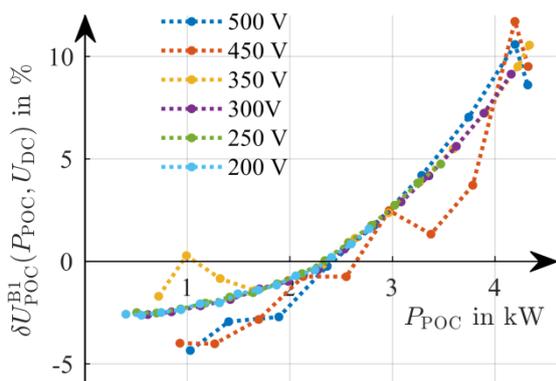


Bild 4-36: Abhängigkeit der höherfrequenten Emission von der Wirkleistungsabgabe für verschiedene Gleichspannungsarbeitspunkte

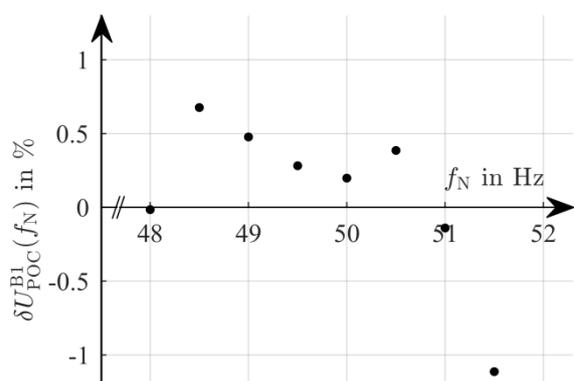


Bild 4-37: Abhängigkeit der höherfrequenten Emission von der Netzfrequenz

Gesamtmodell

Im Modell wird die Abhängigkeit von der Gleichspannung und Höhe der Grundschwingung mit zwei Ebenengleichungen E_1 und E_2 nachgebildet. Ebenfalls wird die Abhängigkeit von der Leistung berücksichtigt. Alle anderen Abhängigkeiten werden vernachlässigt. Der endgültige Zusammenhang ergibt sich durch die Verknüpfung der zwei Ebenen mit der Leistungsabhängigkeit zu

$$U_Q^{B1} = U_{Q\text{ref}}^{B1} \cdot \max\left(\frac{U_{\text{POC } 1}^{B1}}{U_{\text{POC ref}}^{B1}}, \frac{U_{\text{POC } 2}^{B1}}{U_{\text{POC ref}}^{B1}}\right) \cdot (k \cdot P_{\text{POC}})^2. \tag{4-19}$$

Modellvergleich

Die Modellparameter wurden für insgesamt drei verschiedene Wechselrichter von drei verschiedenen Herstellern mit unterschiedlichen Schaltungstopologien (transformatorlos, mit Hochfrequenztransformator, mit Niederfrequenztransformator) erstellt. Die Stärke des Einflusses der verschiedenen, untersuchten Parameter ist in Tabelle 4-9 angegeben, eine Legende zu den verwendeten Symbolen und Farben findet sich in Tabelle 4-10.

Eine Verallgemeinerung der Abhängigkeit von den verschiedenen Parametern ist grundsätzlich nicht möglich. Abhängig von der Topologie und dem eingesetzten Regelungsverfahren sind die Abhängigkeiten jeweils unterschiedlich stark ausgeprägt. Zwei Gemeinsamkeiten aller Wechselrichter sind die quadratische Abhängigkeit von der abgegebenen Wirkleistung und die Unabhängigkeit von der Netzfrequenz. Eine Besonderheit ist hier der Wechselrichter C, welcher sich bei abrupten Änderungen der Netzfrequenz vom Netz trennt.

Tabelle 4-9: Übersicht der Stärke des Einflusses verschiedener Parameter auf die höherfrequente Emission von drei verschiedenen PVs, Erläuterungen zu den Symbolen und Farben in der Tabelle 4-10

Parameter Topologie	PV A transformatorlos	PV B Mit Hochfrequenz- transformator	PV C Mit Niederfrequenz- transformator
$U_{\text{POC}}^{(1)}$	-	-	+
U_{DC}	++	-	++
$U_{\text{POC}}^{(v)}$	-	-	--
P_{POC}	+	++	++
f_N	-	-	?

Tabelle 4-10: Legende zu den Symbolen in Tabelle 4-9

Einfluss	kein	gering	mittel	hoch
Änderung	<1%	1%...10%	10%...50%	>50%
Symbol	-	-	+	++

4.3.4 Elektrofahrzeuge

In diesem Abschnitt wird das höherfrequente Emissionsmodell für einen Ladegleichrichter eines Elektrofahrzeugs vorgestellt. Die Referenzbedingungen für das EV sind identisch zu den Referenzbedingungen für die PVs in Tabelle 4-8, wobei die Größen Gleichspannung und Leistung entfallen.

Quellenimpedanz

Analog zu den PVs wurde auch die Impedanz an den Anschlussklemmen des Elektrofahrzeugs während des Ladevorgangs gemessen. Dazu standen für diesen Versuch drei baugleiche Fahrzeuge zur Verfügung. Die Ergebnisse sind im Bild 4-38 dargestellt. Die drei Verläufe sind qualitativ sehr ähnlich und im Bereich unterhalb 10 kHz quantitativ nahezu gleich. Die Lage und Höhe der Resonanzstellen im oberen Frequenzbereich variiert jedoch so stark, dass es in deren Umfeld zu großen Abweichungen der Impedanzen der einzelnen Fahrzeuge kommt. Dies wird im Wesentlichen durch eine produktionsbedingte Streuung der elektrischen Eigenschaften der Komponenten des Eingangsfilters hervorgerufen. Diese Streuung tritt mit hoher Wahrscheinlichkeit in gleicher Weise für alle Geräte im NS-Netz auf. Daraus ergibt sich, dass für eine genaue Vorhersage von Emission und Immission eines Gerätes die Impedanz des konkret betrachteten Gerätes bekannt sein muss. Die Verwendung der gemessenen Impedanz eines baugleichen Gerätes wird zu erhöhten Abweichungen des Ergebnisses führen. Im Folgenden wird das Fahrzeug 1 für die weitere Analyse herangezogen.

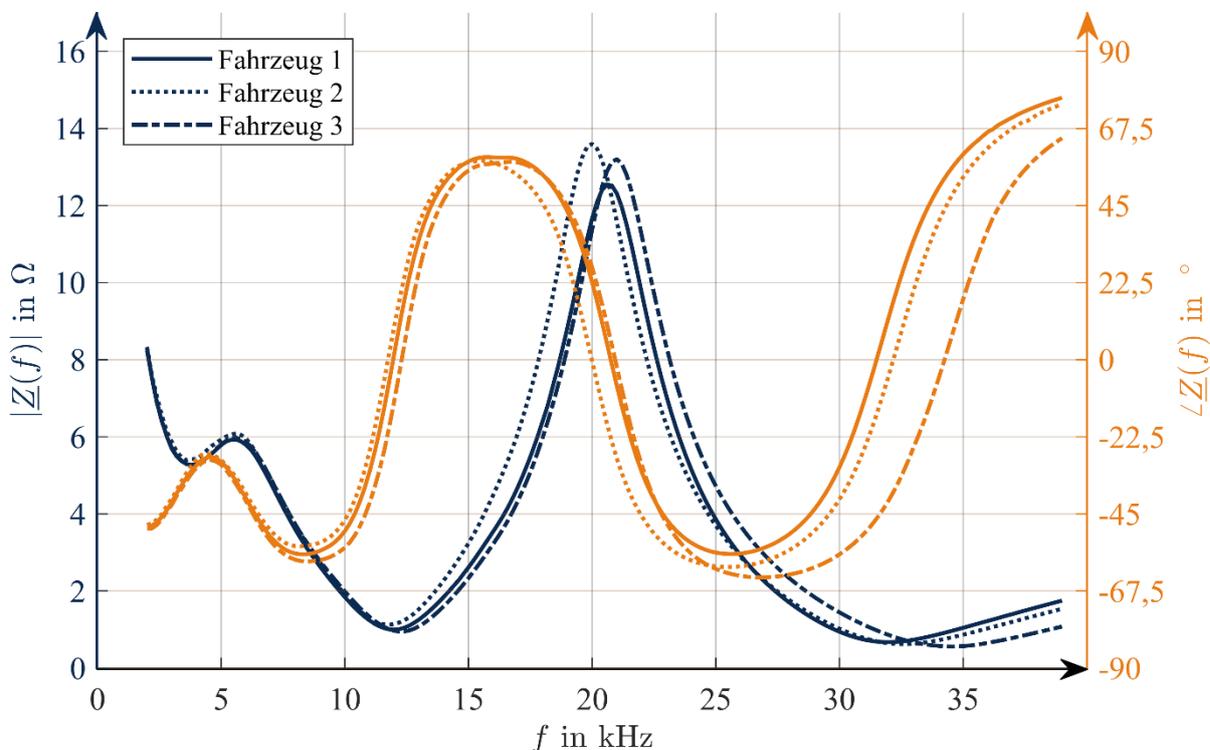


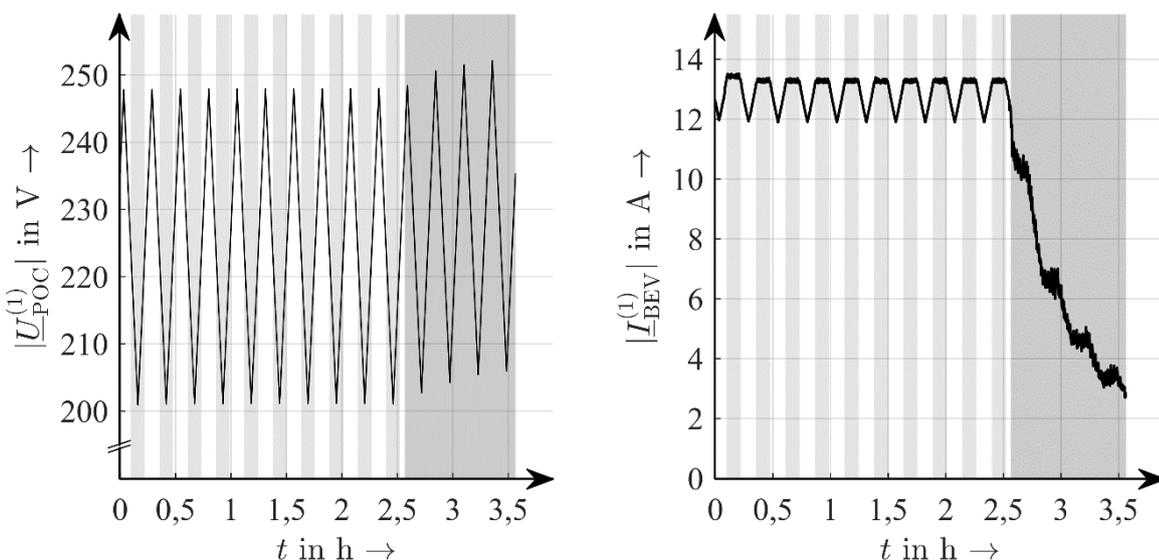
Bild 4-38: Frequenzabhängige Impedanzen der Ladegleichrichter von drei baugleichen Elektrofahrzeugen

Abhängigkeit vom Ladezustand und der Wechselspannung

Während des Ladezyklus des Fahrzeugs ändern sich einige Parameter im Betriebsverhalten des Ladegleichrichters. Dies ist bedingt durch den zunehmenden Ladestand des Akkumulators und durch die Betriebsgrenzen des Gleichrichters. Um diese Änderungen zu untersuchen, wurde während des Ladevorgangs die Netzspannung langsam und quasi-kontinuierlich innerhalb der zulässigen Betriebsgrenzen variiert (siehe Bild 4-36a). Der Netzstrom des Ladegleichrichters (siehe Bild 4-36b) zeigt dabei drei unterschiedliche Verhaltensweisen. Im ersten Teil des Ladezyklus unterhalb von 223 V ist der Ladestrom konstant (hellgrau), begrenzt durch den maximal zulässigen Ladestrom des Gleichrichters. Oberhalb von 223 V ist die Ladeleistung konstant (weiß), begrenzt durch die maximale Ladeleistung des Akkumulators. Im zweiten Teil des Ladezyklus (dunkelgrau) wird die Ladeleistung zunehmend reduziert, da der Akkumulator seine maximale Ladespannung erreicht hat. Im Modell wird nur der erste Teil des Ladezyklus berücksichtigt, da der zweite Teil einen kleineren zeitlichen Anteil einnimmt, die höherfrequente Emission in diesem Bereich deutlich kleiner ist und dies folglich nicht mehr den kritischen Fall darstellt (siehe Bild 4-36b).

Auffällig ist, dass sich die Schaltfrequenz des Ladegleichrichters, die der Mittenfrequenz des ersten Emissionsbandes entspricht, während des Ladezyklus ändert (siehe a). Die Annahme einer konstanten Schaltfrequenz gilt demzufolge nicht und muss für alle Geräte mit variablem Arbeitspunkt stets überprüft werden.

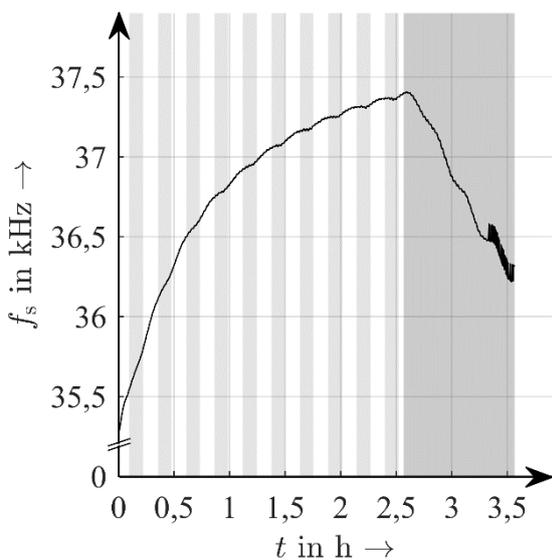
Durch die veränderte Schaltfrequenz ändern sich die Eigenschaften des Netzfilters und die Impedanz am Anschlusspunkt, sodass sich auch die Höhe der Quellenspannung und das Verhältnis von Quellenimpedanz und Netzschleifenimpedanz (vgl. Gleichung (4-13)) verändern. Aufgrund der sehr geringen Impedanz des Ladegleichrichters in diesem



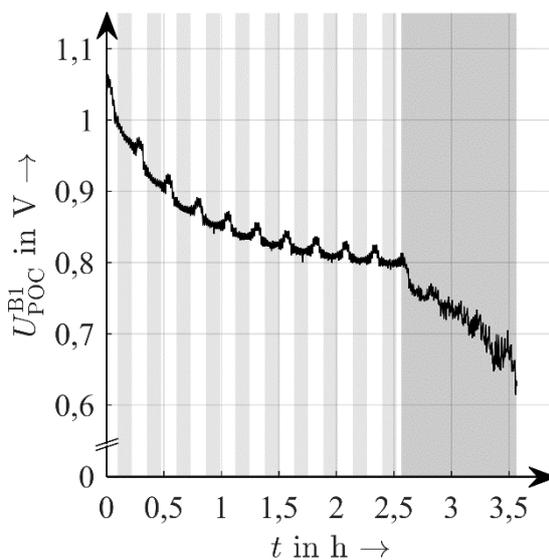
a Effektivwert der Spannung am Anschlusspunkt

b Netzseitiger Ladestrom

Bild 4-39: Spannungs- und Stromeffektivwerte der Grundschwingung am Anschlusspunkt des Ladegleichrichters

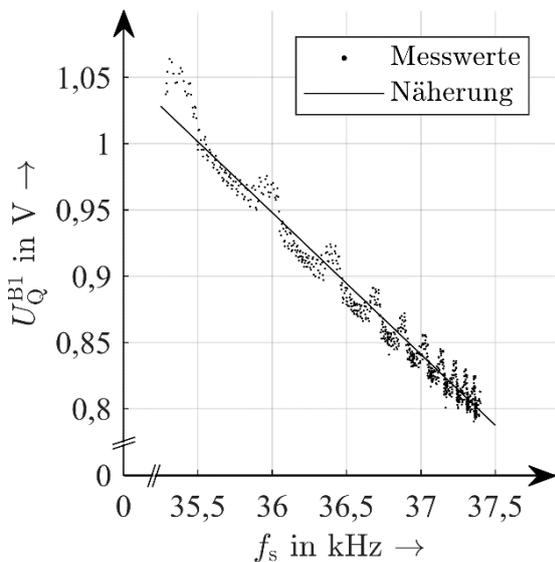


a Schaltfrequenz des Ladegleichrichters

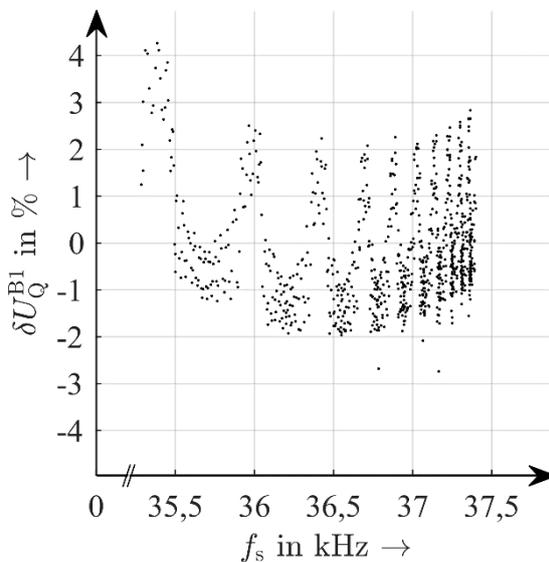


b Effektivwert der Spannung im ersten Emissionsband am Anschlusspunkt

Bild 4-40: Eigenschaften der höherfrequenten Emission während des Ladevorgangs **Bild 4-40**



a Messwerte und Näherung



b Relative Abweichung zwischen Messwerten und Näherung

Bild 4-41: Ermittelte Quellenspannung im ersten Emissionsband des Ladegleichrichters sowie eine lineare Näherung und die Abweichung zwischen den ermittelten Werten und der Näherung

Frequenzbereich ($Z_Q \approx 1\Omega$) gegenüber der Netzschleifenimpedanz ($Z_N \approx 64\Omega$) ist das Verhältnis der Quellenspannung und der Spannung am Anschlusspunkt nahezu 1 und es wird vereinfachend $U_{POC}^{B1} = U_Q^{B1}$ angenommen.

Das Bild 4-41a zeigt die durch Messung ermittelten Werte für die Quellenspannung und eine lineare Näherung in Abhängigkeit von der momentanen Schaltfrequenz des Ladegleichrichters. Die Abweichung zwischen den Messwerten und der linearen Näherung ist allgemein kleiner als $\pm 4\%$ (vgl. Bild 4-41b). Die Quellenspannung wird im Folgenden als frequenzabhängig mit der Gleichung

$$U_Q^{B1} = 4,95 \text{ V} - 0,1109 \text{ V} \cdot \frac{f}{\text{kHz}} \quad (4-20)$$

angenommen.

Weitere Abhängigkeiten

Im nächsten Schritt wurde die Abhängigkeit von der Spannungsverzerrung untersucht. Das Vorgehen bei der Messung entspricht dem Vorgehen bei den PVs. Das Bild 4-42 zeigt alle Ergebnisse in einer Übersicht als Boxplot der Abweichung vom Referenzwert. Eine Abhängigkeit ist lediglich bei der dritten und fünften Harmonischen feststellbar, alle anderen Harmonischen schwanken im Rahmen der Wiederholungsgenauigkeit von etwa $\pm 1\%$. Wie bei den Wechselrichtern ist auch bei den EVs eine lineare Abhängigkeit von der Amplitude der Harmonischen und eine sinusförmige Abhängigkeit von deren Winkel feststellbar (hier nicht dargestellt, vgl. Bild 4-35). Aufgrund des insgesamt sehr geringen Einflusses kann die Spannungsverzerrung in der Modellierung vernachlässigt werden.

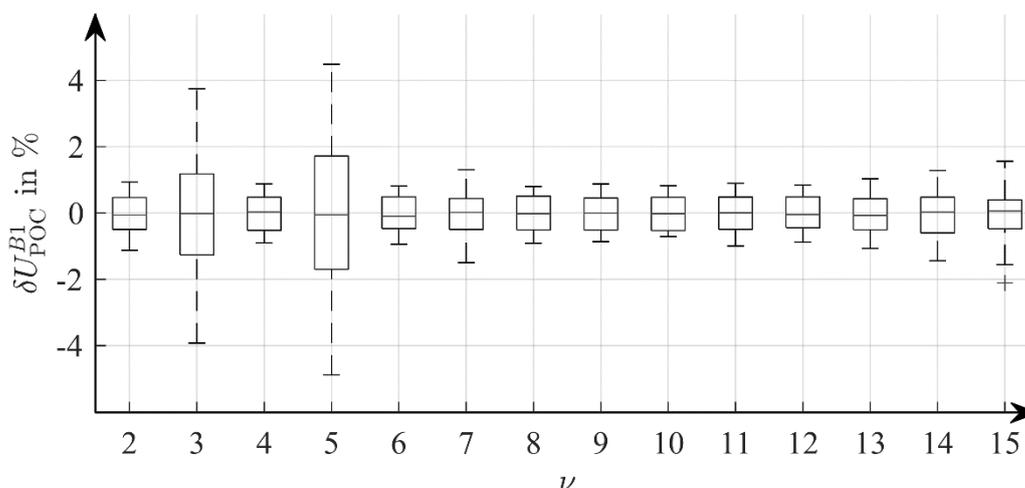


Bild 4-42: Relative Änderung der höherfrequenten Spannung am Anschlusspunkt in Abhängigkeit von der Ordnung der hinzugefügten Harmonischen

Es wurde zusätzlich die Abhängigkeit von der Netzfrequenz untersucht. Das Ergebnis ist deckungsgleich zum Ergebnis bei PVs: Es ist keine Änderung der höherfrequenten Emission bei Veränderung der Netzfrequenz feststellbar.

4.3.5 Haushaltsgeräte

Es wurde die Impedanz von 209 in Haushalten typischen Geräten gemessen. Diese Ergebnisse sollen zur Bewertung des Einflusses von Haushaltsgeräten auf die höherfrequente Emission von PVs und EVs in den Simulationen genutzt werden.

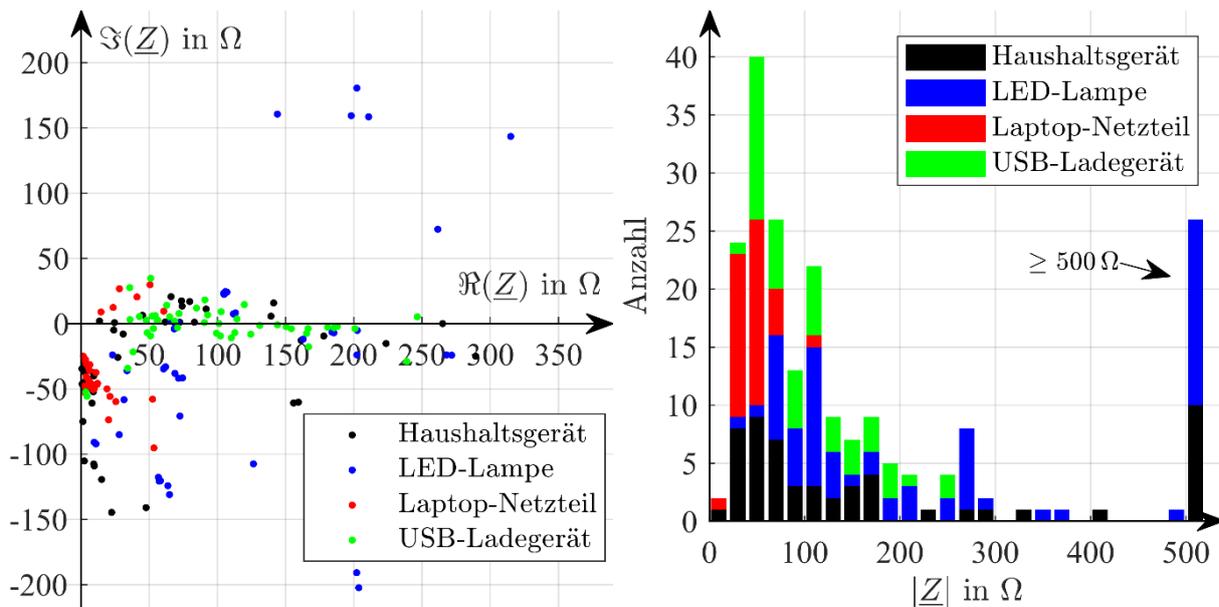
Die Impedanzen wurden mit dem in [41] vorgestellten Verfahren ermittelt. Die Basis für die Bestimmung der Impedanz sind dabei 10 Perioden der Grundschiwingung der Netzspannung, was bei einer Frequenz von 50 Hz unter Laborbedingungen genau 200 ms entspricht. Das gleiche Verfahren wurde auch für die Messung der Netzsleifenimpedanzen eingesetzt. Das Messverfahren zur Bestimmung der höherfrequenten Emission der Geräte verwendet ebenfalls eine Fensterlänge von 200 ms. Da somit alle eingesetzten Messverfahren vergleichbar sind, wird nur ein geringer Fehler durch die Nichtlinearität der Lasten erwartet. Darauf wird in der Modellverifikation im Abschnitt 4.3.6 nochmals eingegangen.

Bei den untersuchten Geräten handelt es sich unter anderem um Kühlschränke und Wasserkocher, Router und DVB-T Empfänger, Computerbildschirme und Fernseher, Handy-Ladegeräte und Laptop-Netzteile sowie um verschiedene Lampen. Sie stellen eine sehr diverse und repräsentative Mischung typischer, elektronischer Lasten im Haushalt dar.

Die Ergebnisse der Impedanzmessungen sind beispielhaft für die Schaltfrequenz des PV (16 kHz) im Bild 4-43 und des EV (35 kHz) im Bild 4-44 dargestellt. Es sind dabei mehrere Dinge zu beobachten.

1. Die Impedanz der meisten Geräte liegt in diesem Frequenzbereich zwischen 10Ω und 200Ω . Der Winkel der Impedanz liegt meist um -90° (kapazitiv) oder um 0° (resistiv). Die untersuchten Laptop-Netzteile neigen zu kapazitivem Verhalten, während die USB-Ladegeräte eher resistiv sind.
2. Die Impedanz der Geräte nimmt tendenziell mit steigender Frequenz ab. Individuell kann das je nach Gerät jedoch variieren und der Impedanzverlauf lokale Maxima und Minima aufweisen.
3. 16 von 209 Geräten sind in diesem Frequenzbereich hochohmig ($>500\Omega$) und stellen keine signifikanten Senken für höherfrequente Emission darstellen.

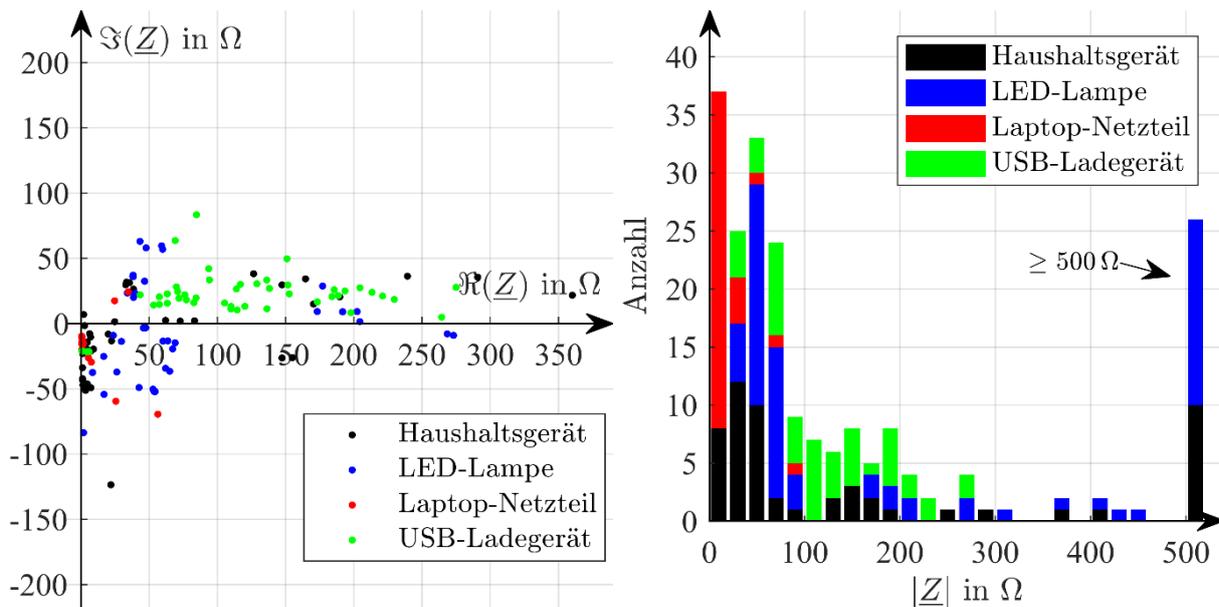
Aus diesem Satz von Geräteimpedanzen wird ein Teil im Abschnitt 6.4.2 für die Simulation verwendet.



a Übersicht der komplexen Impedanzen

b Verteilung der Impedanzbeträge

Bild 4-43: Gemessene komplexe Impedanzen von Haushaltsgeräten bei 16 kHz



a Übersicht der komplexen Impedanzen

b Verteilung der Impedanzbeträge

Bild 4-44: Gemessene komplexe Impedanzen von Haushaltsgeräten bei 35 kHz

4.3.6 Modellverifikation

In diesem Abschnitt erfolgt die Verifikation der erstellten Modelle für die höherfrequente Emission des PV und des EV. Die Verifikation erfolgt anhand von Messungen in realen Niederspannungsnetzen unter den dort gegebenen Netzbedingungen.

Verifikation des Quellenmodells des Photovoltaik-Wechselrichters

Der PV wurde wechsellspannungsseitig am Netz des Institutes und gleichspannungsseitig am Photovoltaik-Simulator betrieben (vgl. Abschnitt 3). Es wurden unterschiedliche Arbeitspunkte für Gleichspannungen und Leistungen eingestellt. Der Betriebsbereich wird durch minimale und maximale Gleichspannungen und -ströme begrenzt. Die für die Berechnung der höherfrequenten Emission des Modells benötigte Netzimpedanz wurde nach Abschluss der Messreihe mittels einer Messung mit dem in [41] beschriebenen System ermittelt.

Als Eingangsgrößen für die Berechnung der Quellenspannung wurden die Höhe der Wechselspannung, die Höhe der Gleichspannung und die abgegebene Leistung verwendet. Das Bild 4-45 zeigt die relative Abweichung zwischen Simulation und Messung.

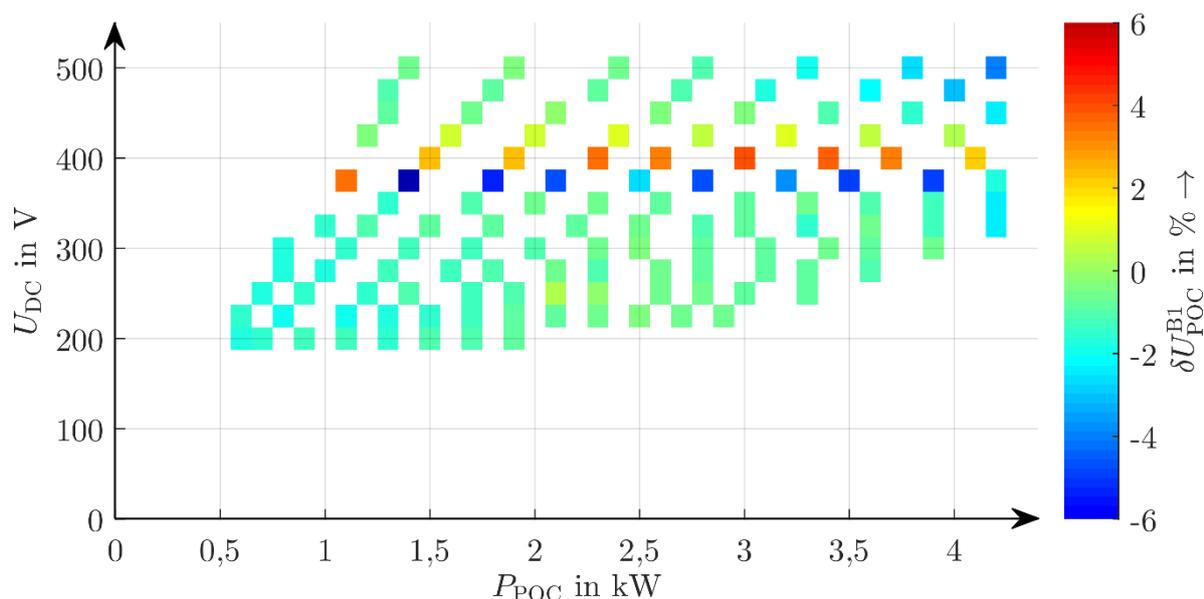


Bild 4-45: Relative Abweichung zwischen gemessener und mittels Modell vorhergesagter Spannung am Anschlusspunkt des Wechselrichters im Hausnetz des Institutes

In großen Teilen des Betriebsbereichs sind die Abweichungen zwischen Modell und Messung mit weniger als $\pm 2\%$ sehr gering. Die größten Abweichungen treten bei $U_{DC} \approx 400\text{ V}$ und für sehr große Leistungen und große Gleichspannungen auf. Bei $U_{DC} \approx 400\text{ V}$ ist der bereits in der Modellbildung beschriebene Übergangsbereich zwischen Betrieb mit und ohne Hochsetzsteller, in dem durch wechselndes Ein- und Ausschalten des Hochsetzstellers die höherfrequente Emission variiert. Am oberen Ende des zulässigen Betriebsbereichs der Gleichspannung stimmt die Näherung mit einer Ebene immer weniger mit dem tatsächlichen Verlauf der Emission überein, wodurch sich größere Fehler ergeben.

Das Bild 4-46 zeigt die Histogramme der relativen Abweichungen zwischen Modell und Messung der Spannungen und Ströme im ersten Emissionsband. Bei mehr als 80% der gemessenen Betriebspunkte lagen die Abweichungen im Bereich $\leq \pm 3\%$. Bei keinem Betriebspunkt wurde eine Abweichung größer $\pm 10\%$ festgestellt.

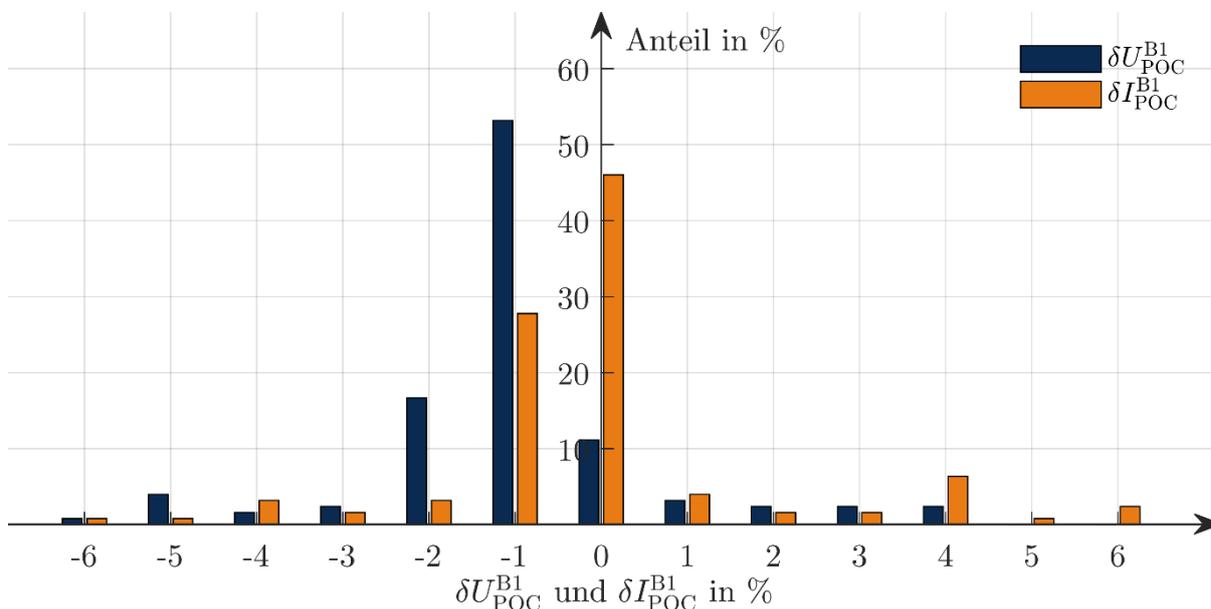


Bild 4-46: Histogramm der relativen Abweichung von Strom und Spannung im ersten Emissionsband zwischen Modell und Messung bei Betrieb des Wechselrichters am Hausanschluss des Instituts

Es lässt sich zusammenfassend feststellen, dass selbst unter Vernachlässigung von einigen Einflussgrößen eine gute bis sehr gute Nachbildung der höherfrequenten Emission im realen Niederspannungsnetz mit einem einfachen Modell (vgl. Bild 4-28) möglich ist. Die Voraussetzung dafür ist jedoch, dass das Gerät unter Laborbedingungen untersucht werden kann und die Netzschleifenimpedanz am Anschlusspunkt bei der Schaltfrequenz bekannt ist.

Es wurde ein baugleicher Wechselrichter während des Betriebs an einem öffentlichen Niederspannungsnetz gemessen. Die mit dem erstellten Modell berechneten Werte für Strom und Spannung lagen zwischen +20% und +35% über den tatsächlich gemessenen Werten, die meisten Werte lagen etwa +25% zu hoch.

Wie bereits im Abschnitt 4.3.4 erläutert (vgl. auch Bild 4-38), können die elektrischen Eigenschaften des Netzfilters der Geräte stark innerhalb einer Produktionsserie variieren. Dies beeinflusst die höherfrequenten Modelleigenschaften wie Quellenspannung und Impedanz bei der Schaltfrequenz und führt zu größeren Abweichungen des höherfrequenten Emissionsverhaltens zwischen den einzelnen Geräten. Eine Berechnung der Emission innerhalb einer tolerablen Genauigkeit ist folglich nur dann möglich, wenn die Eigenschaften des betrachteten Exemplars unter Laborbedingungen untersucht wurden und bekannt sind. Bei baugleichen Geräten können deutlich höhere Abweichungen auftreten.

Aufgrund der zu geringen Stückzahl kann an dieser Stelle keine zuverlässige Aussage über die mögliche maximale Streubreite innerhalb der Serien gemacht werden. Dies würde außerdem

von den Genauigkeitsanforderungen des jeweiligen Herstellers an die Filterkomponenten sowie vom Aufbau des eingesetzten Netzfilters und dessen Sensitivität bezüglich der Eigenschaften der einzelnen Filterkomponenten abhängen.

Verifikation des Quellenmodells bei kombiniertem Betrieb mehrerer Geräte

Das EV wurde am Netz des Instituts betrieben. Parallel dazu wurde der bereits modellierte und im Abschnitt 4.3.3 beschriebene PV sowie eine vorher zufällig ausgewählte Menge verschiedener Haushaltsgeräte parallel am gleichen Punkt angeschlossen und betrieben. Die Haushaltsgeräte wurden in mehreren thematisch sortierten Gruppen zusammengefasst. Die einzelnen Geräte der Gruppen sind in der Tabelle 4-11 angegeben.

Tabelle 4-11: Angeschlossene Gerätegruppen für die kombinierte Verifikation der Modelle für EV und PV

Gruppe	Angeschlossene Geräte
Multimedia	Fernseher DVB-T Empfänger USB-Ladegerät (belastet)
Grundlast	DECT Telefon-Ladegerät Radiowecker
Küche I	Kühlschrank Wasserkocher
Küche II	Mikrowelle Toaster
Büro	PC-Netzteil pPFC 400W (belastet) PC Monitor Externe Festplatte WLAN Router

Der Betriebspunkte des PV und EV entsprechen dem Referenzbetriebspunkt in Tabelle 4-8. Die Gerätegruppen wurden nacheinander am Anschlusspunkt betrieben.

Das Bild 4-47 zeigt die gemessenen und simulierten Pegel der Spannung im ersten Emissionsband des EV und des PV am gemeinsamen Anschlusspunkt. Im linken Teil von Bild 4-47 sind die Fälle dargestellt, in denen nur das EV bzw. der PV betrieben wurden. Rechts sind die Fälle mit zusätzlichen Verbrauchern am gleichen Anschlusspunkt zu sehen.

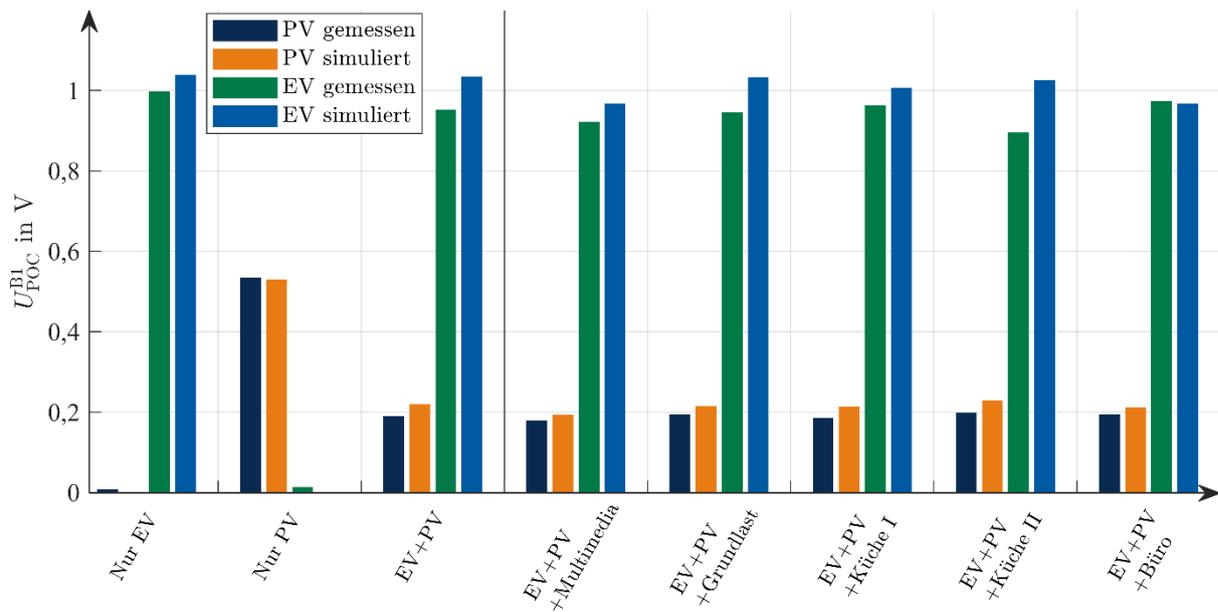


Bild 4-47: Gemessene und simulierte Pegel der Spannung im ersten Emissionsband des Ladegleichrichters des Elektrofahrzeugs (EV) und des Photovoltaik-Wechselrichters (PV) am gemeinsamen Anschlusspunkt

Der Pegel der Spannung im ersten Emissionsband des Ladegleichrichters bei 35 kHz liegt ohne andere Geräte am gleichen Anschlusspunkt bei etwa 1 V, die Spannung im ersten Emissionsband des PV bei 0,54 V. Während der PV nur einen geringen Einfluss auf die Spannung im ersten Emissionsband des EV hat (Reduktion von 1 V auf 0,95 V), dämpft das EV die Spannung im ersten Emissionsband des PV sehr stark (Reduktion von 0,54 V auf 0,19 V).

Die angeschlossenen Verbraucher haben auf die Emission des PV praktisch keinen Einfluss. Hier dominiert der im Vergleich zum Netz relativ niederohmige EV als Senke. Seine Impedanz bei 16 kHz ist etwa halb so groß wie die Netzschleifenimpedanz am Anschlusspunkt (ohne angeschlossene Geräte) bei der gleichen Frequenz.

Auf die Emission des EV haben die Haushaltgeräte nur einen geringen Einfluss. Dieser ist im Szenario *Küche II* am stärksten, die Spannung im ersten Emissionsband wird durch die Last von 0,95 V auf 0,9 V reduziert. Im Szenario *Büro* kommt es jedoch sogar wieder zu einer leichten Erhöhung der Spannung von 0,95 V auf 0,98 V.

Da alle Impedanzen und das Quellenverhalten bekannt sind, konnte die Emission auch simuliert werden. Die relative Abweichung zwischen Messung und Simulation ist im Bild 4-48 dargestellt, welche entsprechend der Gleichung (4-21) berechnet wird.

$$\delta U_{\text{POC}}^{\text{B1}} = \frac{U_{\text{POC}}^{\text{B1 sim}} - U_{\text{POC}}^{\text{B1 mess}}}{U_{\text{POC}}^{\text{B1 mess}}} \cdot 100\% \quad (4-21)$$

Die Emission der beiden einzelnen Geräte wird sehr gut vorausgesagt, mit Abweichungen liegen unter $\pm 5\%$. Im Parallelbetrieb mit anderen Geräten wird für beide Quellen meist eine zu hohe Spannung vorhergesagt und die Abweichungen erreichen bis zu $+16\%$ und sind allgemein noch als gut zu bewerten.

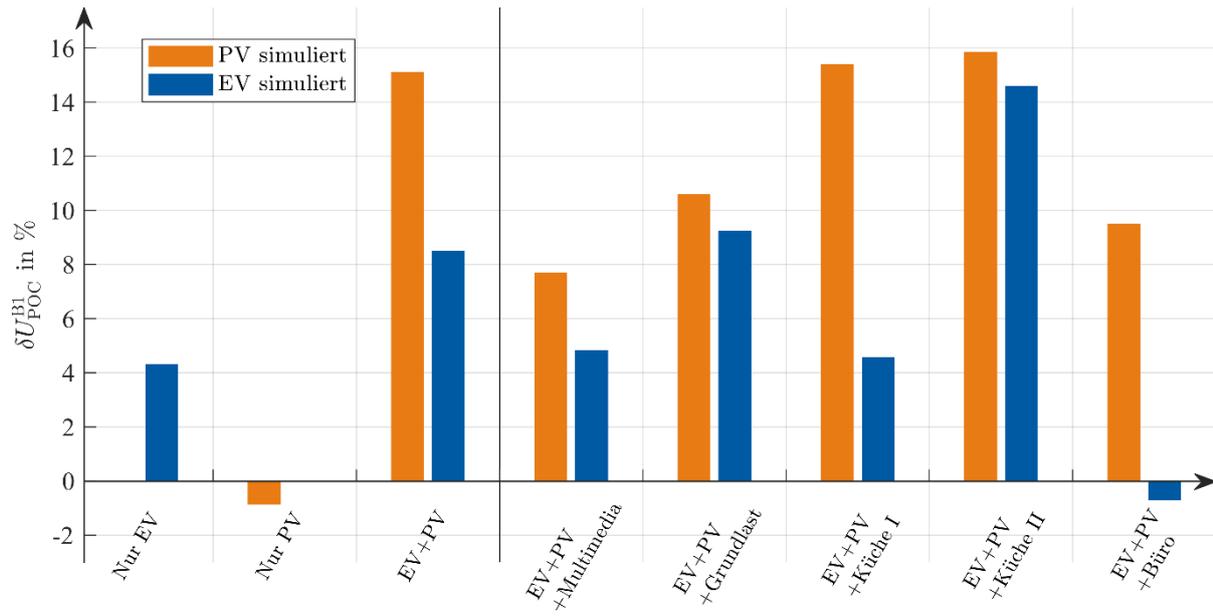


Bild 4-48: Relative Abweichung zwischen gemessener und simulierter Spannung im ersten Emissionsband des Ladegerichters des Elektrofahrzeugs (EV) und des Photovoltaik-Wechselrichters (PV) am gemeinsamen Anschlusspunkt

5 Szenarien

5.1 Definition der Szenarien

Die Definition der Szenarien erfolgt durch eine getrennte Betrachtung hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung von Netz-, Erzeuger- und Abnehmerstruktur. Für jede dieser drei Strukturkategorien werden mögliche Ausprägungen definiert. Dabei wird auf der Netzseite beispielsweise zwischen der Kurzschlussleistung des vorgelagerten Netzes, den Transformatorkenngrößen, der Topologie des NS-Netzes und der Anzahl der Abnehmer unterschieden. Auf der Anlagenseite sind die Aspekte Durchdringung, Anlagengröße, räumliche Anordnung und Anlagenart bzw. Schaltungstopologie näher zu betrachten. Durch gezielte Kombination der Varianten der einzelnen Strukturkategorien werden anschließend Gesamtszenarien gebildet, welche qualitativ möglichst verschieden sind und wahrscheinliche zukünftige Entwicklungen hinsichtlich der Durchdringung mit EVs und PVs im Niederspannungsnetz abbilden.

5.1.1 Charakterisierung der Netzstruktur

Die Netzstruktur gliedert sich in 3 Komponenten (vgl. Bild 5-1). Im Zuge des Projektes wurden keine Inselnetze betrachtet. Somit ist das Niederspannungsnetz (III) über einen Ortsnetztransformator (II) an das vorgelagerte Mittelspannungsnetz (I) angeschlossen. Die Identifizierung der Netzstrukturvarianten erfolgt in drei Schritten:

1. *Qualitative Analyse:*
Definition charakteristischer Netzkonfigurationen
2. *Quantitative Analyse:*
Spezifikation charakteristischer Strukturkenngößen und deren Wertebereiche für jedes Netzgebiet
3. *Selektionsprozess:*
Zusammenstellung ausgewählter, möglichst unterschiedlicher und zukünftig bedeutender Netzstrukturvarianten

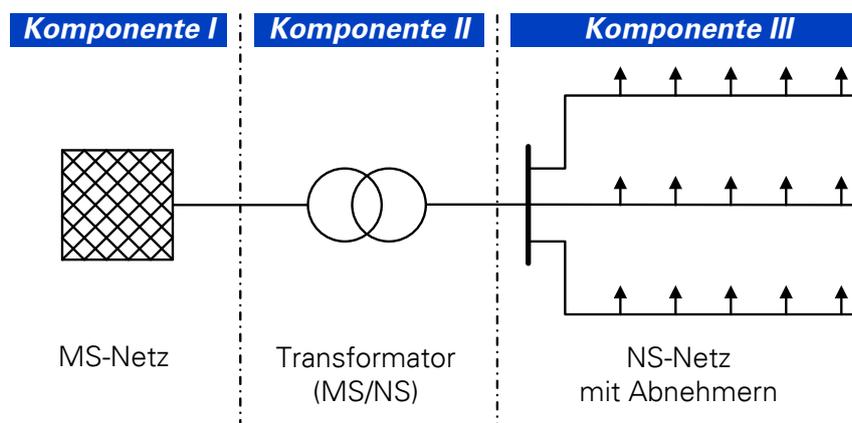


Bild 5-1: Bestandteile der Netzstruktur

Basierend auf einer umfangreichen Literaturlauswertung und Erfahrungen aus einem anderen am Institut bearbeiteten Forschungsvorhaben wurde die qualitative Einteilung in 5 Klassen nach Tabelle 5-1 entwickelt.

Tabelle 5-1: Klassifizierung der Netzgebiete

	Gebietsklasse	EV-Ladung	Charakterisierung
(a)	ländlich	verteilt	Sehr geringe Abnehmerzahl, Sehr niedrige Besiedlungsdichte, (vereinzelt Höfe)
(b)	geschlossene Ortschaft	verteilt	Geringe bis mittlere Abnehmerzahl, Niedrige Besiedlungsdichte, (z.B. Dorf mit Höfen und Gewerbe)
(c)	Wohngebiet I	verteilt	Mittlere Abnehmerzahl, Niedrige bis mittlere Besiedlungsdichte, (z.B. Einfamilienhaussiedlungen, Villenviertel)
(d)	Wohngebiet II	zentral	Hohe Abnehmerzahl, Hohe Besiedlungsdichte, (z.B. Blockbebauung in Städten)
(e)	Gewerbe, Handel, Dienstleistung	zentral	Geringe Abnehmerzahl, Hohe Leistungsdichte (z.B. Einkaufszentren, Bürogebäude, Gewerbegebiete)

Für alle Klassen ist in Zukunft mit einem hohen Anteil an Erzeugungsanlagen zu rechnen, der den Energiebedarf des Netzes in vielen Fällen vollständig decken oder übersteigen kann. Damit wäre zukünftig prinzipiell die Möglichkeit gegeben, diese Netze auch als autarke Netzeinseln zu betreiben. Hinsichtlich der Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge ist für die Klassen (a) bis (c) davon auszugehen, dass diese in das bestehende Niederspannungsnetz integriert wird und ein Laden am Hausanschluss möglich ist. Aufgrund der für die Klassen (d) und (e) zu erwartenden Dichte an Elektrofahrzeugen wird hier in vielen Fällen zukünftig eine eigene, zentrale Ladeinfrastruktur (z.B. Stromtankstelle, Ladung in Parkhäusern) aufzubauen sein. Netze der Klassen (c) und (d) sind durch einen dominierenden Wohnanteil gekennzeichnet, können in vielen Fällen aber auch andere Abnehmertypen, wie kleinere Verkaufsstellen (z.B. Bäcker), Verwaltungen, Gaststätten, Hotels, Banken usw. enthalten.

Basierend auf den qualitativ ausgewählten Gebietsklassen werden Kenngrößen zur Quantifizierung festgelegt, welche direkt der Definition der Netzstrukturvarianten dienen. Tabelle A-3 gibt einen Überblick über ausgewählte Einflussparameter und deren Wertebereiche. Diese sind entsprechend ihrer Zugehörigkeit den Komponenten in Bild 5-1 zugeordnet.

5.1.2 Charakterisierung der Erzeugerstruktur

Aus den veröffentlichten EEG-Anlagenstammdaten [42] und der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur [43] geht hervor, dass in deutschen Niederspannungsnetzen eine starke Dominanz von Photovoltaik-Anlagen (PV) vorherrscht. Nach den Prognosen der Leitstudien des BMU [44] kann davon ausgegangen werden, dass auch bis 2050 über 90 % der im Niederspannungsnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen PV sind.

Aus diesem Grund werden in den Szenarien dieses Projekts nur PVs als Erzeugungsanlagen berücksichtigt. Aus einer auf die Hausanschlüsse bezogenen Photovoltaik-Potentialanalyse für Bayern geht hervor, dass das Potential auf dem Land ca. viermal und auf dem halbstädtischen Bereich ca. doppelt so hoch wie in der Stadt ist [45]. Eigene Auswertungen der EEG-Anlagenstammdaten zu einzelnen Orten aus dem Gemeindeverzeichnis des Statistischen Bundesamts [46] konnten die Ergebnisse der Analyse qualitativ bestätigen.

Während kleine Anlagen im Netz verteilt sind (z.B. auf die Dächer von Einfamilienhäusern), bestehen größere Anlagen zumeist aus vielen PVs auf kleinem Raum (z.B. PVs auf großen Hallendächern). Je nach Anlagengröße kommen auch größere Zentralwechselrichter (100 kW und größer) zum Einsatz. Für die Definition der Gesamtszenarien sind somit verteilte Anordnungen ((a) bis (c) gemäß Tabelle 5-1) und zentrale Anordnungen der PVs ((d) und (e) gemäß Tabelle 5-1) zu unterscheiden.

5.1.3 Charakterisierung der Abnehmerstruktur

Hinsichtlich der Abnehmerstruktur wird zwischen Elektrofahrzeugen und der verbleibenden, aggregierten Basislast unterschieden.

Für die **aggregierte Basislast** (z.B. Haushalt) wird angenommen, dass sich deren Zusammensetzung und Verhalten mittelfristig nicht signifikant verändert und somit von den heute herrschenden Bedingungen ausgegangen werden kann. Um das Verhalten verschiedener Abnehmer zu berücksichtigen und die in Tabelle 5-1 aufgeführten Netzgebiete nachbilden zu können, werden drei Abnehmerkategorien unterschieden:

- Haushalte (HH)
- Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD)
- Höfe

Bild 5-2 zeigt beispielhaft Lastverläufe der einzelnen Abnehmerkategorien.

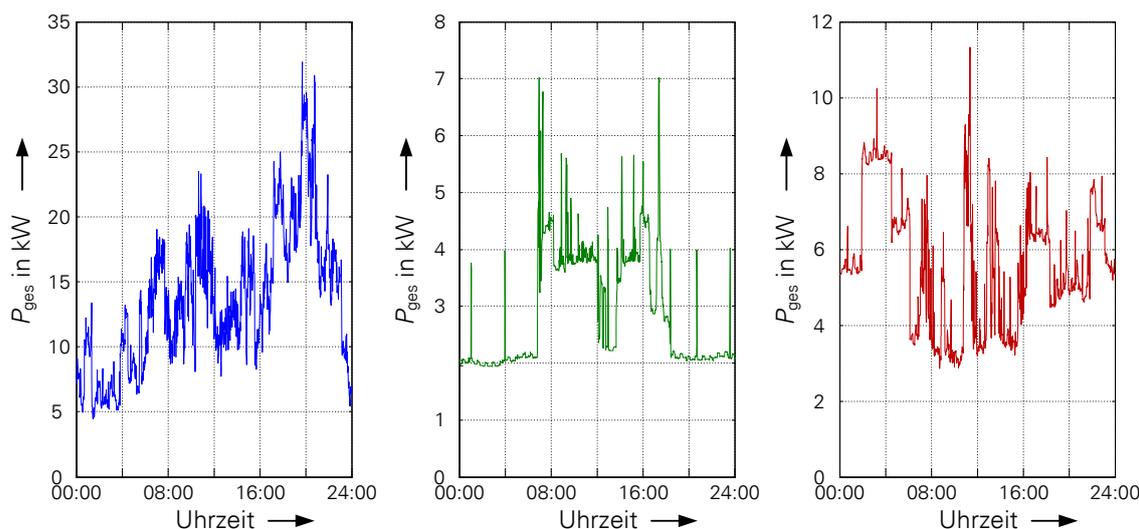


Bild 5-2: Lastverläufe der unterteilten Abnehmerstrukturen: Strang mit 50 Haushalten (blau), kleines Bankgebäude (grün), einzelner Bauernhof mit Nachtspeicherheizung und Ferkelzucht (rot)

Für die **Elektrofahrzeuge** sind Annahmen zu deren Durchdringung und zum Aufbau der Ladeinfrastruktur zu treffen. So geht aus verschiedenen auf Deutschland bezogenen Studien hervor, dass besonders in kleineren Städten, Stadtrandgebieten und in ländlichen Regionen mit einem besonders hohen Anteil an EVs zu rechnen ist [47]. Außerdem werden bei Unternehmen bestimmter Branchen (z.B. Post, Netzbetreiber, ...) größere EV-Flotten aufgebaut (z.B. Pilotprojekt CO₂-freie Zustellung in Bonn).

Bezüglich der räumlichen Anordnung wird zwischen zentralen Ladeinfrastrukturen mit vielen Ladepunkten auf kleinem Raum (z.B. Ladung von Fahrzeugflotten) und verteilter Ladeinfrastrukturen mit geringer Ladepunktdichte (z.B. Ladung am Hausanschluss) unterschieden.

5.1.4 Entwicklung der Gesamtszenarien

Aufbauend auf den durchgeführten Betrachtungen zu Netz-, Erzeuger- und Abnehmerstruktur lassen sich räumliche Anordnung und Durchdringung mit PV-Anlagen bzw. Elektrofahrzeugen für die nach Abschnitt 5.1.1 definierten Gebietsklassen entsprechend Tabelle 5-2 systematisieren.

Tabelle 5-2: Charakterisierung der Netzgebiete

	Gebietsklasse	Elektrofahrzeuge (EV)	Erzeugungsanlagen
(a)	Ländlich	Verteilte Ladeinfrastruktur Geringe Anzahl EVs	Verteilte Anordnung Geringe Anzahl Große Anlagenleistung
(b)	Geschlossene Ortschaft	Verteilte Ladeinfrastruktur Mittlere bis hohe Anzahl EVs	Verteilte Anordnung Mittlere Anzahl Mittlere Anlagenleistung
(c)	Wohngebiet I	Verteilte Ladeinfrastruktur Hohe Anzahl EVs	Verteilte Anordnung Hohe Anzahl Kleine Anlagenleistung
(d)	Wohngebiet II	Zentrale Ladeinfrastruktur Mittlere bis hohe Anzahl EVs	Zentrale Anordnung Sehr geringe Anzahl Große Anlagenleistung
(e)	Gewerbe, Handel, Dienstleistung	Zentrale Ladeinfrastruktur Hohe Anzahl EVs	Zentrale Anordnung Geringe Anzahl Große Anlagenleistung

Um möglichst die für die Zukunft am wahrscheinlichsten und gleichzeitig die im Hinblick auf den Einfluss von Erzeugungsanlagen und Elektrofahrzeugen kritischsten Fälle abzudecken, werden die Netzstrukturen a), c) und e) nach Tabelle 5-2 als Gesamtszenarien ausgewählt. Dazu erfolgt jeweils die Festlegung eines Simulationsnetzes mit einem Satz an veränderlichen Parametern. Die Realitätsnähe der Simulationsnetze wurde anhand einer Vielzahl vorliegender bzw. recherchierter Netzstrukturen sowie durch Abstimmung mit verschiedenen Netzbetreibern im Rahmen anderer Forschungsprojekte plausibilisiert.

5.2 Unsymmetrie und Harmonische Verzerrung

Die gewählten Gesamtszenarien werden in verteilte Ladeinfrastruktur ((a) und (c) gemäß Tabelle 5-1) und zentrale Ladeinfrastruktur ((e) gemäß Tabelle 5-1) unterschieden. Für verteilte Ladeinfrastruktur wird zwischen Stadtrandgebiet und ländlichem Gebiet unterschieden. Die vereinfachten Netzpläne sowie die Netzparameter beider Netze sind im Anhang A.4 aufgeführt.

Für die simulierten Photovoltaik-Anlagen eines Netzes werden folgende Annahmen getroffen:

- Alle Photovoltaik-Panels haben die gleiche Ausrichtung und Neigung
- Es wird ein sonniger Tag ohne Wolkendurchzug mit maximal 1000 W/m^2 Globalstrahlung simuliert (siehe Bild A-3)
- Durchdringung der Wechselrichtertypen entspricht der einer Umfrage unter Netzbetreibern (Stand 09/2013) und bleibt konstant
- Anlagengröße entspricht der in Bild 4-2 dargestellten Summenhäufigkeit

Für die simulierten Elektrofahrzeuge werden folgende Annahmen getroffen:

- Als Elektrofahrzeuge werden reine batteriebetriebene Elektrofahrzeuge (BEV) und Plug-in-Hybrid Fahrzeuge (PHEV) berücksichtigt
- Energiebedarf der Elektrofahrzeuge beträgt 20 kWh/100 km (Erfahrungswert aus der Projektbearbeitung)
- Gefahrene Kilometer pro Tag entsprechen Summenhäufigkeit nach Bild 5-3
- Fahrzeuge fahren nie weiter, als es der maximale Energiegehalt der Batterie zulässt
- Fahrzeuge werden nach Ende der letzten Fahrt des Tages geladen (siehe Bild 5-4)
- Fahrzeuge werden immer voll aufgeladen
- Prozentuale Verteilung der Fahrzeugtypen entspricht den in Deutschland zugelassenen Fahrzeugen ([19], Stand 10/2015)

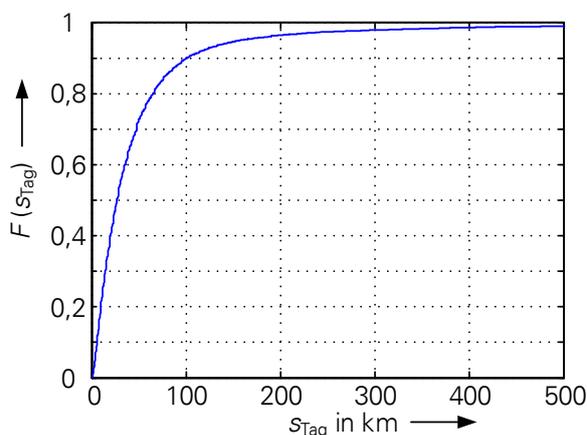


Bild 5-3: Gefahrene Kilometer je Tag [48]

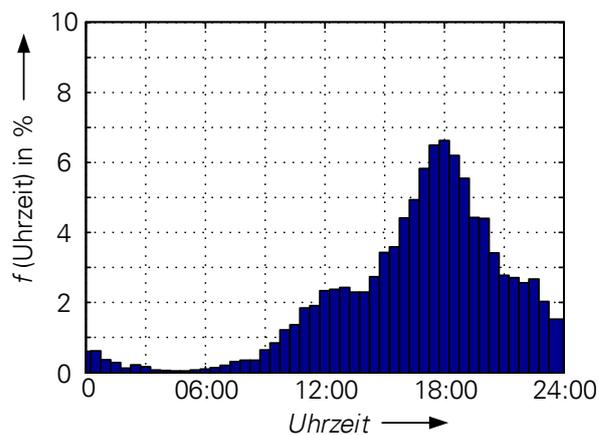


Bild 5-4: Ende der letzten Fahrt des Tages [48]

Varianten für die Szenarien mit verteilter Ladeinfrastruktur

Für die einzelnen **Szenarien** werden verschiedene Durchdringungsraten für EVs und PVs in verschiedenen Kombinationen simuliert, wobei die Durchdringungsraten sich jeweils auf die Anzahl der Haushalte im Netz beziehen. Diese Kombinationen werden im Folgenden **Varianten** genannt und sind für Unsymmetriebetrachtungen und Untersuchungen hinsichtlich der

Harmonischen in Tabelle 5-3 dargestellt. Zusätzlich wird als Referenz eine Variante ohne EVs und PVs simuliert („nur Haushalte“). Die Anzahl der untersuchten Varianten bei der Betrachtung der Harmonischen ist geringer, da im Vergleich zur Betrachtung der Unsymmetrie der Simulationsaufwand deutlich höher ist. Der Ladestrom der Elektrofahrzeuge hat vor allem Einfluss auf die Grundschwingung und auf die Unsymmetrie und wird deshalb auch nur für diese Netzzrückwirkung simuliert. Für jede Variante wird eine bestimmte Anzahl (siehe Abschnitt 6.1) von **Simulationsdurchläufen** durchgeführt, wobei jeder Simulationsdurchlauf einem Tag entspricht.

Bei der Verteilung der PVs und EVs je Simulationsdurchlauf wird eine Installationsreihenfolge festgelegt. Diese definiert, in welcher Reihenfolge an welchen Hausanschluss und an welche Phase(n) ein PV bzw. ein EV angeschlossen wird. Mit zunehmender Durchdringung werden einmal installierte Wechselrichter und Ladeanschlüsse nicht mehr verändert, sondern ausschließlich weitere PVs hinzugebaut. Die Installationsreihenfolge ändert sich jedoch mit jedem Simulationsdurchlauf.

Neben der Reihenfolge wird ausgehend von den veröffentlichten Daten der erneuerbaren Erzeugungsanlagen [49] in Abhängigkeit vom Ort (ländlich, Stadtrand) eine Anlagengröße und damit verbunden eine Anzahl der angeschlossenen Phasen berücksichtigt. Für Elektrofahrzeuge wird ausgehend von den vom Kraftfahrtbundesamt [19] veröffentlichten Zulassungslisten zusätzlich zur Installationsreihenfolge noch ein Fahrzeugtyp bestimmt. Außerdem wird die Uhrzeit des Ladebeginns (Beendigung der letzten Fahrt des Tages) sowie die nachzuladende Energie je Elektrofahrzeug hinterlegt. Für die Untersuchung der Spannungsunsymmetrie wird ausschließlich von einphasig angeschlossenen Fahrzeugen ausgegangen, da der größte Teil der derzeit am Markt verfügbaren Fahrzeuge nur über einen einphasigen Anschluss verfügt. Die Erfahrungen des Projektes zeigen, dass selbst Fahrzeuge, die dreiphasig geladen werden können, aufgrund der zur Verfügung stehenden Ladeeinrichtung am Hausanschluss häufig nur einphasig geladen werden. Die Wahl der Phase(n), an die ein PV bzw. ein EV angeschlossen ist, erfolgt über eine Gleichverteilung, wobei jede Phase mit einer Wahrscheinlichkeit von $1/3$ gewählt wird. Dies entspricht der günstigsten Annahme, die in der Praxis nicht immer erfüllt ist.

Tabelle 5-3: Übersicht der simulierten Varianten

Unsymmetrie			Harmonische	
Elektrofahrzeuge		Photovoltaik-Wechselrichter	Elektrofahrzeuge	Photovoltaik - Wechselrichter
Ladestrom	Durchdringung	Durchdringung	Durchdringung	Durchdringung
16 A	10 %			
16 A	25 %		25 %	
16 A	50 %		50 %	
16 A	75 %			
16 A	100 %		100 %	
10 A	100 %			
20 A	100 %			
32 A	100 %			
		10 %		
		25 %		25 %
		50 %		50 %
		75 %		
		100 %		100 %
16 A	10 %	10 %		
16 A	10 %	50 %	10 %	50 %
16 A	10 %	75 %		
16 A	50 %	10 %		
16 A	50 %	50 %	50 %	50 %
16 A	50 %	75 %		
16 A	100 %	10 %		
16 A	100 %	50 %	100 %	50 %
16 A	100 %	75 %		

Tabelle 5-4 gibt einen Überblick, welche Durchdringung welcher installierten Leistung bezogen auf die Transformatorbemessungsleistung S_{Tr} entspricht. Dabei wird für die PVs jeweils der Maximal- und der Minimalwert angegeben. Die Angaben für Elektrofahrzeuge beziehen sich auf die einphasige Ladung mit 16 A. Die in Klammern gesetzten Werte berücksichtigen den Gleichzeitigkeitsfaktor (vgl. Bild A-7) der Elektrofahrzeugladung. Wie zu sehen ist, übersteigt die bei einer PV-Durchdringung von 100 % im Szenario Stadtrandgebiet installierte PV-Leistung die Transformatorbemessungsleistung (vgl. auch Bild A-6). Dies wird aus Sicht des Netzbetriebs im Allgemeinen vermieden. Daher wird auf die Ergebnisse bei einer Durchdringung mit PVs von 100 % nicht explizit eingegangen.

Tabelle 5-4: Durchdringung von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Wechselrichtern bezogen auf die Transformator-Bemessungsleistung

Durchdringung	Stadttrand		Land	
	Elektrofahrzeuge S_{inst} / S_{Tr}	Photovoltaik-Wechselrichter S_{inst} / S_{Tr}	Elektrofahrzeuge S_{inst} / S_{Tr}	Photovoltaik-Wechselrichter S_{inst} / S_{Tr}
10 %	8 % (6 %)	8 % .. 16 %	3 % (3 %)	2 % .. 24 %
25 %	21 % (11 %)	23 % .. 36 %	9 % (9 %)	8 % .. 38 %
50 %	42 % (17 %)	48 % .. 67 %	18 % (14 %)	20 % .. 60 %
75 %	63 % (21 %)	73 % .. 95 %	26 % (16 %)	29 % .. 78 %
100 %	84 % (24 %)	102 % .. 126 %	35 % (18 %)	48 % .. 94 %

Zentrale Ladung

Das Szenario „zentrale Ladung“ berücksichtigt eine Ladeinfrastruktur mit einer bestimmten Anzahl an Ladepunkten, die über einen separaten Abgang eines Transformators versorgt werden. Es wird angenommen, dass neben den Ladepunkten (LP) keine weiteren Geräte und Anlagen an den gleichen Abgang angeschlossen werden. Parallel betriebene Erzeugungsanlagen und Lasten werden als aggregierte Lasten bzw. zentrale Einspeiseeinrichtung an der Sammelschiene simuliert. Beispiele für zentrale Ladung sind firmeninterne Fuhrparks und öffentliche Ladesäulen in Parkhäusern.

Bild 5-5 zeigt den schematischen Aufbau einer zentralen Ladeinfrastruktur. Dabei bezeichnen A und B Leitungen, K1 die Transformatorsammelschiene und K2 die Sammelschiene, an der die einzelnen Ladepunkte angeschlossen sind.

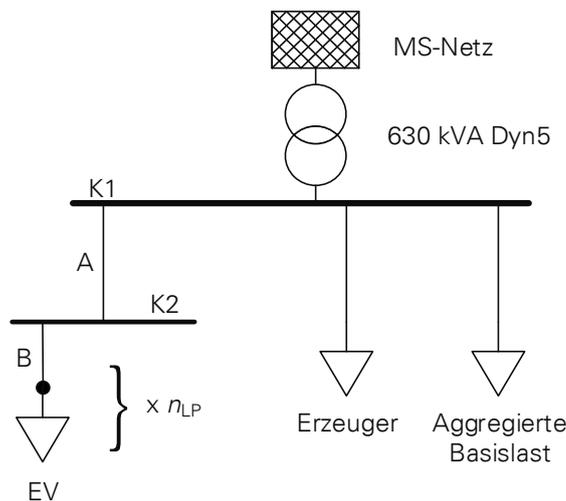


Bild 5-5: Schematischer Netzplan einer zentralen Ladeinfrastruktur

5.3 Höherfrequente Verzerrung

Die Reichweite höherfrequenter Emission wird allgemein als relativ gering angesehen. Die in Fachkreisen verbreitete Annahme ist, dass weitere in der Nähe angeschlossene Geräte die wesentlichen, dämpfenden Elemente für höherfrequente Emission darstellen [50], [51]. In [9] wird beispielsweise ein Fall beschrieben, bei dem die Kundenbeschwerden aufgrund der höherfrequenten Emission eines Maschinenumrichters sich auf einen Umkreis von nur 150 m beschränken. In einem weiteren Fall wurde die höherfrequente Spannung eines PVs auf einer 500 m langen Niederspannungsleitung in einem Dorf von 1 V am Leitungsende auf weniger als 100 mV am Transformator reduziert.

Bisher sind nur wenige Kenntnisse über die frequenzabhängigen Leitungsparameter von Niederspannungskabeln bekannt. Insbesondere die Tatsache, dass derartige Leitungen in der Regel ohne Schirm- und Mantelleiter eingesetzt werden, macht eine analytische Berechnung der Leiter-Erde-Kapazität unmöglich. Über das höherfrequente Dämpfungsverhalten und die frequenzabhängige Impedanz von MS-NS-Transformatoren ist bisher ebenfalls nur wenig bekannt. Der Einfluss weiterer Kundenanlagen (z.B. Haushalte) ist sehr stark von den dort betriebenen Geräten abhängig. Aus diesen Gründen ist eine realistische Simulation der Ausbreitung von höherfrequenter Emission in einem Niederspannungsnetz bisher nicht möglich und erfordert noch erheblichen Forschungsaufwand. Die Simulation im Rahmen dieses Forschungsvorhabens wird deshalb auf den Anschlusspunkt der höherfrequenten Emissionsquellen begrenzt. Ziel ist eine möglichst realistische Simulation der Interaktion verschiedener Geräte an einem Anschlusspunkt zu erreichen.

Die Grundannahme der Simulationen ist ein Einfamilienhaus mit einem PV und einem EV, welche zusammen mit den Haushaltsgeräten am Anschlusspunkt betrieben werden (unter Vernachlässigung der Leitungsimpedanzen der Hausinstallation). Es handelt sich dabei um die in den Abschnitten 4.3.3 und 4.3.4 vorgestellten Geräte mit den zugehörigen Emissionsmodellen. Da die Emissionen im Spektrum hinreichend weit voneinander entfernt sind, werden diese getrennt voneinander simuliert und ausgewertet.

Es werden dabei zwei Szenarien betrachtet. Im ersten Szenario werden systematische Untersuchungen zum Einfluss einzelner Parameter durchgeführt. Dabei wird in drei Varianten der Einfluss des Betrages der Netzschleifenimpedanz, der Einfluss des Winkels der Netzschleifenimpedanz und der Einfluss der Anzahl baugleicher Emissionsquellen untersucht. Im zweiten Szenario werden Monte-Carlo-Simulationen mit einer zufälligen Wahl des Betriebspunktes, der Netzschleifenimpedanz und parallel angeschlossener Verbraucher durchgeführt.

6 Simulationsergebnisse

6.1 Methodik für Unsymmetrie und Harmonische

Die Auswertung der Simulationsergebnisse orientiert sich an dem Vorgehen der Bewertung der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 [4]. Nach dieser Norm dürfen die 95 % Quantile der 10-Minuten-Mittelwerte im Bewertungszeitraum im gesamten Netz zu keiner Zeit die entsprechenden Grenzwerte überschreiten. Je Variante (siehe Tabelle 5-3) werden für Unsymmetrie 1000 und für niederfrequente Harmonische 250 Simulationsdurchläufe durchgeführt. Gemäß Bild 6-1 werden je Simulationsdurchlauf für jeden einzelnen Knoten (bzw. bei Strömen für jede einzelne Leitung) aus den 10-Minuten-Mittelwerten das 95 % Quantil berechnet (Schritt 1). Aus den so ermittelten Werten wird je Quantil der maximal im Netz (über alle Knoten bzw. Leitungen, bei Harmonischen zusätzlich über die drei Phasen) aufgetretene Wert ermittelt (Schritt 2). Anschließend wird aus den gewonnenen Maximalwerten eine Summenhäufigkeit über alle durchgeführten Simulationsdurchläufe bestimmt (Schritt 3). Die entsprechenden Quantile können wie abgebildet als Balken dargestellt werden.

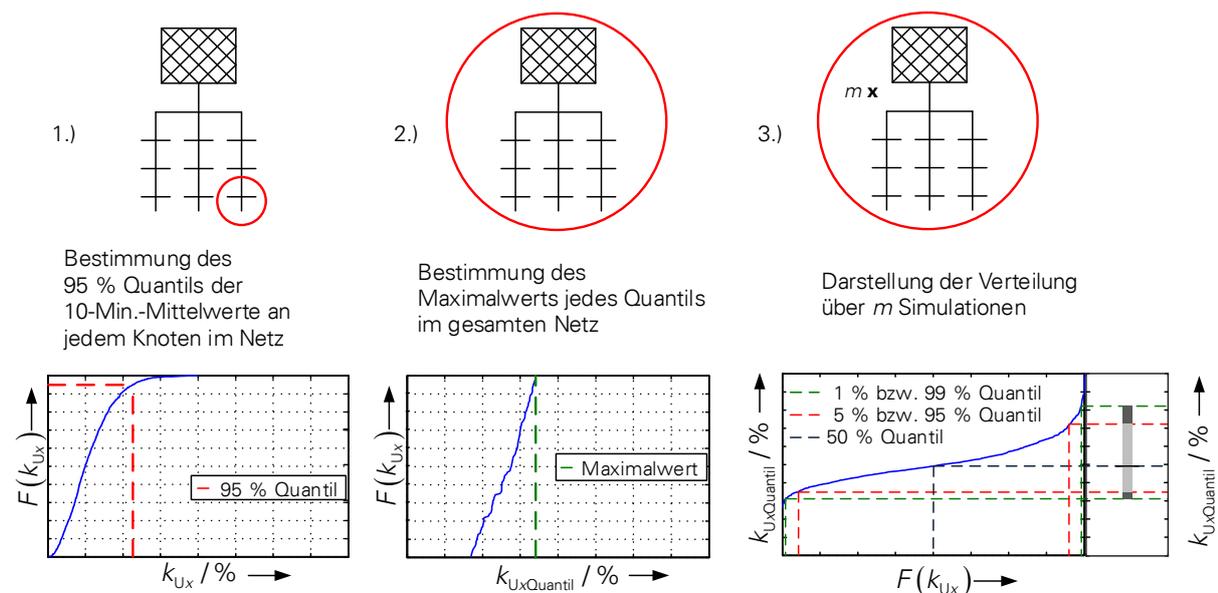


Bild 6-1: Vorgehensweise bei der Auswertung der Simulationsergebnisse

Für das Szenario „ländliches Gebiet“ werden die Freileitungs- und Kabelabgänge separat bewertet. In Folge der hohen Kurzschlussleistung an der Transformatorsammelschiene kann die Beeinflussung der anderen Abgänge auf den zu betrachtenden Abgang vernachlässigt werden.

Die Bewertung der Simulationsergebnisse in diesem Bericht beschränkt sich in Anlehnung an DIN EN 50160 [4] auf die Bewertung des besonders wichtigen 95 %-Quantils der im Schritt 3 nach Bild 6-1 ermittelten Summenhäufigkeit. Die Beurteilung erfolgt anhand der Qualitätsreserve (QR) [52]. Diese gibt die prozentuale Reserve in Relation zum jeweils gültigen Grenzwert an. Ist die Qualitätsreserve größer Null, so könnten noch weitere PVs bzw. EVs im Hinblick

auf die betrachtete Netzrückwirkung angeschlossen werden. Bei einer negativen Qualitätsreserve ist der Grenzwert bereits überschritten und es kann nur eine geringere Zahl von Anlagen im Netz installiert werden.

Eine Qualitätsreserve von 69 % für das 95 %-Quantil gibt bspw. an, dass für 95 % aller Netze ein Abstand von 69 % oder mehr zum entsprechenden Grenzwert existiert. Zur einfacheren Beurteilung der Ergebnisse wird die Qualitätsreserve in vier Kategorien (siehe Tabelle 6-1) mit entsprechender farblicher Markierung unterteilt.

Tabelle 6-1: Kategorien der Qualitätsreserve

Kategorie	Wertebereich von QR	Beschreibung
A	QR > 50	Hohe Reserve (grün)
B	25 < QR ≤ 50	Ausreichende Reserve (gelb)
C	0 < QR ≤ 25	Niedrige Reserve (orange)
D	QR ≤ 0	Keine Reserve / Verletzung des Grenzwerts (rot)

6.2 Ergebnisse für Unsymmetrie

Die Bewertung der Simulationsergebnisse gliedert sich in zwei Teile. Im ersten Teil erfolgt eine Bewertung hinsichtlich der Einhaltung des Spannungsbandes und der Spannungsunsymmetrie in Anlehnung an DIN EN 50160 [4] sowie eine Bewertung der Überlastung der Betriebsmittel (Leitungen und Transformator) für alle durchgeführten Simulationsdurchläufe je Variante. Die Ergebnisse sind in Tabelle A-6 bis Tabelle A-8 im Anhang aufgeführt. Hinsichtlich der Einhaltung des Spannungsbandes wird der Einfluss des übergeordneten Netzes in der Art berücksichtigt, dass das für die Niederspannung zur Verfügung stehende Spannungsband nur $U_n \pm 7\%$ beträgt. Bewertet werden alle 1000 Simulationsdurchläufe je Variante. Die Angaben beziehen sich auf den prozentualen Anteil an Simulationsdurchläufen, bei denen es zu einer Verletzung der oben erwähnten Merkmale kam.

Da die Simulationen bei Mittelstellung der MS/NS Transformatoren durchgeführt wurden und es in Folge dessen zu Verletzungen des Spannungsbandes kam sind Maßnahmen zur Spannungshaltung zu empfehlen. Exemplarisch wird die Verwendung von regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT) mit fünf bzw. neun Stufen untersucht und die Ergebnisse dokumentiert. Es ist ersichtlich, dass bereits mit einem 5-stufigen RONT nur noch vereinzelte Simulationsdurchläufe eine Spannungsbandverletzung aufweisen. Es ist zu erwarten, dass andere Maßnahmen zur Spannungsreglung vergleichbare Ergebnisse liefern.

Im zweiten Teil erfolgt die Bewertung der nach Bild 6-1 Schritt 3) bestimmten 95 %-Quantile bezüglich der Qualitätsreserve für Spannungsunsymmetrie k_{u2} (bezogen auf Grenzwert nach IEC 61000-2-2 [3]) und $k_{u2 \text{ Planung}}$ (für die Planung zulässiger Gesamtstöreintrag aller Anlagen im Niederspannungsnetz auf die Spannungsunsymmetrie) sowie die Belastung der Betriebsmittel I_{\max} und der Spannungsdifferenz ΔU zwischen höchster und kleinster Spannung im gesamten Niederspannungsnetz. Die Grenzwerte für die einzelnen Größen sind in Tabelle 6-2 aufgelistet, Ausführungen hinsichtlich der Grenzwerte für ΔU und $k_{u2 \text{ Planung}}$ sind im Anhang A.5.1 aufgeführt.

Tabelle 6-2: Bewertete Grenzwerte für entsprechende Kenngrößen

Kenngröße	ΔU	k_{u2}	$k_{u2 \text{ Planung}}$	I_{\max}
Grenzwert	34,5 V	2 %	1,28 %	$I_{b \max}$

Neben den zu bewertenden Kenngrößen mit fest definiertem Grenzwert wird außerdem der in Abschnitt 2.2 eingeführte unsymmetrische Leistungsanteil zur Beschreibung des Einflusses auf das übergeordnete Netz aufgeführt. Die Kategorisierung des unsymmetrischen Leistungsanteils erfolgt gemäß Tabelle 6-3 und gibt an, um wieviel der unsymmetrische Leistungsanteil gegenüber einem vergleichbaren Netz nur mit Haushaltslasten zunimmt.

Tabelle 6-3: Kategorien der Bewertung des unsymmetrischen Leistungsanteils

Kategorie	Wertebereich von $x = S_{un2} / S_{un2 \text{ nur HH}}$
A	$x < 1,5$
B	$1,5 \leq x < 2$
C	$2 \leq x < 3$
D	$3 \leq x$

Für die Variante „nur Haushalte“ wird je Simulationsdurchlauf und Haushalt gemäß des in Abschnitt 4.1.5 vorgestellten Haushaltmodells ein individueller Tageslastgang bestimmt. Der Simulationsdurchlauf, bei dem das 95 %-Quantil der 10-Minuten-Mittelwerte der Spannungsunsymmetrie auftrat, dient für alle weiteren Varianten als Grundlage zur Nachbildung der unsymmetrischen Belastung des Netzes durch Haushaltslasten.

6.2.1 Verteilte Ladeinfrastruktur

Stadtrandgebiet

Die Ergebnisse der Simulationsrechnung für ein Stadtrandgebiet sind in Tabelle 6-4 aufgeführt. Die Bewertung gemäß DIN EN 5160 [4] ist im Anhang Tabelle A-6 dargestellt. Es ist ersichtlich, dass sowohl EV-Ladung als auch PV-Einspeisung einen deutlichen Einfluss auf die Qualitätsreserve haben und diese verringern. Ebenfalls erhöhen sie den unsymmetrischen Leistungsanteil, so dass der Einfluss auf das übergeordnete Netz zunimmt.

Es tritt keine Überlastung der Betriebsmittel auf, jedoch wird bei einer hohen PV-Durchdringung der Transformator sehr stark belastet (vgl. Tabelle 5-4). Die Spannungsdifferenz zeigt, dass es ab einer PV-Durchdringung von 50 % vereinzelt zu Spannungsbandverletzungen kommen kann (siehe Tabelle A-6). Unter Einsatz einer Spannungsregelung wird das Spannungsband stets eingehalten. Die dreiphasige Spannungsregelung hatte nur einen vernachlässigbar kleinen Einfluss auf die Spannungsunsymmetrie. Der Grenzwert der Spannungsunsymmetrie wird nicht verletzt, jedoch wird die zulässige Spannungsunsymmetrie in Hinblick auf Planungskriterien bei hohen Ladeströmen und ab einer PV-Durchdringung von 50 % überschritten.

Tabelle 6-4: Simulationsergebnisse Unsymmetrie; Qualitätsreserve für verteilte Ladung / Stadtrandgebiet

Variante			Qualitätsreserve				Unsymmetrischer Leistungsanteil
EV		PV	ΔU	k_{U2}	k_{U2} Planung	I_{max}	S_{un2} in kVA
Ladestrom	Durchdringung	Durchdringung					
Nur Haushalte			80	67	49	73	26
10 A	100 %		72	50	22	54	39
16 A	100 %		66	42	10	45	46
20 A	100 %		63	39	5	40	50
32 A	100 %		54	32	-6	25	58
16 A	10 %		79	62	41	70	25
16 A	25 %		76	58	35	64	29
16 A	50 %		71	51	24	57	36
16 A	75 %		69	47	18	50	41
		10 %	72	52	25	78	31
		25 %	66	43	12	60	41
		50 %	59	34	-4	39	52
		75 %	53	25	-18	20	65
		100 %	48	15	-33	4	74
16 A	10 %	10 %	72	51	24	70	33
16 A	10 %	50 %	59	33	-5	39	53
16 A	10 %	75 %	53	24	-18	20	66
16 A	50 %	10 %	69	47	17	57	39
16 A	50 %	50 %	57	32	-7	40	56
16 A	50 %	75 %	52	23	-20	21	68
16 A	100 %	10 %	65	40	7	46	49
16 A	100 %	50 %	56	29	-12	41	61
16 A	100 %	75 %	50	21	-24	22	70

Ländliches Gebiet

Für die verteilte Ladung in einem ländlichen Gebiet sind die Ergebnisse getrennt nach der eingesetzten Leitungsart in Tabelle 6-5 für Freileitungsabgänge und in Tabelle 6-6 für Kabelabgänge dargestellt. Die Bewertung gemäß DIN EN 5160 [4] ist im Anhang Tabelle A-7 und Tabelle A-8 dargestellt.

Für Freileitungsabgänge kann bei hohen PV-Durchdringungen (>50 %) und hohen Ladeströmen (>20 A) das Spannungsband selbst bei Einsatz eines RONT nicht eingehalten werden (siehe Tabelle A-7). Der Grenzwert für Spannungsunsymmetrie wird bei Ladeströmen von ma-

ximal 16 A bei einer EV-Durchdringungen größer 50 % verletzt. Bei Reduzierung des Ladestroms auf 10 A kommt es bei einer Durchdringung von 100 % zu keiner Grenzwertverletzung. In Hinblick auf Planungskriterien dürften an die Freileitungsabgänge weder EVs noch PVs angeschlossen werden. Eine Überlastung der Betriebsmittel trat nicht auf.

Tabelle 6-5: Simulationsergebnisse Unsymmetrie; Qualitätsreserve für verteilte Ladung / ländliches Gebiet Freileitung

Variante			Qualitätsreserve				Unsymmetrischer Leistungsanteil
EV		PV	ΔU	k_{u2}	k_{u2} Planung	I_{max}	S_{un2} in kVA
Ladestrom	Durchdringung	Durchdringung					
Nur Haushalte			55	44	13	75	8
10 A	100 %		29	7	-46	66	15
16 A	100 %		11	-12	-75	60	18
20 A	100 %		2	-23	-93	56	19
32 A	100 %		-18	-41	-120	47	23
16 A	10 %		48	30	-9	77	9
16 A	25 %		35	19	-27	73	11
16 A	50 %		24	5	-48	69	14
16 A	75 %		16	-3	-61	64	16
		10 %	42	30	-9	81	10
		25 %	28	13	-35	74	13
		50 %	7	-8	-69	52	17
		75 %	-2	-10	-72	33	21
		100 %	-13	-23	-91	13	25
16 A	10 %	10 %	40	25	-17	77	11
16 A	10 %	50 %	4	-10	-71	52	17
16 A	10 %	75 %	-4	-12	-75	33	21
16 A	50 %	10 %	20	3	-52	69	14
16 A	50 %	50 %	-1	-17	-83	53	19
16 A	50 %	75 %	-8	-19	-85	34	22
16 A	100 %	10 %	6	-15	-80	60	18
16 A	100 %	50 %	-5	-28	-100	54	21
16 A	100 %	75 %	-14	-31	-105	35	24

Für Kabelabgänge kann das Spannungsband bei Einsatz eines RONT unabhängig von Ladestrom, PV- und EV-Durchdringung eingehalten werden (siehe Tabelle A-8). Der Grenzwert für Spannungsunsymmetrie wird nicht verletzt, jedoch wird die zulässige Spannungsunsymmetrie in Hinblick auf Planungskriterien bei hohen Ladeströmen (≥ 20 A) und hoher PV- und EV-Durchdringung überschritten.

Tabelle 6-6: Simulationsergebnisse Unsymmetrie; Qualitätsreserve für verteilte Ladung / ländliches Gebiet Kabel

Variante			Qualitätsreserve				Unsymmetrischer Leistungsanteil
EV	PV		ΔU	k_{u2}	k_{u2} Planung	I_{max}	S_{un2} in kVA
Ladestrom	Durchdringung	Durchdringung					
Nur Haushalte			84	69	52	75	8
10 A	100 %		70	44	13	60	15
16 A	100 %		62	36	1	60	18
20 A	100 %		58	33	-5	56	19
32 A	100 %		48	25	-18	47	23
16 A	10 %		78	54	29	77	9
16 A	25 %		74	50	23	73	11
16 A	50 %		69	45	15	69	14
16 A	75 %		65	40	6	64	16
		10 %	78	59	36	81	10
		25 %	73	54	29	74	13
		50 %	64	46	15	52	17
		75 %	55	38	2	33	21
		100 %	47	28	-12	13	25
16 A	10 %	10 %	74	52	26	77	11
16 A	10 %	50 %	63	44	13	52	17
16 A	10 %	75 %	55	37	1	33	21
16 A	50 %	10 %	68	45	13	69	14
16 A	50 %	50 %	60	37	1	53	19
16 A	50 %	75 %	51	32	-6	34	22
16 A	100 %	10 %	61	36	1	60	18
16 A	100 %	50 %	57	33	-5	54	21
16 A	100 %	75 %	48	28	-12	35	24

Für den kombinierten Betrieb von PV und EVs ist ersichtlich, dass hinsichtlich der untersuchten Kenngrößen der Einfluss der PVs den der EVs überwiegt.

Neben dem einphasigen Laden und dem dreiphasigen Laden, welches im Folgenden beschrieben wird, wurde auch zweiphasiges Laden zwischen zwei Phasen sowie zwischen zwei Phasen und Neutraleiter untersucht. Ein Anschluss zwischen zwei Phasen liefert einen rund 75 % höheren Beitrag zur Unsymmetrie als ein zweiphasiger Anschluss mit Neutraleiter und ist daher zu vermeiden.

Maßnahmen zur Reduzierung der Spannungsunsymmetrie

Um die Qualitätsreserve der verschiedenen Kenngrößen zu erhöhen werden im Folgenden verschiedene Maßnahmen auf ihre Wirkung untersucht.

Für EVs:

- Symmetrische und zyklische Aufteilung der Ladesäulen auf die Phasen
- Anschluss der EVs zu Ladebeginn an die Phase mit der höchsten Leiter-Neutralleiter-Spannung
- Anschluss des EVs zu Ladebeginn an die Phase, so dass der Ladestrom der Gegen-systemspannung (U_2) am stärksten entgegenwirkt (siehe Anhang A.5.2)
- Dreiphasiges Laden

Für PVs:

- Anschluss bei Installation an die Phase mit der kleinsten Leiter-Neutralleiter-Spannung (Installation zur Mittagszeit, Messung der Spannungsbeträge durch Installateure)
- Symmetrische und zyklische Aufteilung der PV-Leistung auf die Phasen

Ebenfalls werden die bereits oben gezeigten Maßnahmen

- Reduzierung des Ladestroms
- Netzausbau in Form eines Leitungswechsels (bei ländlichem Gebiet)

diskutiert.

Stadtrandgebiet

Hinsichtlich des Einflusses ladender EVs ist aus Tabelle 6-7 und Tabelle 6-8 ersichtlich, dass je nach Maßnahme Spannungsunsymmetrie, Spannungsband, Belastung der Betriebsmittel und der unsymmetrische Leistungsanteil in unterschiedlichem Maße beeinflusst werden.

Tabelle 6-7: Vergleich Maßnahmen zur Erhöhung der Qualitätsreserve für verteilte Ladung / Stadtrandgebiet

Variante			Qualitätsreserve				Unsymmetrischer Leistungsanteil
			ΔU	k_{u2}	k_{u2} Planung	I_{max}	S_{un2} in kVA
EV	PV						
Ladestrom	Durchdringung	Durchdringung					
16 A	100 %						
Keine Maßnahme			66	42	10	45	46
Symmetrische Aufteilung der Ladesäulen			69	48	18	50	39
Anschluss an Phase mit höchster Spannung			69	35	-2	38	74
Anschluss an Phase zur U_2 Reduzierung			67	62	40	55	48
Dreiphasiges Laden			76	65	46	54	19
32 A	100 %						
Keine Maßnahme			54	32	-6	25	58
Anschluss an Phase mit höchste Spannung			58	30	-10	17	72
Anschluss an Phase zur U_2 Reduzierung			58	51	24	24	51

Eine Reduzierung des Ladestroms wirkt sich positiv auf alle vier diskutierten Kenngrößen aus, eine Erhöhung des Ladestroms hingegen negativ. Der Einfluss auf das Spannungsband gegenüber den anderen Kenngrößen ist am kleinsten. Eine symmetrisch und zyklische Aufteilung der Ladepunkte bei Installation bewirkt gegenüber der des Anschlusses ohne Maßnahme eine Erhöhung der Qualitätsreserve für alle Kenngrößen und reduziert den unsymmetrischen Leistungsanteil. Der erzielte Einfluss ist vergleichbar mit der Reduzierung des Ladestroms auf 10 A.

Die Phasenwahl zu Beginn der Ladung bewirkt bei Wahl der Phase mit der höchsten Leiter-Neutralleiterspannung eine geringe Erhöhung der Qualitätsreserve hinsichtlich des Spannungsbandes, verringert jedoch die Qualitätsreserve für Spannungsunsymmetrie und Auslastung der Betriebsmittel. Ebenfalls nimmt der unsymmetrische Leistungsanteil deutlich zu. Bei Phasenwahl zu Beginn der Ladung hinsichtlich der Minimierung der Gegensystemspannung bleibt der unsymmetrische Leistungsanteil nahezu unverändert gegenüber der Ladung ohne Maßnahmen. Die Qualitätsreserve der Spannungsunsymmetrie wird jedoch deutlich und die Qualitätsreserve des Spannungsbandes leicht erhöht. Für Ladeströme bis 16 A bewirkt diese Maßnahme zudem eine Erhöhung der Qualitätsreserve hinsichtlich der Betriebsmittelbelastung und somit eine längere Lebensdauer der eingesetzten Betriebsmittel.

Dreiphasiges Laden mit 16 A weist hinsichtlich der Qualitätsreserve für Spannungsunsymmetrie praktisch die gleichen Werte auf wie bei der Variante „nur Haushalte“. Der geringe Unterschied ist auf die Reduzierung der Mitsystemspannung zurückzuführen. Der unsymmetrische Leistungsanteil entspricht dem Wert der Haushaltslasten der als Grundlage für die einzelnen Varianten herangezogen wurde. Der Vergleich der Maßnahmen zeigt, dass bei dreiphasigem Laden für alle Kenngrößen die Qualitätsreserve der einzelnen Kenngrößen (mit) am höchsten sind und der unsymmetrische Leistungsanteil am kleinsten ist. Unabhängig von der Art der Maßnahme treten bei 16 A keine Grenzwertverletzungen auf. Eine Spannungsregelung über einen RONT ist nicht erforderlich.

Tabelle 6-8: Vergleich Maßnahmen Qualitätsreserve für verteilte Ladung / Stadtrandgebiet

Variante			Qualitätsreserve				Unsymmetrischer Leistungsanteil
EV Ladestrom	PV Durchdringung	PV Durchdringung	ΔU	k_{u2}	k_{u2} Planung	I_{max}	S_{un2} in kVA
75 %							
Keine Maßnahme			53	25	-18	20	65
$\cos \varphi = 0.9$ ind			57	9	-43	9	73
Anschluss an kleinste Spannung			49	13	-36	14	80
Symmetrische Aufteilung der Leistung			67	54	29	38	22

Die Maßnahmen zur Erhöhung der Qualitätsreserve bei Anschluss von PVs zeigen, dass sowohl der Anschluss bei Installation ein- bzw. zweiphasiger Wechselrichter an die Phasen mit der kleinsten Leiter-Neutralleiterspannung als auch der Einfluss der Blindleistung hinsichtlich Spannungsunsymmetrie, unsymmetrischen Leistungsanteil und Auslastung der Betriebsmittel keine Verbesserungen im Vergleich zum Betrieb ohne Maßnahmen erzielen.

Der Betrieb der Wechselrichter mit induktivem Leistungsfaktor bewirkt eine Erhöhung der Qualitätsreserve hinsichtlich des Spannungsbandes. Eine symmetrische und zyklische Aufteilung der installierten PV-Leistung auf die Phasen bewirkt hinsichtlich aller diskutierten Parameter eine deutliche Verbesserung, welche bis auf die Auslastung der Betriebsmittel mit einer PV-Durchdringung von 10 % (bzw. kleiner) vergleichbar ist.

Bei dreiphasigem Anschluss aller Wechselrichter sind unabhängig von ihrer installierten Leistung hinsichtlich der Spannungsunsymmetrie und des unsymmetrischen Leistungsanteils ähnliche Werte wie bei dreiphasigem Laden erzielt worden. Die Qualitätsreserve hinsichtlich Spannungsband und Auslastung der Betriebsmittel sind kleiner, da die Gleichzeitigkeit der Einspeisung deutlich größer als die der EV-Ladung ist.

Ländliches Gebiet

Tabelle 6-9: Vergleich Maßnahmen Qualitätsreserve für verteilte Ladung / ländliches Gebiet

Variante		Qualitätsreserve				Unsymmetrischer Leistungsanteil
		ΔU	k_{U2}	k_{U2} Planung	I_{max}	S_{un2} in kVA
EV Ladestrom	PV Durchdringung					
16 A	100 %					
Kabel						
Keine Maßnahme		62	36	1	60	18
Symmetrische Aufteilung der Ladesäulen		72	49	20	60	16
Anschluss an Phase mit höchste Spannung		72	49	20	61	16
Anschluss an Phase mit U_2 Reduzierung		70	58	35	63	15
Dreiphasiges Laden		79	62	40	56	8
Freileitung						
Keine Maßnahme		11	-12	-75	60	18
Symmetrische Aufteilung der Ladesäulen		35	12	-37	60	16
Anschluss an Phase mit höchste Spannung		35	14	-34	61	16
Anschluss an Phase mit U_2 Reduzierung		37	22	-21	63	15
Dreiphasiges Laden		50	38	2	56	8
32 A	100 %					
Kabel						
Keine Maßnahme		48	25	-18	47	23
Anschluss an Phase mit höchste Spannung		59	37	1	51	21
Anschluss an Phase mit U_2 Reduzierung		60	49	21	54	19
Freileitung						
Keine Maßnahme		-18	-41	-120	47	23
Anschluss an Phase mit höchste Spannung		8	-14	-79	51	21
Anschluss an Phase mit U_2 Reduzierung		8	-2	-59	54	19

Analog zum Stadtrandgebiet wurden die Untersuchungen für ein ländliches Gebiet durchgeführt. Die Aussagen zur Qualitätsreserve und des unsymmetrischen Leistungsanteils gelten qualitativ auch für dieses Netz. Eine Ausnahme ist hierbei der Einfluss der Phasenwahl zu Beginn der EV-Ladung. In diesem Fall erhöht sich die Qualitätsreserve bei Wahl der Phase mit der höchsten Leiter-Neutralleiterspannung, so dass die Ergebnisse mit denen bei zyklischer und symmetrischer Aufteilung der Ladepunkte auf die Phasen entsprechen. Die Ursache für die Unterschiede zwischen ländlichem Gebiet und Stadtrandgebiet liegen in den verschiedenen Vorbelastungen durch übergeordnetes Netz und aggregierter Basislast sowie den unterschiedlichen Impedanzverhältnissen.

Aus Tabelle 6-9 und Tabelle 6-10 sowie Tabelle 6-5 und Tabelle 6-6 ist ersichtlich, dass bei Freileitungsnetzen die Qualitätsreserve für Spannungsunsymmetrie und Einhaltung des Spannungsbandes teilweise negative Werte annimmt, die Grenzwerte also überschritten werden. Diese Überschreitungen treten bei allen Maßnahmen auf, so dass bei höherer Durchdringung der Netze mit EVs und PVs ein möglicher Netzausbau in Betracht zu ziehen ist. Überlastungen der Betriebsmittel traten nicht auf, jedoch ist eine Einhaltung des Spannungsbandes nach DIN EN 50160 [4] für das untersuchte Netz nur mit einer Spannungsregelung (bspw. RONT) möglich. Aufgrund der höheren maximal installierten PV-Leistung je Hausanschluss und der damit verbundenen kleineren Anzahl einphasig bzw. zweiphasig mit Neutralleiter angeschlossenen Wechselrichter sowie der geringen Anzahl an Hausanschlüssen je Abgang ist der Effekt bei symmetrischer und zyklischer Verteilung der installierten PV-Leistung auf die Phasen geringer als beim untersuchten Stadtrandgebiet. In Folge der höheren Impedanz am Verknüpfungspunkt bewirkt der Anschluss der PVs an die Phase der kleinsten Leiter-Neutralleiterspannung eine Erhöhung der Qualitätsreserve, welche mit der zyklischen und gleichmäßigen Verteilung der PV-Leistung auf die Phasen vergleichbar ist.

Tabelle 6-10: Vergleich Maßnahmen Qualitätsreserve für verteilte Ladung / ländliches Gebiet

Variante		Qualitätsreserve				Unsymmetrischer Leistungsanteil
		ΔU	k_{u2}	k_{u2} Planung	I_{max}	S_{un2} in kVA
EV Ladestrom	PV Durchdringung					
	75 %					
	Kabel					
	Keine Maßnahme	55	38	2	33	21
	Cos(phi) = 0.9 ind	58	28	-12	23	24
	Anschluss an kleinste Spannung	59	38	3	33	20
	Symmetrische Aufteilung der Leistung	60	42	10	34	19
	Freileitung					
	Keine Maßnahme	-2	-10	-72	33	21
	cos phi = 0.9 ind	3	-38	-116	23	24
	Anschluss an kleinste Spannung	6	-4	-63	33	20
	Symmetrische Aufteilung der Leistung	2	-4	-63	34	19

Tabelle 6-11 gibt einen Überblick über den Einfluss der vorgestellten Maßnahmen auf die diskutierten Kriterien. Dabei ist mit „+“ ein positiver Einfluss (Erhöhung der Qualitätsreserve) bzw. und mit „-“ ein negativer Einfluss (Verringerung der Qualitätsreserve) dargestellt. Bei Unterschieden zwischen Stadtrand- und ländlichem Gebiet werden diese mit „/“ voneinander getrennt dargestellt. Besonders ausgeprägte Erhöhung der Qualitätsreserve ist mit „++“ und eine ausgeprägte Verringerung der Qualitätsreserve mit „--“ dargestellt.

Wie aus Tabelle 6-11 ersichtlich, ist hinsichtlich der EV-Ladung das dreiphasige Laden die zu bevorzugende Maßnahme. Ist dies nicht möglich ist eine symmetrische und zyklische Verteilung der Ladepunkte im Netz zu bevorzugen bzw. eine Phasenwahl zu Beginn der Ladung durchzuführen, welche die Gegensystemspannung reduziert. Für PVs ist ebenfalls ein dreiphasiger Betrieb zu bevorzugen. Die einphasig bzw. zweiphasig mit Neutraleiter angeschlossenen Wechselrichter sind so zu verteilen, dass die installierte Leistung möglichst gleichmäßig auf die Phasen verteilt ist.

Maßnahmen, welche die Spannungsunsymmetrie im Niederspannungsnetz verkleinern, den unsymmetrischen Leistungsanteil jedoch erhöhen sind kritisch zu hinterfragen und bei Anwendung genauer zu prüfen. Der Grund ist, dass durch einen erhöhten unsymmetrischen Leistungsanteil die Herausforderungen zur Einhaltung der Spannungsunsymmetrie in die übergeordnete Spannungsebene verschoben werden.

Tabelle 6-11: Bewertung der Maßnahmen zur Begrenzung der Unsymmetrie

Maßnahme	ΔU	k_{u2}	I_{max}	S_{un2} in kVA
EVs				
Reduzierung Ladestrom	+	+	+	+
Erhöhung Ladestrom	- / -	- / -	- / -	- / -
Symmetrische zyklische Aufteilung der EV-Ladepunkte	+ / ++	+ / ++	+	+
Anschluss an höchste Spannung	+	- - / +	+	- - / +
Anschluss an Phase gemäß U_2 Reduzierung	+	++	+	- / +
Dreiphasiges Laden	++	++	+ / -	++
Photovoltaik -Wechselrichter				
$\cos \varphi = 0.9$ ind	+	--	--	-
Anschluss an kleinste Spannung	- / +	- / +-	- / +	- / +
Symmetrische zyklische Aufteilung der Photovoltaik-Wechselrichter	++ / +	++ / +	++ / +	++ / +

Kombinierter Betrieb Stadtrandgebiet

Unter der Annahme, dass PVs bis 4,6 kVA und EVs bis 16 A weiterhin einphasig angeschlossen werden, ist eine zyklische und symmetrische Verteilung der installierten PV-Leistung die geeignetste Maßnahme. Für EVs ist ebenfalls eine zyklische symmetrische Verteilung denk-

bar. Sollte die Information zum Impedanzwinkel vorliegen ist zudem eine Phasenwahl mit Reduzierung der Gegensystemspannung umsetzbar. Die Kombination der Maßnahmen wird exemplarisch anhand einer Variante in Tabelle 6-12 dargestellt.

Tabelle 6-12: Anwendung von wirksamen Maßnahmen auf kombinierten Betrieb von PVs und EVs verteilte Ladung / Stadtrandgebiet

Variante			Qualitätsreserve				Unsymmetrischer Leistungsanteil
EV Ladestrom	PV Durchdringung	PV Durchdringung	ΔU	k_{U2}	k_{U2} Planung	I_{max}	S_{un2} in kVA
16 A	100 %	75 %					
Keine Maßnahme			50	21	-24	22	70
Symmetrische und zyklische Aufteilung PV-Leistung & symmetrische und zyklische Aufteilung der EV-Ladeboxen			74	45	14	39	39
Symmetrische und zyklische Aufteilung PV-Leistung & Anschluss EV an Phase mit U_2 Reduzierung			75	62	40	43	48

Es ist ersichtlich, dass die Erkenntnisse aus den Einzeluntersuchungen mit nur EVs bzw. nur PVs auf den kombinierten Betrieb übertragbar sind.

6.2.2 Zentrale Ladeinfrastruktur

Zentrale Ladeinfrastrukturen werden in den meisten Fällen über einen separaten Transformator bzw. einen eigenen Abgang am Transformator versorgt. Durch die hohe Kurzschlussleistung traten keine Grenzwertverletzungen hinsichtlich Überlast des Transformators bzw. des Spannungsbandes auf.

Es wird angenommen, dass die Ladesäulen der Infrastruktur über einen Typ 2 Stecker verfügen (siehe Bild 6-2). Bei dieser Art von Steckern können EVs auch einphasig geladen werden. In diesem Fall erfolgt nach derzeitiger Praxis das Laden über L1 und N.

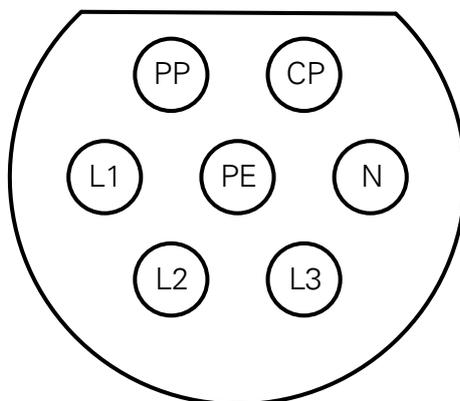


Bild 6-2: Schematischer Aufbau eines Typ-2 Steckers

Zur Abschätzung des Einflusses auf die Spannungsunsymmetrie und den unsymmetrischen Leistungsanteil werden folgend zwei Varianten näher betrachtet.

- Variante 1: Feste Zuordnung zwischen Belegung der Ladesteckdose und den Phasen des Netzes (L1 der Lade-Steckdose ist immer der gleichen Phase des Netzes zugeordnet)
- Variante 2: Zyklische Tauschung der Belegung der Lade-Steckdose (L1 der Lade-Steckdose ist wechselweise den drei Phasen des Netzes zugeordnet)

Der Gegensystemstrom bzw. der unsymmetrische Leistungsanteil bei einphasig ladenden Fahrzeugen kann für die Varianten wie folgt berechnet werden:

Variante 1

$$\frac{I_2}{I_{EV}} = \frac{S_{un2}}{S_{EV}} = n_{EV} \quad (6-1)$$

Variante 2

$$\frac{I_2}{I_{EV}} = \frac{S_{un2}}{S_{EV}} = |n_a + \underline{a}^2 \cdot n_b + \underline{a} \cdot n_c| \quad (6-2)$$

n_{EV}	Anzahl gleichzeitig ladende EVs
I_{EV}	Ladestrom eines EVs
I_2	Gegensystemstrom
S_{un2}	unsymmetrischer Leistungsanteil
S_{EV}	Ladeleistung eines EVs
n_a	Fahrzeuge die über eine Phase (a) geladen werden
n_b	Fahrzeuge die über eine zweite Phase (b) geladen werden
n_c	Fahrzeuge die über eine dritte Phase (c) geladen werden

Dabei lässt sich die Wahrscheinlichkeit der einzelnen Kombinationen aus $n_a - n_b - n_c$ unter der Annahme, dass n_{LP} eine ganzzahlige, durch drei teilbare Zahl ist, wie folgt berechnen

$$p_{abc} = \frac{\binom{n_{LP}/3}{n_a} \cdot \binom{n_{LP}/3}{n_b} \cdot \binom{n_{LP}/3}{n_c} \cdot \frac{3!}{x!}}{\binom{n_{LP}}{n_a + n_b + n_c}} \quad (6-3)$$

mit

$$x = \begin{cases} 3 & \text{für } n_a = n_b = n_c \\ 1 & \text{für } n_a \neq n_b \neq n_c \\ 2 & \text{sonstige Fälle} \end{cases} \quad (6-4)$$

n_{LP}	Anzahl der Ladepunkte der zentralen Infrastruktur
p_{abc}	Wahrscheinlichkeit einer Kombination von $n_a - n_b - n_c$

Die Spannungsunsymmetrie kann mit Gleichung (2-1) abgeschätzt werden. Für ein Zahlenbeispiel wird eine zentrale Ladeinfrastruktur mit 51 Ladepunkten angenommen. Nimmt man weiterhin an, dass jede Anzahl an EVs zwischen 1 und n_{LP} mit gleicher Wahrscheinlichkeit auftritt, so ergibt sich die in Bild 6-3 dargestellte Summenhäufigkeit.

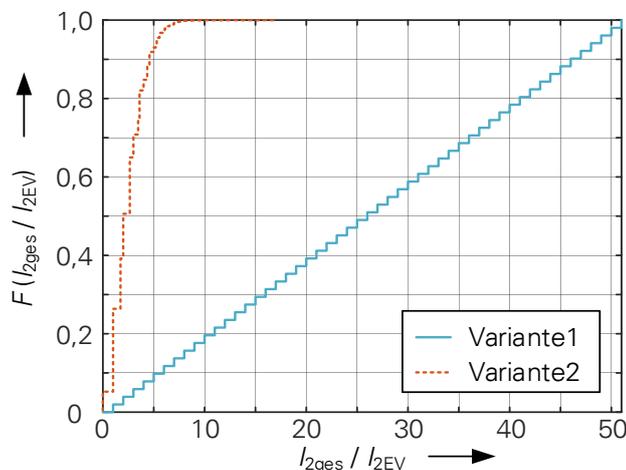


Bild 6-3: Summenhäufigkeit der unsymmetrischen Belastung einer zentralen Ladeinfrastruktur für verschiedene Anschlussvarianten

Typische Quantilwerte beider Summenhäufigkeiten sind in Tabelle 6-13 zusammengefasst.

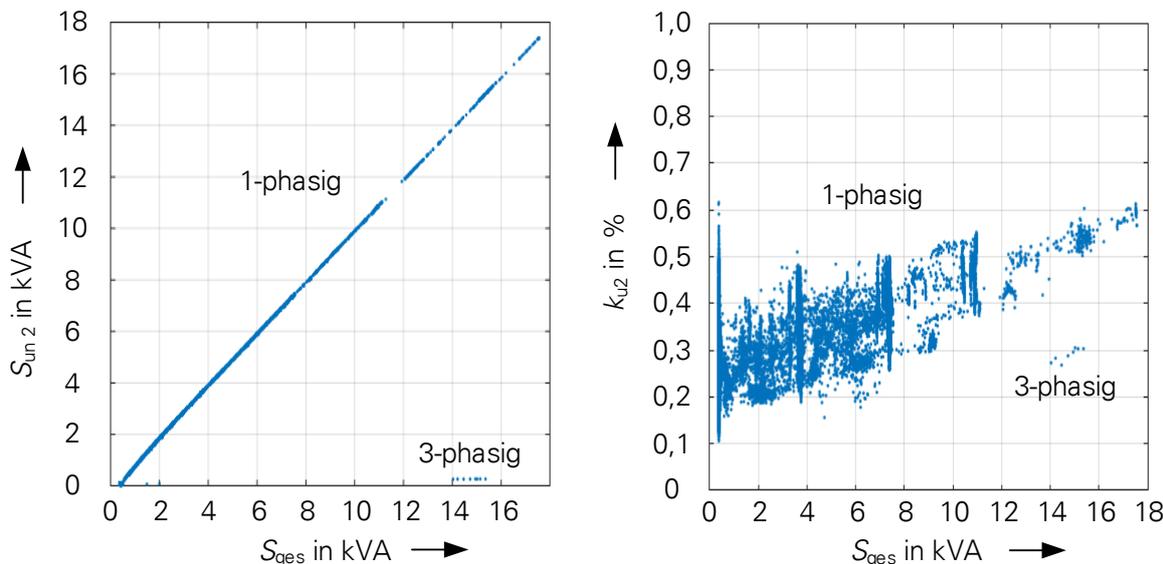
Tabelle 6-13: Quantilwerte der Summenhäufigkeit der unsymmetrischen Belastung einer zentralen Ladeinfrastruktur mit 51 Ladepunkten

Quantil	Variante 1	Variante 2
Maximalwert	51	17
99,9 %-Quantil	51	8,7
99 % Quantil	51	7
95 % Quantil	49	5,3

Es ist ersichtlich, dass eine gleichmäßige Verteilung der einphasigen Anschlüsse (am Typ2-Stecker als L1 bezeichnet) auf die drei Phasen erwartungsgemäß eine deutliche Reduzierung der unsymmetrischen Belastung nachsichzieht.

Im Zuge der durchgeführten Feldmessungen konnten für Variante 1 und Variante 2 jeweils eine zentrale Ladeinfrastruktur gemessen werden (siehe Anhang A.1 Nr. 09 & 13). Die Messergebnisse sind in Bild 6-4 und Bild 6-5 dargestellt. Am Anschlusspunkt der Ladeinfrastruktur für Variante 1 war die Kurzschlussleistung sehr hoch, weshalb der hohe Gegensystemstrom nur einen geringen Einfluss auf die Spannungsunsymmetrie hat. Bei der Ladeinfrastruktur für Variante 2 war die Kurzschlussleistung deutlich kleiner, weshalb die Spannungsunsymmetrie größere Werte annimmt. Der hohe Gegensystemstrom in Bild 6-5 ist damit zu erklären, dass zwar eine symmetrische Verteilung der Anschlüsse der Ladepunkte auf die Phasen des Netzes erfolgte, jedoch im Zuge einer Laderegulierung nur bestimmte Ladepunkte zu einer bestimmten Zeit zugeschaltet wurden, wobei die zugeschalteten Ladepunkte nicht immer symmetrisch verteilt waren.

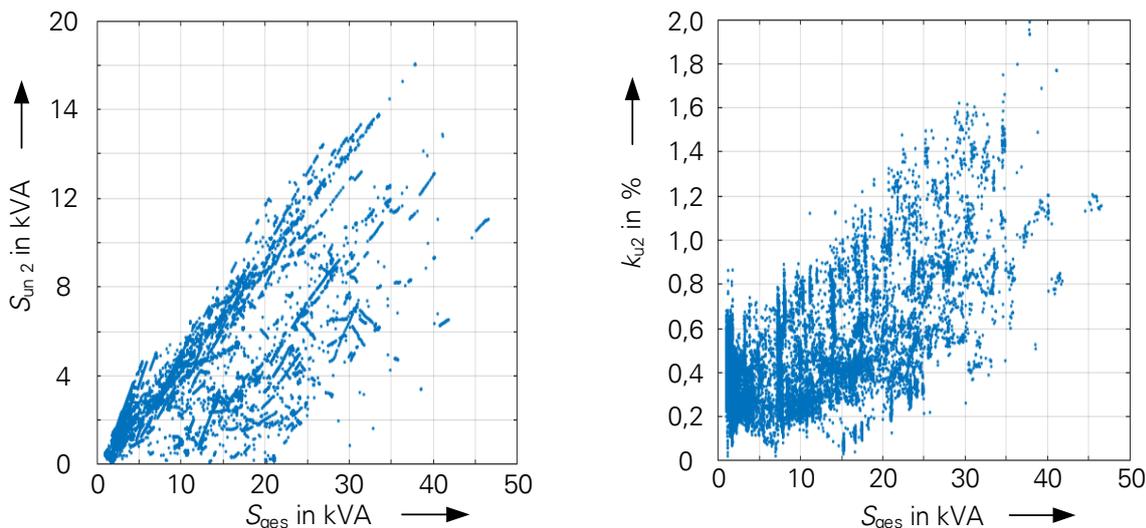
Als zusätzlicher Aspekt bei der Planung zentraler Ladeinfrastrukturen ist die Nutzung der einzelnen Ladepunkte zu berücksichtigen. Die Verteilung auf die Phasen des Netzes ist so zu gestalten, dass die Ladepunkte, die gleichzeitig genutzt werden, möglichst symmetrisch auf die Phasen des Netzes verteilt sind. Die Erkenntnisse aus verteilten Ladeinfrastrukturen können ebenfalls auf zentrale Ladeinfrastrukturen übertragen werden. So ist stets eine dreiphasige Ladung der einphasigen oder zweiphasigen Ladung mit Neutralleiter vorzuziehen. Zweiphasige Ladung ohne Neutralleiter ist generell zu vermeiden.



a Unsymmetrischer Leistungsanteil in Abhängigkeit der Gesamtleistung

b Spannungsunsymmetrie in Abhängigkeit der Gesamtleistung

Bild 6-4: Einfluss einphasiger Ladung in einer zentralen Ladeinfrastruktur Variante 1



a Unsymmetrischer Leistungsanteil in Abhängigkeit der Gesamtleistung

b Spannungsunsymmetrie in Abhängigkeit der Gesamtleistung

Bild 6-5: Einfluss einphasiger Ladung in einer zentralen Ladeinfrastruktur Variante 2

Bestimmte Maßnahmen, wie die Wahl der Phase anhand der Gesamtströme der einzelnen Leiter, können in zentralen Ladeinfrastrukturen verhältnismäßig einfach umgesetzt werden. Sie führen zu einer Verringerung der Spannungsunsymmetrie und des unsymmetrischen Leistungsanteils. Sie stellen eine Verbesserung zu einer zyklischen Verteilung der Ladepunkte auf die Phasen dar. Der Einfluss ist jedoch stark von der Nutzung der einzelnen Ladesäulen abhängig und kann daher nicht beziffert werden.

6.3 Ergebnisse für Harmonische

Für die Untersuchung der Harmonischen ist neben der eigentlichen harmonischen Lastflusssimulation auch eine Frequenzganganalyse zur Bestimmung der frequenzabhängigen Netzimpedanz mit ihren Resonanzstellen erforderlich. Diese Netzimpedanz wird neben den im Netz befindlichen Betriebsmitteln wie Transformator und Leitungen vor allem durch die Impedanzen der angeschlossenen Abnehmer und Erzeuger bestimmt. In der Referenzsimulation, in der nur Haushalte ohne EVs und PVs simuliert werden, wird der Frequenzgang der Netzimpedanz durch das Impedanzmodell der Haushalte dominiert. Entsprechend der in Abschnitt 2.3 beschriebenen theoretischen Grundlagen beeinflusst diese Netzimpedanz sowohl die Ausbreitung der Stromharmonischen als auch die Pegel der Spannungsharmonischen im Netz. Insbesondere Resonanzstellen, an denen es zu einer deutlichen Überhöhung der Impedanz kommt, können zu einem signifikanten Anstieg bestimmter Spannungsharmonischer führen. Aus diesem Grund werden zunächst die Ergebnisse der Frequenzganganalyse vorgestellt, bevor die Auswertung der harmonischen Lastflusssimulationen folgt.

Die Ergebnisse werden im Hinblick auf die Verträglichkeitspegel der Oberschwingungsspannungen nach IEC 61000-2-2 [3] bewertet. Eine zusätzliche Bewertung hinsichtlich des für die Planung zulässigen Gesamtstöreintrags aller Anlagen im Niederspannungsnetz wurde in Anbetracht des im Vergleich zur Unsymmetrie erheblich höheren Simulationsaufwandes nicht durchgeführt.

6.3.1 Verteilte Ladeinfrastruktur

Stadtrandgebiet

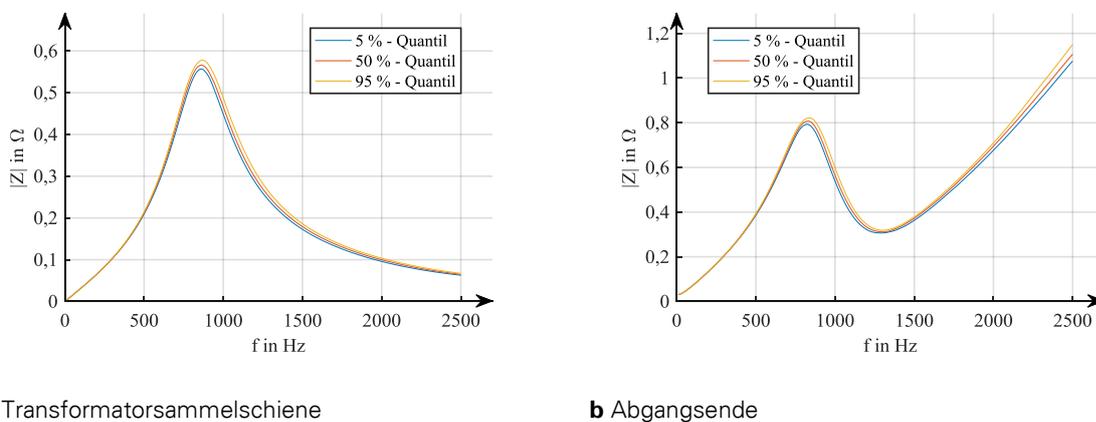
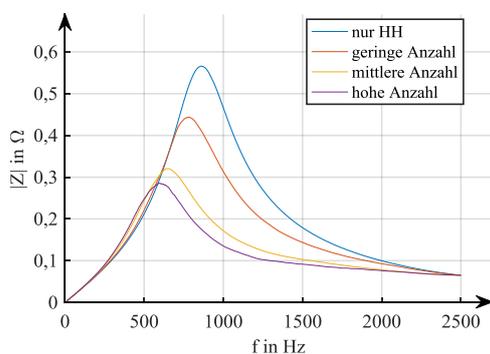


Bild 6-6: Betragsfrequenzgang der Netzimpedanz im Stadtrandgebiet für die Referenzsimulation (nur Haushalte) an verschiedenen Stellen im Netz

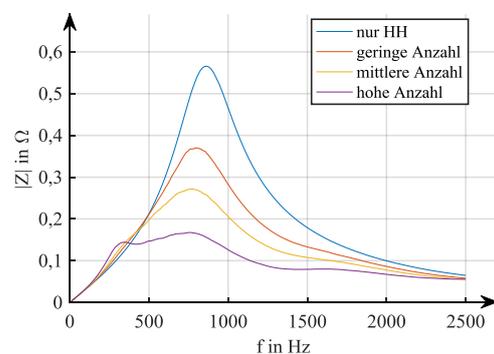
Hinsichtlich der verteilten Ladeinfrastruktur werden zuerst die Ergebnisse für das Stadtrandgebiet diskutiert. Die Betragsfrequenzgänge der Netzimpedanz für die Variante „nur Haushalte“ sind im Bild 6-6 dargestellt, wobei zwischen der Impedanz an der Transformatorsammelschiene und der am Ende eines der Kabelabgänge unterschieden wird. Von den jeweils für jede Variante durchgeführten Simulationsdurchläufen sind das 5 %- und das 95 %-Quantil

sowie der Median der Impedanz veranschaulicht. Alle drei Kurven sind sehr ähnlich zueinander, da es zwischen den Impedanzen der Haushalte nur eine geringe Varianz gibt. Es ist eine deutlich ausgeprägte Resonanzstelle bei ca. 800 Hz zu erkennen. Der Betrag der Impedanz bei dieser Frequenz ist am Transformator etwas kleiner als $0,6 \Omega$. Dieser Wert befindet sich in einem Bereich, der typisch für deutsche Niederspannungsnetze ist, wie durch eine Vielzahl von eigenen Netzimpedanzmessungen [38], [41] bestätigt wird. Am Abgangsende steigt die Impedanz ab ca. 1200 Hz aufgrund des dann dominierenden induktiven Anteils der Leitungsimpedanz wieder an.

Die Änderung des Betragsfrequenzgangs der Netzimpedanz bei zunehmender EV- bzw. PV-Durchdringung lässt sich aus Bild 6-7 erkennen. In beiden Fällen kommt es durch die zusätzlich wirksamen Eingangsimpedanzen zu einer deutlichen Absenkung der Netzimpedanz im Bereich der Resonanzstelle. Zusätzlich ist besonders bei zunehmenden EV-Durchdringungen eine Verschiebung der Resonanzstelle zu kleineren Frequenzen zu beobachten. Dies lässt sich damit begründen, dass sich EVs im betrachteten Frequenzbereich nahezu ausschließlich ohmsch-kapazitiv verhalten, während PVs auch einen deutlich induktiven Anteil aufweisen können. Die zusätzlichen Kapazitäten führen zu einer Verkleinerung der Resonanzfrequenz. Bei einer simulierten Durchdringung von 100 % für EVs bzw. PVs kommt es an der Resonanzstelle zu einer Verringerung der Netzimpedanz auf ca. die Hälfte bzw. ein Drittel des ursprünglichen Wertes (nur Haushalte). Die Reduktion fällt bei den PVs stärker aus, da deren Gleichzeitigkeitsfaktor deutlich größer ist als der von den EVs.



a Verschiedene EV-Durchdringungen

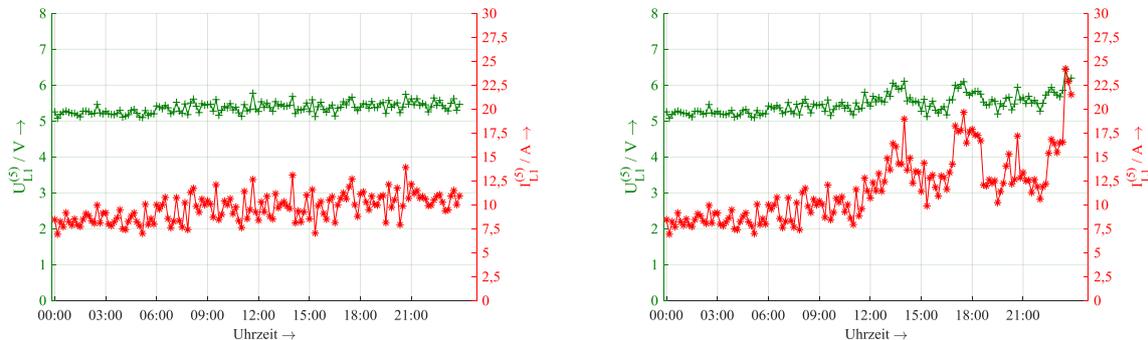


b Verschiedene PV-Durchdringungen

Bild 6-7: Betragfrequenzgang der Netzimpedanz im Stadtrandgebiet für verschiedene Durchdringungen von EVs bzw. PVs, jeweils Median über alle Simulationen

Um ein grundsätzliches Verständnis für die Simulationsergebnisse zu bekommen, werden im Folgenden ausgewählte Ergebnisse der Oberschwingungslastflusssimulationen für die 5. und 7. Harmonische beispielhaft für einen der insgesamt 250 Simulationsdurchläufe je Variante vorgestellt. Bild 6-8 zeigt die zeitlichen Verläufe der 5. Spannungsharmonischen am Ende eines Kabelabgangs und der 5. Stromharmonischen am Transformator (Summe) über einen Tag. Die Variante „nur Haushalte“ wird dabei mit der Variante „100 % EV-Durchdringung“ verglichen. Festzustellen ist, dass es im Falle von EVs am Nachmittag und besonders in den Abendstunden zu einem deutlichen Anstieg der 5. Stromharmonischen kommt. Gegenüber der Variante ohne EVs entspricht dieser Anstieg ungefähr einer Verdopplung. Eine Erhöhung des

Pegels der 5. Spannungsharmonischen ist lediglich an den Maxima des Stromes bei der „100 % EV-Durchdringung“ erkennbar. Ansonsten entspricht er weitgehend dem bereits durch das übergeordnete Netz vorgegebenen Pegel.

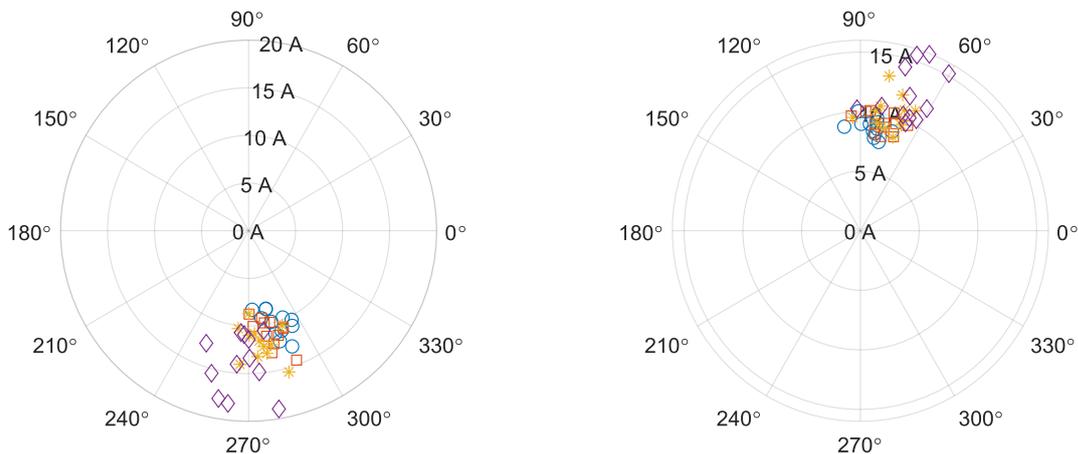


a Variante „nur Haushalte“

b Variante „100 % EV“

Bild 6-8: Verlauf der 5. Spannungs- (grün) und Stromharmonischen (rot) über einen Tag (ein Simulationsdurchlauf) im Stadtrandgebiet (Spannung: am Ende eines Kabelabgangs; Strom: Summe aller Abgänge am Transformator)

Um die Zusammenhänge genauer nachvollziehen zu können, ist es erforderlich, auch den Phasenwinkel der Harmonischen zu betrachten. Dies geschieht mittels Polardiagrammen. In Bild 6-9 sind für unterschiedliche EV-Durchdringungen die Zeiger der 5. und 7. Stromharmonischen am Transformator dargestellt. Mit blau ist dabei die Referenzsimulation gekennzeichnet. Die Farben entsprechen denen aus Bild 6-7 und repräsentieren eine geringe, mittlere bzw. hohe EV-Durchdringung. Die unterschiedlichen Symbole dienen nur zur besseren Unterscheidung der verschiedenen Durchdringungen und haben ansonsten keine besondere Bedeutung.



a 5. Stromharmonische

b 7. Stromharmonische

Bild 6-9: Änderung der 5. bzw. 7. Stromharmonischen (am Transformator) in der komplexen Ebene mit zunehmender EV-Durchdringung im Stadtrandgebiet (Farben wie in Bild 6-7)

Zu erkennen ist eine Erhöhung der Beträge sowie eine Verschiebung des Phasenwinkels mit zunehmender Durchdringung. Die Bilder geben allerdings nur die grundsätzliche Tendenz wieder, da es sich hierbei nur um eine exemplarische Darstellung einiger Zeitpunkte aus einem einzigen Simulationsdurchlauf handelt. Bei den EVs hat sich gezeigt, dass die resultierende Oberschwingungsemission stark von der Verteilung der Fahrzeugtypen abhängt. Bei einer anderen Verteilung können sich demzufolge auch andere Werte für die Oberschwingungspegel einstellen.

Eine ähnliche Betrachtung kann für unterschiedliche PV-Durchdringungen durchgeführt werden. Die Polardiagramme für die 5. und 7. Stromharmonische sind in Bild 6-10 zu sehen. In diesem Fall sind für jede dargestellte PV-Durchdringung deutliche Änderungen sichtbar. Dies liegt vor allem daran, dass jeweils alle im Netz installierten PVs gleichzeitig in Betrieb sind. Die Änderungen in der Emission sind somit ausschließlich auf Änderungen der Spannungsverzerrung während des Tagesverlaufs zurückzuführen. Es ist festzustellen, dass die Phasenwinkel der 5. und 7. Stromharmonischen von PVs ähnlich zu denen der EVs sind. Deshalb ist das Potential für eine Kompensation oder Auslöschung sowohl innerhalb von EVs bzw. PVs als auch zwischen beiden Gruppen gering (vgl. Abschnitt 2.3).

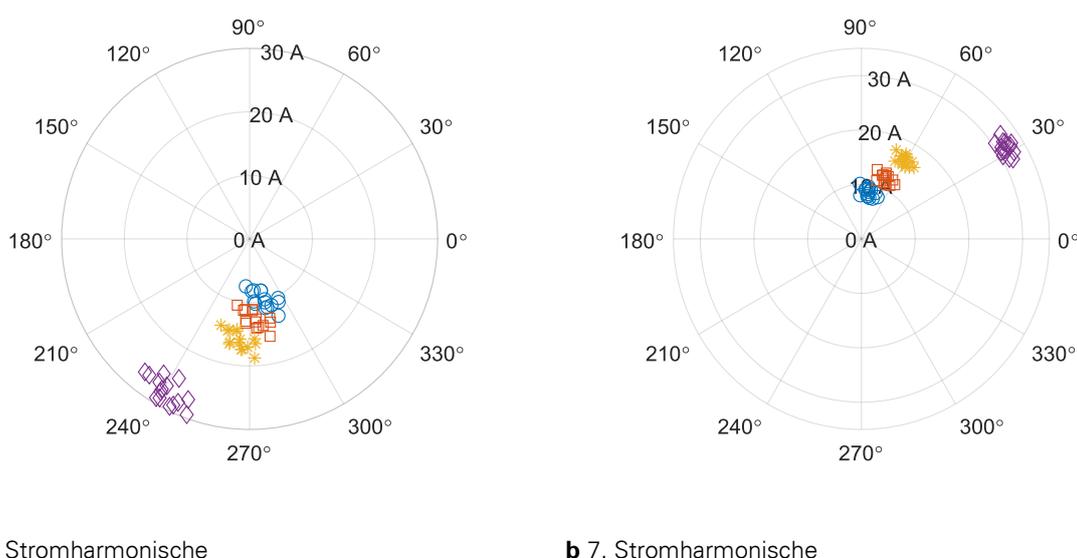
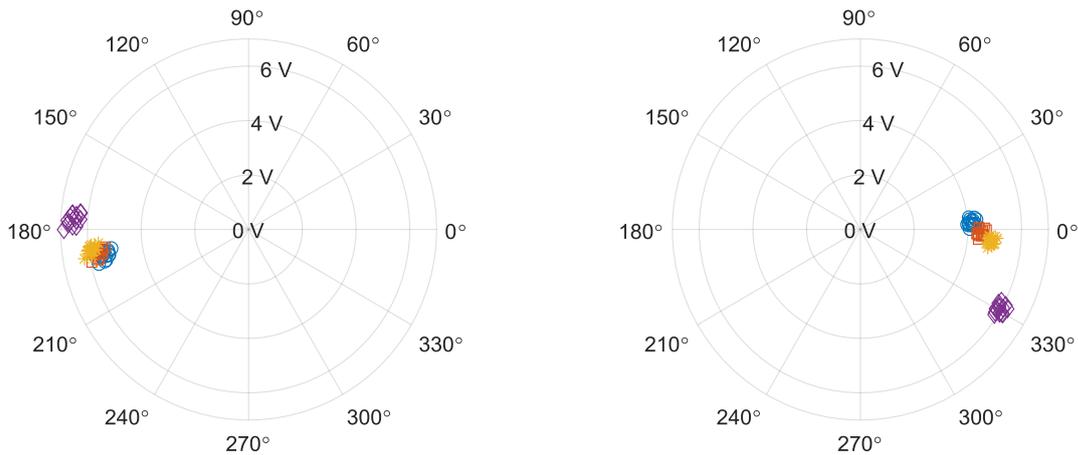


Bild 6-10: Änderung der 5. bzw. 7. Stromharmonischen (am Transformator) in der komplexen Ebene mit zunehmender PV-Durchdringung im Stadtrandgebiet (Farben wie in Bild 6-7)

Die Änderung zwischen den Varianten „50 % PV“ und „100 % PV“ ist größer als die zwischen „nur Haushalte“ und „50 % PV“. Der Grund für diese stärkere Änderung ist, dass es bei einer 100 %-Durchdringung bereits eine deutliche Rückwirkung auf die entsprechende Spannungsharmonische gibt (Bild 6-11), wodurch wiederum aufgrund der Spannungsabhängigkeit der Emission eine Änderung der eingespeisten Stromharmonischen erfolgt. Neben einer leichten Erhöhung des Betrags kommt es sowohl bei der 5. als auch bei der 7. Spannungsharmonischen zu einer Drehung des Phasenwinkels. Auf die Darstellung der entsprechenden Polardiagramme für unterschiedliche EV-Durchdringungen wird an dieser Stelle verzichtet, da es aufgrund der höheren Varianz zwischen den Simulationsdurchläufen bei diesen Varianten schwieriger ist, repräsentative Aussagen aus einer einzelnen Darstellung abzuleiten.



a 5. Spannungsharmonische

b 7. Spannungsharmonische

Bild 6-11: Änderung der 5. bzw. 7. Spannungsharmonischen (am Kabelabgangsende) in der komplexen Ebene mit zunehmender PV-Durchdringung im Stadtrandgebiet (Farben wie in Bild 6-7)

Um eine umfassende Bewertung der Auswirkungen unterschiedlicher EV- bzw. PV-Durchdringungen vornehmen zu können, ist eine Aggregation der Simulationsergebnisse erforderlich. Dabei wird die gleiche Methodik wie zur Bewertung der Unsymmetrie verwendet, welche in Abschnitt 6.1 ausführlich erläutert wird. In Tabelle 6-14 sind die Qualitätsreserven für die einzelnen Harmonischen bis zur 19. Ordnung dargestellt.

Tabelle 6-14: Simulationsergebnisse für niederfrequente Harmonische bei verteilte Ladung (Stadtrandgebiet)

Variante/ Durchdringung		Qualitätsreserve								
EV	PV	$U_{95}^{(3)}$	$U_{95}^{(5)}$	$U_{95}^{(7)}$	$U_{95}^{(9)}$	$U_{95}^{(11)}$	$U_{95}^{(13)}$	$U_{95}^{(15)}$	$U_{95}^{(17)}$	$U_{95}^{(19)}$
Nur Haushalte		89,7	58,8	61,4	68,2	72,3	83,1	15,7	91,0	83,3
25 %		88,6	52,0	48,3	62,2	66,4	78,0	10,6	90,8	85,0
50 %		87,8	49,7	44,5	58,7	65,9	76,5	9,5	90,7	86,0
100 %		85,7	43,0	32,7	53,5	65,9	75,5	14,0	90,7	87,5
	25 %	88,3	54,1	56,0	61,7	70,6	83,9	18,8	91,6	85,7
	50 %	86,3	50,9	52,0	58,3	70,1	84,4	24,0	91,8	86,4
	100 %	80,4	44,9	46,9	61,0	74,4	84,8	30,1	92,3	86,8
10 %	50 %	86,1	47,0	44,7	57,1	69,7	83,3	22,4	91,5	86,8
50 %	50 %	85,0	43,7	38,2	55,8	69,3	80,7	20,4	91,4	87,9
100 %	50 %	83,3	38,0	31,9	54,6	69,2	80,2	25,1	91,4	88,8

In der Referenzsimulation werden die Oberschwingungspegel vor allem durch das vorgelagerte Netz und die Emission der Haushalte bestimmt. Die kleinste Qualitätsreserve ergibt sich für die 15. Harmonische, was mit dem vergleichsweise niedrigen Grenzwert (0,5 % bezogen

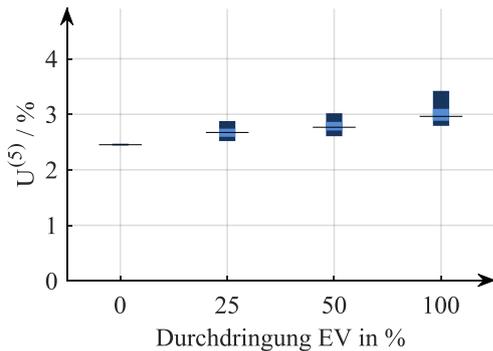
auf die Grundschiwingung) sowie mit der Nähe zur Resonanzfrequenz (vgl. Bild 6-6) begründet werden kann.

Alle Varianten mit EVs bzw. PVs sind aus Sicht der Spannungsharmonischen zulässig, d.h. alle betrachteten harmonischen Spannungspegel liegen immer unter ihrem jeweiligen Grenzwert [3]. Beim Vergleich der verschiedenen Varianten ist auffällig, dass EVs teilweise größere Auswirkungen auf die Spannungsqualität haben als PVs, insbesondere hinsichtlich der 7. Harmonischen. Wie bereits angedeutet, liegt bei den EVs aufgrund der höheren Anzahl unterschiedlicher Typen und der ständig wechselnden Anzahl gleichzeitig ladender Fahrzeuge eine deutlich höhere Diversität vor als bei den PVs. Dies führt dazu, dass es bei den Varianten mit EVs große Unterschiede zwischen den Simulationsdurchläufen geben kann. Durch die mehrstufige Aggregation (vgl. Abschnitt 6.1) werden in der abschließenden Bewertung jedoch vor allem die Simulationsdurchläufe sichtbar, in denen die Oberschwingungspegel besonders hoch waren.

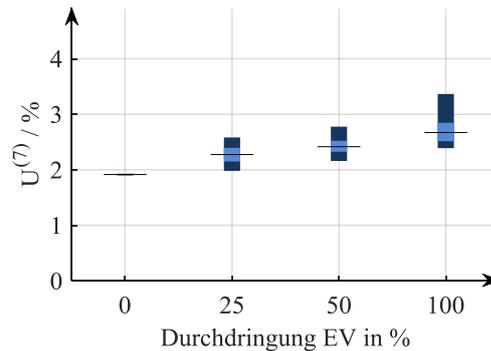
Mit zunehmender EV- bzw. PV-Durchdringung weisen insbesondere die 5. und 7. Harmonische eine reduzierte Qualitätsreserve auf. Aufgrund der zusätzlichen Impedanzen im Netz, und der daraus resultierenden Absenkung der Resonanzüberhöhung der Netzimpedanz, erhöht sich die Qualitätsreserve für die 15. Harmonische mit steigender PV-Durchdringung. Die meisten anderen Harmonischen werden durch EVs bzw. PVs nur wenig beeinflusst.

Die Entwicklung der prozentualen Pegel der über alle Simulationsdurchläufe aggregierten 5. und 7. Spannungsharmonischen für verschiedene EV- und PV-Durchdringungen ist in Bild 6-12 dargestellt. Die höhere Diversität in Bezug auf die EVs ist hierbei an der größeren Streuung und der somit größeren Ausdehnung der Balken ersichtlich, wobei die äußeren Enden das 5 %- bzw. 95 %-Quantil und die Enden des helleren, inneren Balkens das 25 %- bzw. 75 %-Quantil markieren. Interessant ist in dem Zusammenhang, dass der Median (mittlerer Querbalken) bei der 5. Spannungsharmonischen und 100 % EV-Durchdringung kleiner als der Median bei der 100 % PV-Durchdringung ist. Hinsichtlich des 95 %-Quantils, welches insgesamt für die Bewertung des Einflusses von EV bzw. PV ausschlaggebend ist, verhält es sich jedoch genau umgekehrt. Ähnliches gilt für die 7. Harmonische. Bei den entsprechenden 100 % Durchdringungen ist der Median bei EVs nur geringfügig größer als der bei PVs, das 95 %-Quantil allerdings ist wesentlich höher. Die Differenz beträgt mehr als 10 % bezogen auf den Grenzwert der 7. Spannungsharmonischen, womit sich der entsprechende Unterschied in Tabelle 6-14 erklären lässt.

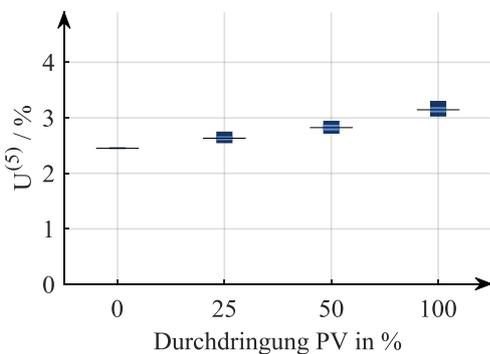
Einen Überblick über die 95 %-Quantile des maximalen harmonischen Leiterstroms durch den Transformator enthält Tabelle A-9 im Anhang. Darin ist insbesondere für die 5. und 7. Stromharmonische bei den 100 % EV- bzw. PV-Durchdringungen ein sehr deutlicher Anstieg, teilweise um das Vierfache, gegenüber der Variante „nur Haushalte“ festzustellen.



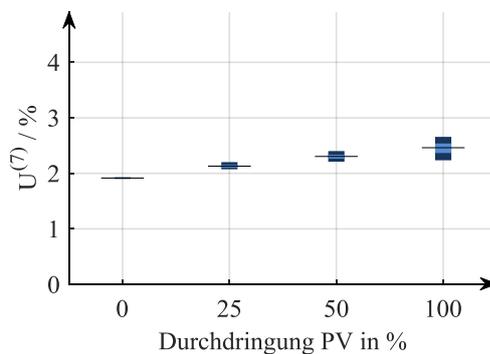
a 5. Spannungsharmonische mit zunehmender EV-Durchdringung



b 7. Spannungsharmonische mit zunehmender EV-Durchdringung



c 5. Spannungsharmonische mit zunehmender PV-Durchdringung



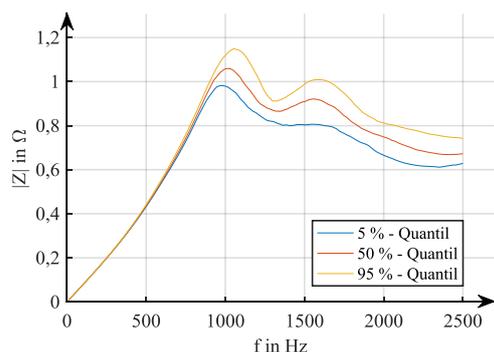
d 7. Spannungsharmonische mit zunehmender PV-Durchdringung

Bild 6-12: Änderung der 5. und 7. Spannungsharmonischen mit zunehmender EV- bzw. PV-Durchdringung im Stadtrandgebiet

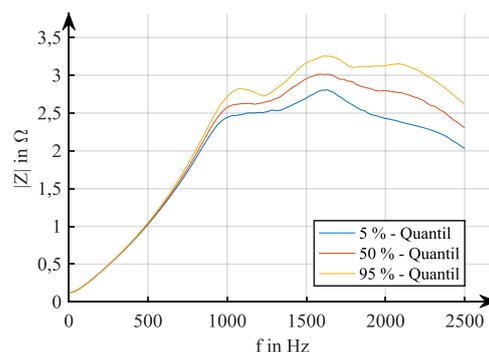
Ländliches Gebiet

Im Folgenden wird in etwas kürzerer Form auf die Ergebnisse im ländlichen Netz eingegangen. Die Betragsfrequenzgänge der Netzimpedanz für die Variante „nur Haushalte“ sind in Bild 6-13 dargestellt, wobei zwischen der Impedanz an der Transformatorsammelschiene und der am Ende des Kabelabgangs unterschieden wird. Im Unterschied zum Stadtrandgebiet sind in diesem Fall zwei Resonanzstellen zu sehen, welche bei rund 1000 Hz und 1600 Hz liegen. Das Auftreten zweier Resonanzen mit diesem geringen Abstand zueinander lässt sich durch das Vorhandensein zweier unterschiedlicher Leitungstypen (Kabel und Freileitung) erklären. An der Transformatorsammelschiene beträgt die Impedanz an der ersten Resonanzstelle ca. 1Ω .

Die Änderung des Betragsfrequenzgangs der Netzimpedanz bei zunehmender EV- bzw. PV-Durchdringung lässt sich aus Bild 6-14 erkennen. In beiden Fällen kommt es durch die zusätzlich wirksamen Eingangsimpedanzen zu einer deutlichen Absenkung der Netzimpedanz, insbesondere im Bereich der zuvor sichtbaren Resonanzstellen. Für den Fall einer hohen PV-Durchdringung ist diese Absenkung größer, da der Gleichzeitigkeitsfaktor der angeschlossenen PVs mit nahezu $g = 1$ sehr viel höher ist als der von den EVs.

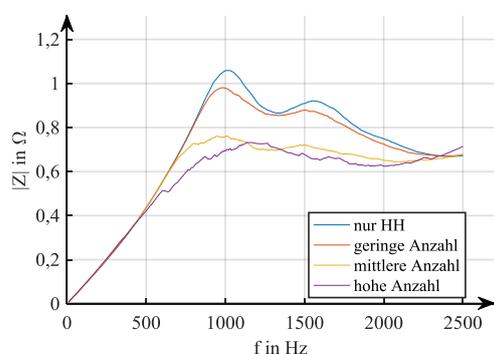


a Transformatorsammelschiene

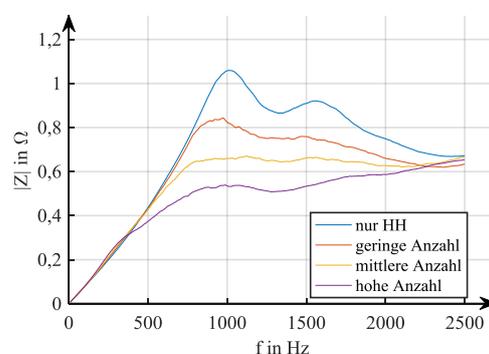


b Ende des Kabelabgangs

Bild 6-13: Betragsfrequenzgang der Netzimpedanz im ländlichen Netz für die Referenzsimulation (nur Haushalte) an verschiedenen Stellen im Netz



a Verschiedene EV-Durchdringungen

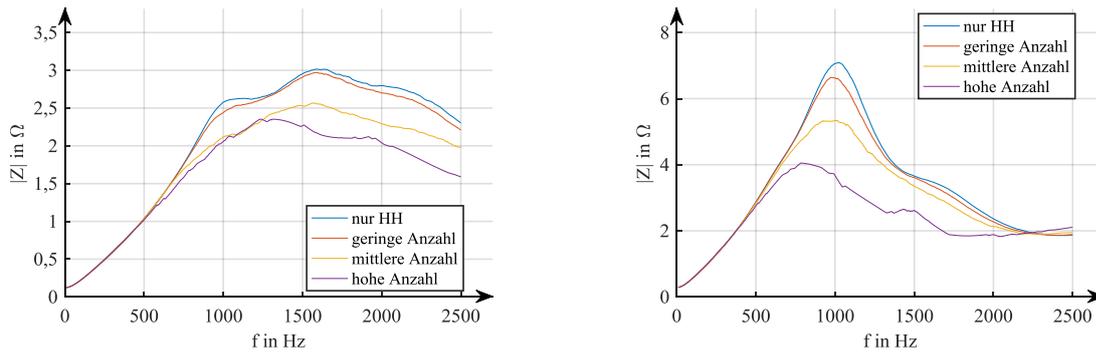


b Verschiedene PV-Durchdringungen

Bild 6-14: Betragsfrequenzgang der Netzimpedanz an der Transformatorsammelschiene im ländlichen Netz für verschiedene Durchdringungen von EVs bzw. PVs, jeweils Median über alle Simulationen

Für die zeitlichen Verläufe der 5. und 7. Strom- und Spannungsharmonischen sowie für die Änderungen dieser Harmonischen mit zunehmender EV- bzw. PV-Durchdringung gelten qualitativ die gleichen Aussagen wie für das Stadtrandgebiet. Der Unterschied besteht darin, dass die Änderungen insbesondere bei Betrachtung des Einflusses von EVs im ländlichen Netz aufgrund der geringen Abnehmerzahl teilweise weniger gut sichtbar sind. Zudem ist in diesem Netz eine Unterscheidung in den Kabel- und in den Freileitungsabgang erforderlich, da beide Leitungstypen hinsichtlich ihrer Impedanz sehr verschieden voneinander sind (vgl. Bild 6-15) und deshalb auch die Rückwirkung der Oberschwingungsströme auf die Spannungspegel sehr unterschiedlich ausfällt.

Im Folgenden werden deshalb die aggregierten Ergebnisse für die Spannungsharmonischen getrennt nach Leitungstyp angegeben. Die Qualitätsreserven sind für den Kabelabgang in Tabelle 6-15 und für den Freileitungsabgang in Tabelle 6-16 dargestellt.



a Ende des Kabelabgangs

b Ende des Freileitungsabgangs

Bild 6-15: Betragsfrequenzgang der Netzimpedanz im ländlichen Netz für beide Leitungstypen und für verschiedene EV-Durchdringungen, jeweils Median über alle Simulationen

Tabelle 6-15: Simulationsergebnisse für niederfrequente Harmonische bei verteilte Ladung und Kabelnetz (ländliches Gebiet)

Variante/ Durchdringung		Qualitätsreserve								
EV	PV	$U_{95}^{(3)}$	$U_{95}^{(5)}$	$U_{95}^{(7)}$	$U_{95}^{(9)}$	$U_{95}^{(11)}$	$U_{95}^{(13)}$	$U_{95}^{(15)}$	$U_{95}^{(17)}$	$U_{95}^{(19)}$
Nur Haushalte		90,9	60,7	64,4	72,2	78,0	84,9	36,8	87,8	80,5
25 %		89,1	44,4	26,6	66,5	74,9	79,1	13,0	83,7	77,9
50 %		88,1	40,6	23,5	61,2	73,8	74,3	2,2	81,2	76,2
100 %		84,7	37,6	20,6	58,1	73,3	72,8	3,9	80,3	75,9
	25 %	90,1	57,2	61,2	67,0	76,8	84,8	29,3	87,6	81,2
	50 %	88,7	55,3	58,4	62,0	75,0	85,1	21,5	88,0	83,5
	100 %	85,0	51,1	54,7	59,8	74,2	86,8	19,9	88,7	85,1
10 %	50 %	88,1	43,8	40,5	59,6	74,4	83,6	15,7	86,0	82,0
50 %	50 %	87,1	41,6	25,4	58,4	73,9	79,1	8,7	84,6	80,9
100 %	50 %	84,6	40,1	23,7	55,9	73,6	77,8	8,4	82,4	79,6

Für den Kabelabgang lässt sich grundsätzlich feststellen, dass für alle betrachteten Spannungsharmonischen die jeweiligen Grenzwerte für alle simulierten Varianten eingehalten werden. In der Referenzsimulation (nur Haushalte) ergibt sich für fast alle Harmonischen eine sehr hohe Qualitätsreserve. Einzig für die 15. Harmonische liegt die Reserve unterhalb von 50 %, was sich mit ihrem vergleichsweise kleinen Grenzwert begründen lässt.

Bei den Varianten unterschiedlich hoher EV-Durchdringungen ist eine deutliche Absenkung der Qualitätsreserve für die 5. und insbesondere für die 7. Harmonische zu beobachten. Auch bei den anderen Harmonischen tritt gegenüber der Referenzsimulation eine Verringerung der Qualitätsreserve auf, diese ist jedoch verhältnismäßig klein. Bei Betrachtung der Varianten mit PVs fällt auf, dass mit Ausnahme der 15. Harmonischen alle Werte oberhalb von 50 % liegen. Zwar kommt es auch bei diesen Varianten mit zunehmender Durchdringung zu einem Anstieg

der Pegel der 5. und 7. Harmonischen und somit zu einer Verringerung ihrer entsprechenden Qualitätsreserve, jedoch in deutlich geringerem Maße als bei den EVs. Somit tritt in diesem Netz das gleiche Phänomen auf wie im Stadtrandgebiet (vgl. Tabelle 6-14).

Interessant ist, dass es beim kombinierten Betrieb von EVs und PVs bei einer 100 % EV- und einer 50 % PV-Durchdringung eine etwas höhere Qualitätsreserve insbesondere für die 5. und 7. Harmonische gibt als bei 100 % EVs ohne PVs. Dies deutet auf gewisse Kompensationseffekte hin. Wie bereits im Stadtrandgebiet zu sehen war, verursacht eine zunehmende PV-Durchdringung eine zumindest leichte Drehung des Phasenwinkels der 5. und 7. Spannungsharmonischen. Ähnlich verhält es sich bei sehr hohen EV-Durchdringungen. Durch die Kombination vergrößert sich der Effekt und die Winkeldrehung der Spannungsharmonischen nimmt zu. Dadurch wiederum kommt es auch zu einer Drehung der 5. und 7. Stromharmonischen der EVs und PVs und zu einem zumindest verringerten Anstieg der entsprechenden Spannungsharmonischen.

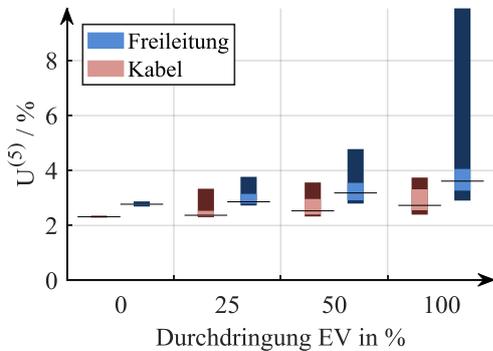
Bei Betrachtung der Ergebnisse für den Freileitungsabgang fällt sofort auf, dass die Grenzwerte einzelner Harmonischer in mehreren Fällen deutlich überschritten werden. Bereits in der Referenzsimulation tritt dies bei der 15. Harmonischen auf. Auch die 9. Harmonische befindet sich bereits nahe an ihrem Grenzwert. Dies hängt mit der gegenüber dem Kabel deutlich höheren Leitungsimpedanz und dem somit höheren Spannungsfall zusammen.

Tabelle 6-16: Simulationsergebnisse für niederfrequente Harmonische bei verteilter Ladung und Freileitungsnetz (ländliches Gebiet)

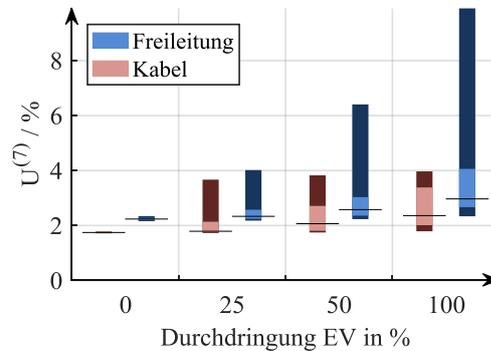
Variante/ Durchdringung		Qualitätsreserve								
EV	PV	$U_{95}^{(3)}$	$U_{95}^{(5)}$	$U_{95}^{(7)}$	$U_{95}^{(9)}$	$U_{95}^{(11)}$	$U_{95}^{(13)}$	$U_{95}^{(15)}$	$U_{95}^{(17)}$	$U_{95}^{(19)}$
Nur Haushalte		76,3	52,0	53,2	12,8	59,6	68,6	-90,1	72,4	60,8
25 %		72,5	37,1	19,7	0,7	58,4	64,9	-82,7	71,3	60,4
50 %		69,2	20,3	-28,1	-7,3	57,2	62,3	-76,6	69,9	61,2
100 %		63,9	-106,1	-180,0	-2,0	57,8	62,8	-71,2	68,4	60,8
	25 %	74,4	46,2	46,3	-0,3	57,5	70,7	-68,4	74,7	64,8
	50 %	70,7	40,6	41,1	-2,9	54,8	72,6	-46,7	77,6	70,3
	100 %	60,3	35,4	29,8	13,6	49,6	74,7	-33,7	79,7	73,2
10 %	50 %	69,6	40,5	39,7	-2,7	54,8	72,8	-48,4	76,7	70,1
50 %	50 %	66,2	12,6	-10,6	-4,2	54,4	70,2	-41,7	75,2	69,6
100 %	50 %	62,5	-31,0	-45,8	-2,4	55,2	69,4	-35,9	74,3	69,1

Bei einer EV-Durchdringung von 25 % verringern sich die Qualitätsreserven der 5. und 7. Harmonischen deutlich und die 9. Harmonische erreicht praktisch ihren Grenzwert. Wenn die 15. Harmonische außer Acht gelassen wird, wäre diese Durchdringung gerade noch zulässig. Bei höheren EV-Durchdringungen können der Grenzwert der 7. und 9. und bei sehr hohen Durchdringungen auch der von der 5. Harmonischen überschritten werden. Bei zunehmender PV-Durchdringung kommt es ebenfalls zu einer Verringerung der Qualitätsreserven der 5. und

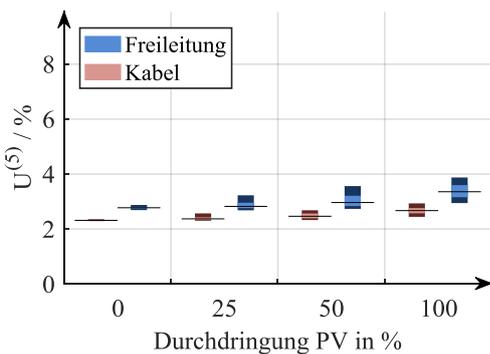
7. Harmonischen, allerdings bleiben beide noch deutlich unterhalb ihres Grenzwerts. Eine leichte Überschreitung kann bei der 9. Harmonischen auftreten, jedoch ist diese äußerst gering. Ein kombinierter Betrieb von EVs und PVs wäre aufgrund der Überschreitung der Grenzwerte von sowohl der 9. als auch der 15. Spannungsharmonischen selbst bei sehr geringen EV-Durchdringungen nicht möglich.



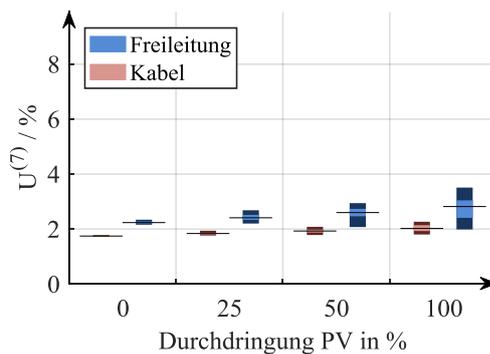
a 5. Spannungsharmonische mit zunehmender EV-Durchdringung



b 7. Spannungsharmonische mit zunehmender EV-Durchdringung



c 5. Spannungsharmonische mit zunehmender PV-Durchdringung



d 7. Spannungsharmonische mit zunehmender PV-Durchdringung

Bild 6-16: Änderung der 5. und 7. Spannungsharmonischen mit zunehmender EV- bzw. PV-Durchdringung für den Kabel- bzw. Freileitungsabgang im ländlichen Netz

In ähnlicher Form wie zuvor beim Stadtrandgebiet ist im Bild 6-16 die Verteilung der Pegel der 5. und 7. Spannungsharmonischen bei unterschiedlichen EV- und PV-Durchdringungen sowie getrennt nach Kabel- und Freileitungsabgang dargestellt. Bei der Gegenüberstellung des Einflusses von EVs und PVs fällt auch hier auf, dass der Median bei den EV-Durchdringungen häufig nicht oder nur unwesentlich höher ist als bei den entsprechenden PV-Durchdringungen. Sehr unterschiedlich ist jedoch die Streuung und somit die Lage der jeweiligen 95 %-Quantile. Dies lässt sich wieder mit der deutlich höheren Anzahl von EV-Typen und der damit einhergehenden größeren Streuung der Oberschwingungsströme zwischen den EVs begründen.

Die 95 %-Quantile des maximalen Leiterstroms durch den Transformator sind in Tabelle A-10 im Anhang angegeben. Bei der 100 % EV-Durchdringung übersteigen die 5. und 7. Stromharmonische ihren Wert gegenüber der Variante „nur Haushalte“ um mehr als das Zehnfache.

Sie sind damit deutlich größer als bei der 100 % PV-Durchdringung. Der Grund für diesen im Vergleich zum Stadtrandgebiet sehr viel stärker ausfallenden Anstieg ist vor allem die gegenüber dem Kabelabgang deutlich höhere Leitungsimpedanz des Freileitungsabgangs.

Maßnahmen zur Verringerung der Spannungsverzerrung

Zur Verringerung der Oberschwingungspegel im Netz wurden folgende Maßnahmen näher betrachtet:

1. Ersetzen von Freileitungen durch Kabel
2. Vorgabe einer festen Eingangsimpedanz-Frequenz-Kennlinie für die EVs
3. Installation einer Kompensationsanlage für Strom Oberschwingungen zentral an der Transformatorsammelschiene

Die Wirksamkeit der 1. Maßnahme ist anhand der für das ländliche Netz präsentierten Ergebnisse leicht nachvollziehbar. Der Nachteil besteht jedoch darin, dass die Realisierung vergleichsweise teuer ist. Deshalb wird die Wirksamkeit der anderen beiden Maßnahmen als kostengünstigere Alternativen näher untersucht.

Wie aus den vorgestellten Ergebnissen ersichtlich, ist hinsichtlich der Oberschwingungsemission eine hohe EV-Durchdringung in einem eher schwachen Netz mit hohem Freileitungsanteil als besonders kritisch zu beurteilen. Die Wirksamkeit der beiden angesprochenen Gegenmaßnahmen soll deshalb anhand dieses Falls beurteilt werden. Dazu wird beispielhaft ein Simulationsdurchlauf aus dem ländlichen Netz verwendet.

Zur Realisierung der 2. Maßnahme werden die Impedanz-Frequenz-Kennlinien aller EVs untersucht und davon ein EV ausgewählt, dessen Kennlinie hinsichtlich der Oberschwingungsemission einen günstigen Verlauf hat. Damit ist gemeint, dass die Impedanz keine zu stark ausgeprägte Reihenresonanz (Betragsminimum) aufweist und insbesondere im Bereich bis 1000 Hz einen Wert von 10Ω nicht unterschreitet. Eine Impedanz von 1Ω oder weniger darf im gesamten Frequenzbereich bis 2500 Hz nicht auftreten. Gewählt wurde der in Bild 6-17 dargestellte Betragsfrequenzgang.

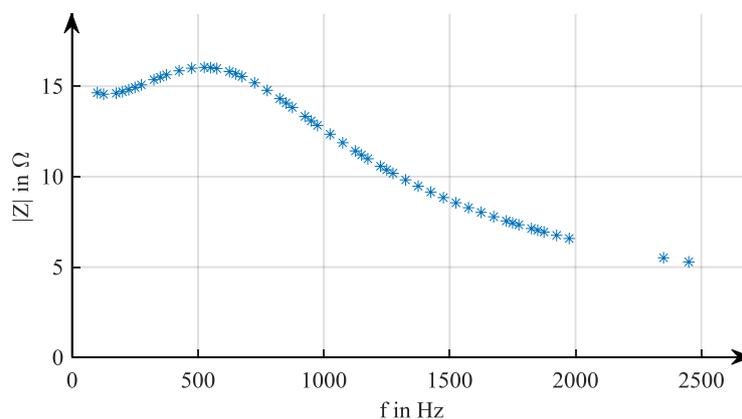


Bild 6-17: Gewählter Betragsfrequenzgang der Eingangsimpedanz für alle EVs

Die dargestellte Impedanz wird zur Validierung der Wirksamkeit der 2. Maßnahme in einer Testsimulation für alle EVs verwendet. In Tabelle 6-17 sind die Qualitätsreserven des ursprünglichen Simulationsdurchlaufes denen dieser Simulation gegenübergestellt.

Tabelle 6-17: Vergleich der Qualitätsreserven der Spannungsharmonischen ohne und mit Vorgabe der Eingangsimpedanz der EVs bei einer 100 % EV-Durchdringung für den Freileitungsabgang im ländlichen Netz

Vorgabe der Impedanz	Qualitätsreserve								
	$U_{95}^{(3)}$	$U_{95}^{(5)}$	$U_{95}^{(7)}$	$U_{95}^{(9)}$	$U_{95}^{(11)}$	$U_{95}^{(13)}$	$U_{95}^{(15)}$	$U_{95}^{(17)}$	$U_{95}^{(19)}$
Ohne	71,3	28,7	58,2	-9,0	41,3	36,2	-47,0	33,8	51,5
Mit	72,5	53,3	52,4	36,0	64,1	75,1	-28,5	75,2	67,8

Es lässt sich erkennen, dass diese Maßnahme die Pegel der kritischen Oberschwingungsspannungen deutlich reduziert. Mit Ausnahme der bereits bei der Referenzsimulation (nur Haushalte) über dem Grenzwert liegenden 15. Harmonischen werden die Grenzwerte aller anderen Harmonischen mit ausreichender Reserve eingehalten.

Bei der 3. Maßnahme werden zentral an der Transformatorsammelschiene die Stromharmonischen so kompensiert, dass nahezu keine Oberschwingungen in das übergeordnete Netz übertragen werden. Die Ergebnisse dieser Maßnahme sind für den gleichen Simulationsdurchlauf wie zuvor in Tabelle 6-18 dargestellt. Im Vergleich zu der 2. Maßnahme wird kaum eine Reduktion der Oberschwingungspegel erzielt. Der Anstieg der 15. Spannungsharmonischen ist minimal und auf ein numerisches Problem bei der Implementierung der Kompensation in der Simulationsumgebung zurückzuführen.

Der Grund für die geringe Wirksamkeit dieser Maßnahme ist, dass mit einer zentralen Kompensation lediglich der Spannungsfall über der Impedanz des Transformators und des übergeordneten Netzes eliminiert wird, nicht jedoch der über der Leitung selbst. Da die betrachtete Freileitung jedoch eine im Verhältnis zum Transformator sehr hohe Impedanz aufweist, ändert sich insgesamt an der Spannungsverzerrung kaum etwas. Dazu wäre eine Kompensation direkt an den Haushalten, ungefähr mittig in jedem Abgang nötig, was jedoch wirtschaftlich fragwürdig ist.

Tabelle 6-18: Vergleich der Qualitätsreserven der Spannungsharmonischen ohne und mit Kompensation der Stromharmonischen an der Transformatorsammelschiene bei einer 100 % EV-Durchdringung für den Freileitungsabgang im ländlichen Netz

Kompensation am Transformator	Qualitätsreserve								
	$U_{95}^{(3)}$	$U_{95}^{(5)}$	$U_{95}^{(7)}$	$U_{95}^{(9)}$	$U_{95}^{(11)}$	$U_{95}^{(13)}$	$U_{95}^{(15)}$	$U_{95}^{(17)}$	$U_{95}^{(19)}$
Ohne	71,3	28,7	58,2	-9,0	41,3	36,2	-47,0	33,8	51,5
Mit	79,7	33,7	61,4	-7,4	40,6	37,6	-59,6	35,5	53,2

Zusammenfassend wird deshalb empfohlen, zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Netze hinsichtlich EVs einen Bereich für die Impedanz-Frequenz-Kennlinie zu definieren, innerhalb dessen sich die Eingangsimpedanz der EVs befinden muss. Dadurch wird sichergestellt, dass die Wahrscheinlichkeit einer Überschreitung der normativ festgelegten Grenzwerte durch die EVs deutlich herabgesetzt wird.

6.3.2 Zentrale Ladung

Zur Untersuchung des Einflusses auf Harmonische innerhalb einer zentralen Ladeinfrastruktur (vgl. Bild 5-5) werden 200 Simulationsdurchläufe durchgeführt, in denen jeweils eine schrittweise Zuschaltung von 50 EVs stattfindet. Die EVs sind dabei an einem eigenen Transformatorabgang über ein kurzes Kabel (Leitung A, Länge: 50 m) angeschlossen. Je zwei EVs können an einer Ladesäule laden, dessen Zuleitung (Leitung B) ebenfalls kurz ist (Länge: 15 m). Die Zuordnung zur Phase sowie die Auswahl des Fahrzeugtyps erfolgen in gleicher Weise wie bei den Szenarien zur verteilten Ladung. Jedoch werden für dieses Szenario keine kompletten Tageslastgänge simuliert, weshalb die Bildung des 95 %-Quantils je Tag (vgl. Schritt 1 in Bild 6-1) entfällt. Stattdessen wird je Simulationsdurchlauf jeweils der Zustand mit der maximalen Fahrzeuganzahl betrachtet, da dies den kritischsten Fall darstellt. Die weiteren Schritte der Aggregation entsprechen dem in Abschnitt 6.1 beschriebenen Verfahren (in Anlehnung an die DIN EN 50160 [4]).

Die resultierenden Qualitätsreserven von ausgewählten Spannungsharmonischen sind in Tabelle 6-19 angegeben. Diese zeigen, dass es in keinem Fall zu einer Verletzung der zulässigen Grenzwerte kommt. Die simulierten Pegel werden vor allem durch die bereits existierende Vorverzerrung aus dem übergeordneten Netz bestimmt. Aufgrund der kurzen Leitungslängen unterscheidet sich die Netzimpedanz an der Transformatorsammelschiene kaum von der, die an den Anschlusspunkten der EVs gemessen werden kann. Sie ergibt sich im Wesentlichen aus der Impedanz von Transformator und übergeordnetem Netz sowie aus der Parallelschaltung der Eingangsimpedanzen aller angeschlossenen EVs. Ihr Betrag ist deshalb selbst an der Resonanzstelle so klein, dass keine Überhöhungen von Spannungsharmonischen zu erwarten sind. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass hinsichtlich der Harmonischen keine Reduktion der maximalen Anzahl der EVs notwendig ist und somit auch keine Maßnahmen zur Verringerung der Spannungsverzerrung erforderlich werden.

Tabelle 6-19: Qualitätsreserven von ausgewählten Spannungsharmonischen bei zentraler Ladung mit 50 EVs

Qualitätsreserve					
$U_{95}^{(3)}$	$U_{95}^{(5)}$	$U_{95}^{(7)}$	$U_{95}^{(9)}$	$U_{95}^{(11)}$	$U_{95}^{(13)}$
92,6	52,4	52,5	85,8	85,9	86,2

6.4 Methodik und Ergebnisse für höherfrequente Verzerrung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der Simulationen der höherfrequenten Emission des PV und des EV vorgestellt.

Im ersten Schritt werden dabei analytische Untersuchungen durch systematische Variation von Betriebsparametern durchgeführt, um allgemeingültige Aussagen über das Emissionsverhalten abzuleiten. Diese werden beispielhaft am Emissionsmodell des PV beschrieben, die Ergebnisse gelten jedoch grundsätzlich für alle schmalbandigen Emissionsquellen

Im zweiten Schritt werden Monte-Carlo-Simulationen mit zufälliger Wahl von Betriebsbedingungen (Netzschleifenimpedanz, DC-Betriebspunkt, parallel betriebene Haushaltsgeräte) durchgeführt, um den zu erwartenden Bereich der höherfrequenten Spannung am Anschlusspunkt zu ermitteln. Die Frequenz des ersten Emissionsbandes des Ladegleichrichters des Elektrofahrzeugs wird vereinfachend zwischen 35 und 39 kHz zufällig variiert und die des PV wird auf 16 kHz festgelegt. Die Netzschleifenimpedanzen des Anschlusspunktes werden aus der Menge aller im Abschnitt 4.3.2 vorgestellten, gemessenen Netzschleifenimpedanzen zufällig gezogen. Die Grundschwingung der Netzspannung wird als konstant mit 230 V angenommen. Der gleichspannungsseitige Arbeitspunkt des PV wird zufällig innerhalb seines zulässigen Betriebsbereichs gewählt. Es werden bis zu 20 Haushaltsgeräte gleichzeitig am Anschlusspunkt simuliert (s. Abschnitt 4.3.5), welche jedoch in Summe 3,7 kW (entspricht einer haushaltsüblichen Absicherung mit 16 A Bemessungsstrom) nicht überschreiten.

6.4.1 Simulationen mit systematischer Parametervariation

Einfluss des Betrags der Netzschleifenimpedanz bei einer Quelle

Die Netzschleifenimpedanz ist eine der wesentlichen Größen, welche die Höhe der höherfrequenten Emission, sowohl des Stromes als auch der Spannung am Anschlusspunkt, beeinflussen. Im ersten Schritt wurde nur der Einfluss des Betrages der Netzschleifenimpedanz betrachtet.

Der Betrag der Schleifenimpedanz am Anschlusspunkt der Quelle \underline{Z}_N wurde zwischen 1Ω und 100Ω variiert, der Winkel wurde gleich dem Winkel der Impedanz des PV mit rund 45° induktiv angenommen. Bei Vorhandensein nur eines einzelnen PV lassen sich Spannung und Strom im ersten Emissionsband mit

$$U_{\text{POC}}^{\text{B1}} = U_{\text{Q ref}}^{\text{B1}} \cdot \left| \frac{\underline{Z}_N}{\underline{Z}_N + \underline{Z}_{\text{WR}}} \right| \quad \text{mit } U_{\text{Q ref}}^{\text{B1}} = 3,35 \text{ V} \quad (6-5)$$

$$I_{\text{POC}}^{\text{B1}} = \frac{U_{\text{POC}}^{\text{B1}}}{|\underline{Z}_N|} \quad (6-6)$$

berechnen.

Die Emission ist bei Vorhandensein einer einzelnen Emissionsquelle zeitlich konstant, Veränderungen treten nur durch Änderungen der äußeren Betriebsbedingungen auf. Die Werte für

Strom und Spannung im ersten Emissionsband am Anschlusspunkt sind in der Tabelle 6-20 angegeben.

Tabelle 6-20: Spannungs- und Stromemission eines einzelnen Wechselrichtermodells bei verschiedenen Netzschleifenimpedanzen

$ Z_N /\Omega$	1	3	10	30	100
$U_{\text{POC}}^{\text{BI}}/\text{V}$	0,11	0,31	0,85	1,70	2,59
$I_{\text{POC}}^{\text{BI}}/\text{mA}$	111	104	85	57	26

Mit den Gleichungen (6-5) und (6-6) lassen sich die Höhe von höherfrequenten Spannungen und Strömen mit einfachen Mitteln berechnen. Voraussetzung dafür ist ein bekanntes Modell der Emissionsquelle (Quellenspannung und Impedanz) und eine bekannte Netzschleifenimpedanz am betrachteten Anschlusspunkt.

Das Bild 6-18 zeigt exemplarisch den Verlauf von Spannung und Strom am Anschlusspunkt des PV bei variabler Netzimpedanz (Winkel der Netzschleifen- und Geräteimpedanz als gleich angenommen). Der Bereich typisch erwarteter Werte der Netzschleifenimpedanz, basierend auf den Ergebnissen aus Abschnitt 4.3.2, ist darin in grau hinterlegt. Die Farben zeigen exemplarisch mögliche Spannungsbereiche, wie sie in einer zukünftigen Koordination der Verträglichkeitspegel festgelegt werden könnten.

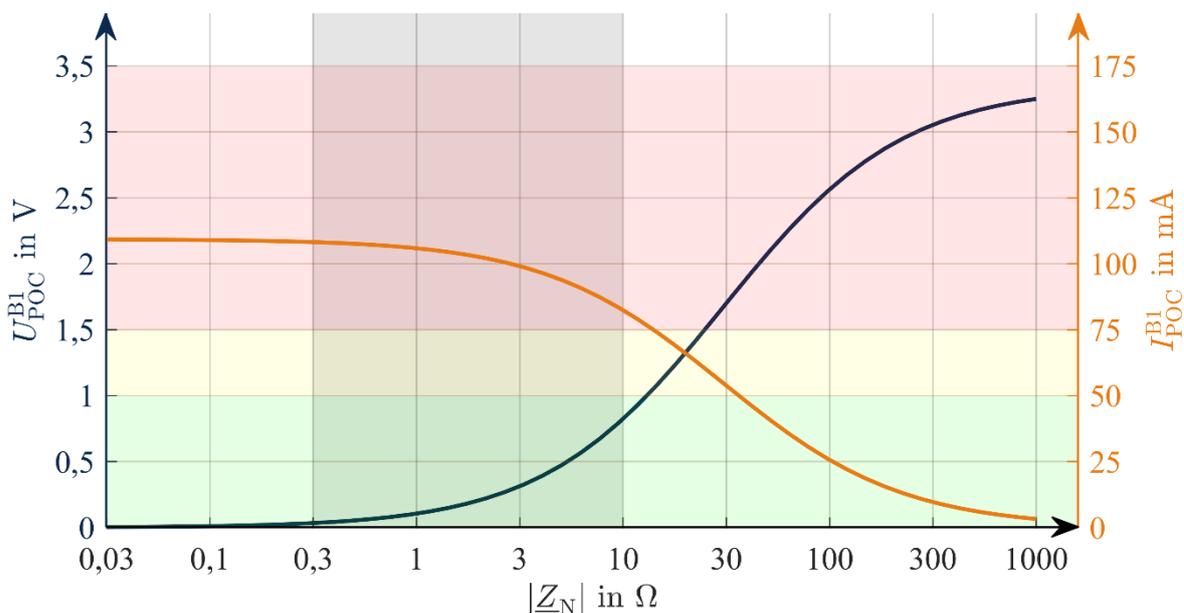


Bild 6-18: Spannung und Strom am Anschlusspunkt eines einzelnen Wechselrichters in Abhängigkeit von der Netzschleifenimpedanz, typische Impedanzbereiche grau hervorgehoben, exemplarische Bewertung der Höhe der Spannung farblich hervorgehoben (Winkel der Netzschleifen- und Geräteimpedanz als gleich angenommen)

Sind die Auftretenswahrscheinlichkeiten von bestimmten Netzschleifenimpedanzen in statistisch belastbarer Menge bekannt, so lassen sich daraus auch die Auftretenswahrscheinlichkeiten höherfrequenter Spannungen bei Einsatz einer bestimmten Emissionsquelle vorhersagen.

gen (vgl. Abschnitt 6.4.2). Im Umkehrschluss ließe sich ebenfalls bei bekannten Netzschleifenimpedanzen und festgelegten Verträglichkeitspegeln eine Quelle auf Zulässigkeit oder die Grenzen der Eigenschaften der Emissionsquelle festlegen. Die Voraussetzung für ein derartiges Vorgehen wäre eine ausgedehnte Kampagne in Deutschland oder Europa zur repräsentativen Messung von Netzschleifenimpedanzen im Frequenzbereich bis wenigstens 50 kHz. Dabei müsste unbedingt ebenfalls der Impedanzwinkel berücksichtigt werden, wie im folgenden Abschnitt gezeigt wird.

Einfluss des Winkels der Netzschleifenimpedanz bei einer Quelle

Die Spannung am Anschlusspunkt ergibt sich als komplexer Spannungsteiler aus der Netzschleifenimpedanz \underline{Z}_N und der Wechselrichterimpedanz \underline{Z}_{WR} . Der Betrag des komplexen Teilverhältnisses ist

$$\left| \frac{U_{POC}^{B1}}{U_Q^{B1}} \right| = \left| \frac{\underline{Z}_N}{\underline{Z}_N + \underline{Z}_{WR}} \right| = \left| \frac{1}{1 + \frac{\underline{Z}_{WR}}{\underline{Z}_N}} \right| \quad (6-7)$$

Der Wert dieses Teilverhältnisses ist sowohl vom Verhältnis der Beträge der Impedanzen, als auch vom Verhältnis der Winkel abhängig. Hat das Verhältnis der zwei Impedanzen $\frac{\underline{Z}_{WR}}{\underline{Z}_N}$ einen positiven Realteil, dann ist die Spannung am Anschlusspunkt immer kleiner oder gleich der Quellenspannung. Anders ausgedrückt bedeutet dies, dass es immer zu einer Dämpfung der Spannung am Anschlusspunkt gegenüber der Quellenspannung kommt, wenn die Winkeldifferenz zwischen den zwei Impedanzen kleiner als 90° ist. Wird die Winkeldifferenz zwischen den Impedanzen größer als 90° , so können der Wechselrichter und das Netz einen Schwingkreis bilden und es kommt zu einer Verstärkung der Spannung am Anschlusspunkt. Dies wird im Bild 6-19 veranschaulicht. Das Bild zeigt auch das naheliegende Ergebnis, dass eine kleinere Netzimpedanz grundsätzlich zu kleineren Pegeln führt und daher wünschenswert ist.

Im oberen Frequenzbereich, in dem die Regelung der angeschlossenen Geräte in der Regel nicht mehr wirksam ist und folglich die Impedanz im Wesentlichen nur durch die Induktivitäten, Kapazitäten und Widerstände des netzseitigen Filterkreises gebildet wird, ist das Auftreten von Netzschleifenimpedanzen mit negativem Realteil sehr unwahrscheinlich. Ein derartiges Verhalten wurde bisher im Bereich oberhalb von 2 kHz in realen Niederspannungsnetzen noch nicht festgestellt (vgl. Abschnitt 4.3.2).

Der Winkel der Netzschleifenimpedanz liegt somit immer im ersten oder vierten Quadranten im Bereich $-90^\circ \leq \angle \underline{Z}_N \leq +90^\circ$. Demzufolge kann eine verstärkende Wirkung grundsätzlich vermieden werden, wenn der PV, oder in diesem Zusammenhang jede schmalbandige höherfrequente Quelle, bei seiner/ihrer Schaltfrequenz ein reines Widerstandsverhalten $\angle \underline{Z}_Q \approx 0^\circ$ zeigt (konservativer Fall). Die Dämpfungswirkung wird hingegen für die meisten Fälle maximiert (der Spannungspegel minimiert), wenn der Winkel der Impedanz der Quelle dem Winkel des Schwerpunktes aller Netzimpedanzen $\angle \underline{Z}_Q \approx 45^\circ$ entspricht (progressiver Fall).

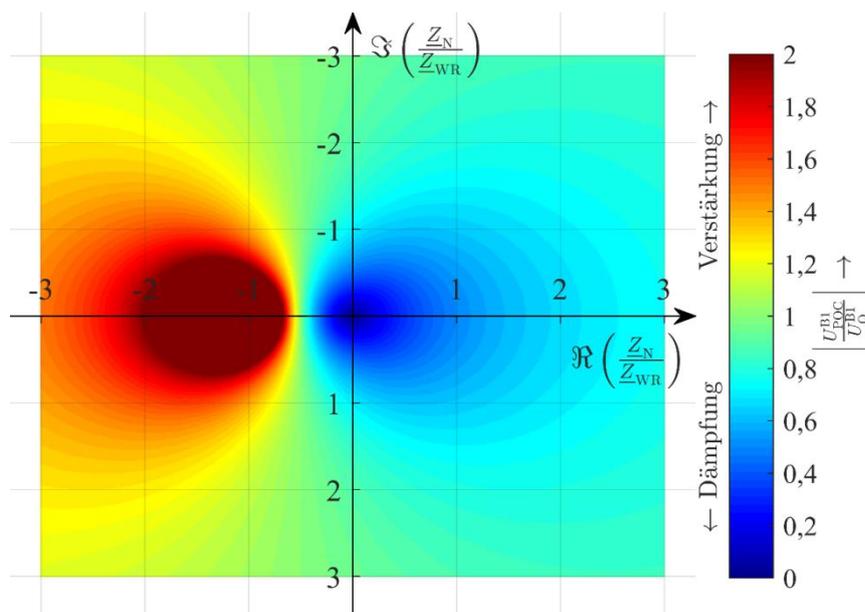


Bild 6-19: Verhältnis der höherfrequenten Spannung am Anschlusspunkt zur Quellenspannung in Abhängigkeit vom komplexen Verhältnis der Netzschleifenimpedanz zur Quellenimpedanz

Einfluss mehrerer Quellen

Es wird im folgenden Schritt ein Anschlusspunkt simuliert, an dem eine zunehmende Anzahl baugleicher Emissionsquellen entsprechend dem im Abschnitt 4.3.3 vorgestellten PV-Typ installiert wird. Jeder PV hat den gleichen Arbeitspunkt, welcher dem Referenzbetriebspunkt in Tabelle 4-8 entspricht. Die Schaltfrequenz f_S wird für jeden PV geringfügig um die Bemessungsschaltfrequenz $f_{S,ref} = 16$ kHz variiert. Das Bild 6-20 zeigt den schematischen Aufbau und das zugehörige Ersatzschaltbild im ersten Emissionsband aus Sicht eines der N Wechselrichter innerhalb der Anlage.

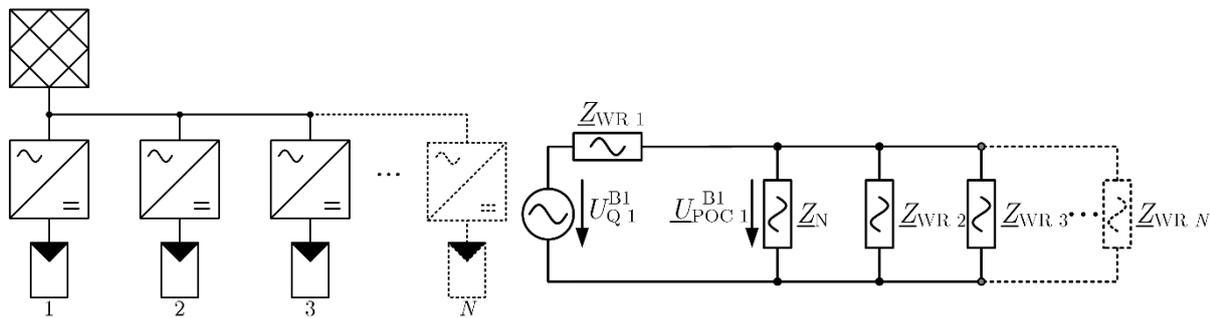
Im Folgenden wird ausschließlich der quadratische Mittelwert (Langzeiteffektivwert) der Spannung im ersten Emissionsband

$$\bar{U}_{POC}^{B1} = \lim_{K \rightarrow \infty} \sqrt{\frac{1}{K} \sum_{t=t_0}^{t_0+KT} U_{POC}^{B1\ 2}(t)} \quad (6-8)$$

betrachtet. Auf die auftretende Variation der höherfrequenten Spannung wird im nachfolgenden Abschnitt auf Seite 106 eingegangen. Mögliche niederfrequente Netzurückwirkungen wie Leitungsüberlastungen, unzulässige harmonische Spannungsverzerrungen, Spannungsanhebung oder Unsymmetrie durch die einphasige Einspeisung werden hier nicht berücksichtigt.

Das Bild 6-21 zeigt die Spannung im ersten Emissionsband am Anschlusspunkt der Anlage in Abhängigkeit von der Anzahl der PVs und von der Netzschleifenimpedanz am Anschlusspunkt. Deutlich zu erkennen ist dabei, dass allgemein eine Erhöhung der Anzahl baugleicher Quellen

an einem Anschlusspunkt für sehr große N stets zu einer Reduktion der höherfrequenten Spannung führt.



a Schematische Darstellung

b Elektrisches Ersatzschaltbild für die Emission eines Wechselrichters

Bild 6-20: Schematisches, einsträngiges Ersatzschaltbild der am Niederspannungsnetz betriebenen Anlage bestehend aus N Wechselrichtern, sowie das zugehörige Ersatzschaltbild für die höherfrequente Emission im ersten Emissionsband

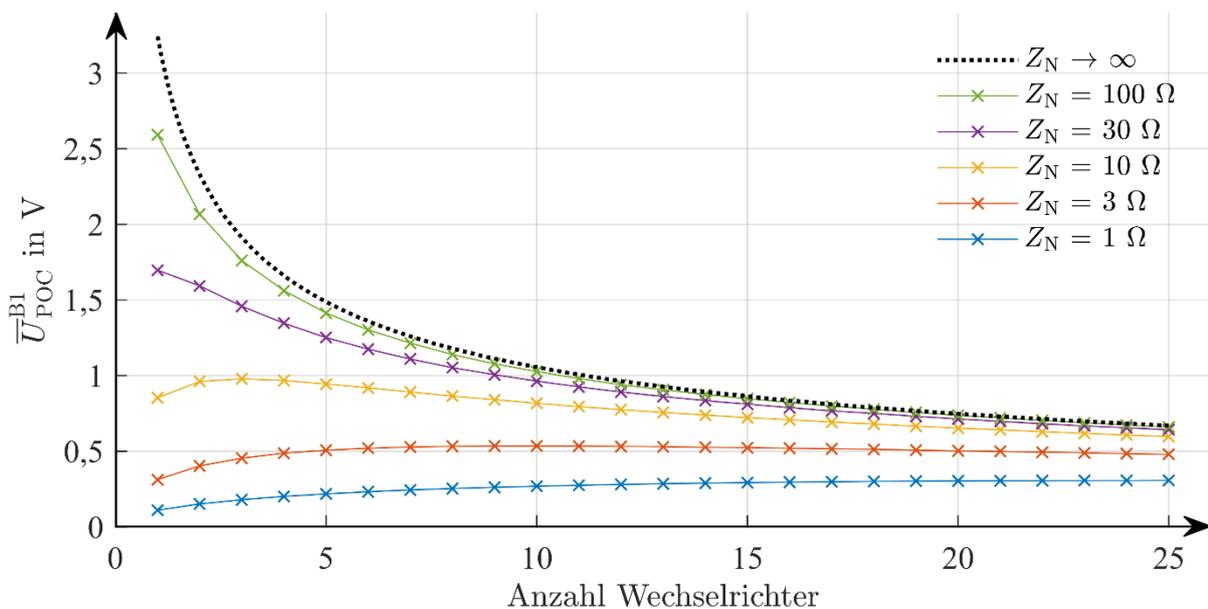


Bild 6-21: Höhe der höherfrequenten Spannung am Anschlusspunkt in Abhängigkeit von der Anzahl der Wechselrichter und von der Netzschleifenimpedanz

Dies wird durch [50] bestätigt. Hier wurde messtechnisch und simulativ in einem stark reduzierten Modell zeigt, dass der Zubau von Lampen am gleichen Anschlusspunkt zu einer kontinuierlichen Reduktion der höherfrequenten Spannung geführt hat.

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurde einer Feldmessung in einer zentralen Ladeinfrastruktur durchgeführt (siehe Anhang A.1 Nr. 14). Bild 6-22 zeigt die gemessene, höherfrequente Spannung am Anschlusspunkt einer zentralen Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit von der Anzahl der angeschlossenen Fahrzeuge. Auch hier hat sich die grundsätzliche Reduktion der Spannung bei steigender Anzahl von EV gezeigt.

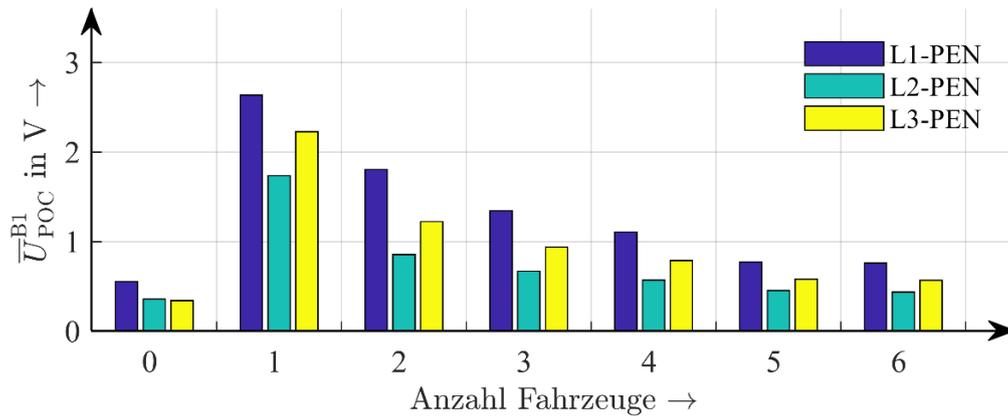


Bild 6-22: Spannung im ersten Emissionsband am Anschlusspunkt mehrerer Ladegleichrichter von Elektrofahrzeugen in Abhängigkeit von der Anzahl der angeschlossenen Fahrzeuge

Dieses Verhalten muss jedoch nicht grundsätzlich immer gegeben sein. Das Bild 6-23 zeigt den Verlauf der höherfrequenten Spannung aus dem Bild 6-21 bezogen auf den jeweiligen Maximalwert. Für $|Z_N| \geq 30 \Omega$ ist der Verlauf der Spannung im ersten Emissionsband mit steigender Geräteanzahl monoton fallend. Für $|Z_N| = 10 \Omega$ ergibt sich anfangs ein Anstieg der Spannung und danach ein lokales Maximum. Dieses liegt in diesem Fall bei $N = 3$, für $|Z_N| = 3 \Omega$ bei $N = 10$ und bei $|Z_N| = 1 \Omega$ bei über 25 Wechselrichtern. Die These, dass ein Zubau von Geräten durch die zusätzlichen Emissionssenken, stets zu einer Reduktion der Spannung führt, wie sie in [50] und aus den Ergebnissen im Bild 6-22 suggeriert wird, muss folglich hinterfragt werden. Wie hier gezeigt wurde, ist unter bestimmten Umständen, welche durch das Verhältnis von Geräteimpedanz und Netzschleifenimpedanz definiert werden, für kleine N auch eine Zunahme der Spannung möglich. Ein messtechnischer Nachweis eines solchen Falles ist bisher jedoch nicht erfolgt und aus anderen Quellen nicht bekannt.

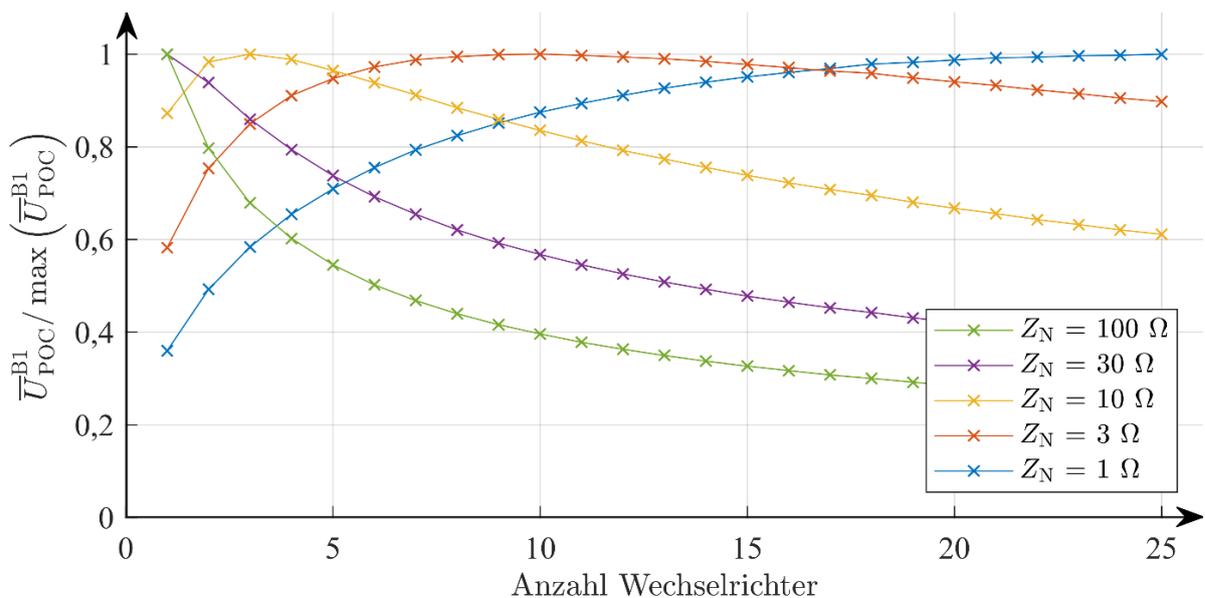


Bild 6-23: Höhe der höherfrequenten Spannung am Anschlusspunkt in Abhängigkeit von der Anzahl der Wechselrichter und von der Netzschleifenimpedanz bezogen auf das Maximum der höherfrequenten Spannung

Baugleiche Wechselrichter verwenden baugleiche Quarze für die Erzeugung des Trägersignals der Pulsweitenmodulation. Durch Streuungen bei der Produktion, sowie die Temperaturabhängigkeit und unterschiedliche Alterung der Quarze, kommt es zu sehr geringen Unterschieden in den Trägerfrequenzen der Wechselrichter, und folglich auch zu kleinen Unterschieden in den Schaltfrequenzen. Beim Anschluss mehrerer Wechselrichter kommt es deshalb zum Auftreten von Schwebungen. Die Schwebungsfrequenz entspricht für zwei Quellen der Differenzfrequenz der zwei Quarze. Ein derartiges Verhalten wurde auch in [50] beschrieben und in einer Feldmessung im Rahmen des Forschungsvorhabens nachgewiesen.

Das Bild 6-24 zeigt exemplarisch Schwebungen aus a) einer Simulation und b) einer Messung bei Betrieb zweier Wechselrichter an einem gemeinsamen Anschlusspunkt. Die Höhe der höherfrequenten Spannungsverzerrung variiert periodisch mit der Zeit. Das Minimum und das Maximum unterscheiden sich um den Faktor 4.

Um die thermische Wirkung der höherfrequenten Emission auf parallel angeschlossene Haushaltsgeräte zu bewerten, muss der Effektivwert der Emission betrachtet werden. Der Effektivwert kann nach Gleichung (6-8) über ein unendlich langes Zeitfenster (Langzeiteffektivwert) oder über eine ganzzahlige Anzahl von Perioden der Schwebung erfolgen. Für die Störbeeinflussung (reversible Funktionsstörung) und die akustische Wahrnehmbarkeit (Geräusentwicklung in den angeschlossenen Geräten) ist jedoch das Maximum der Spannung relevant.

Mit zunehmender Zahl von Wechselrichtern nimmt auch die Anzahl der Schwebungsperioden im Signal, und tendenziell auch die größte Schwebungsperiodendauer zu (siehe Bild 6-25).

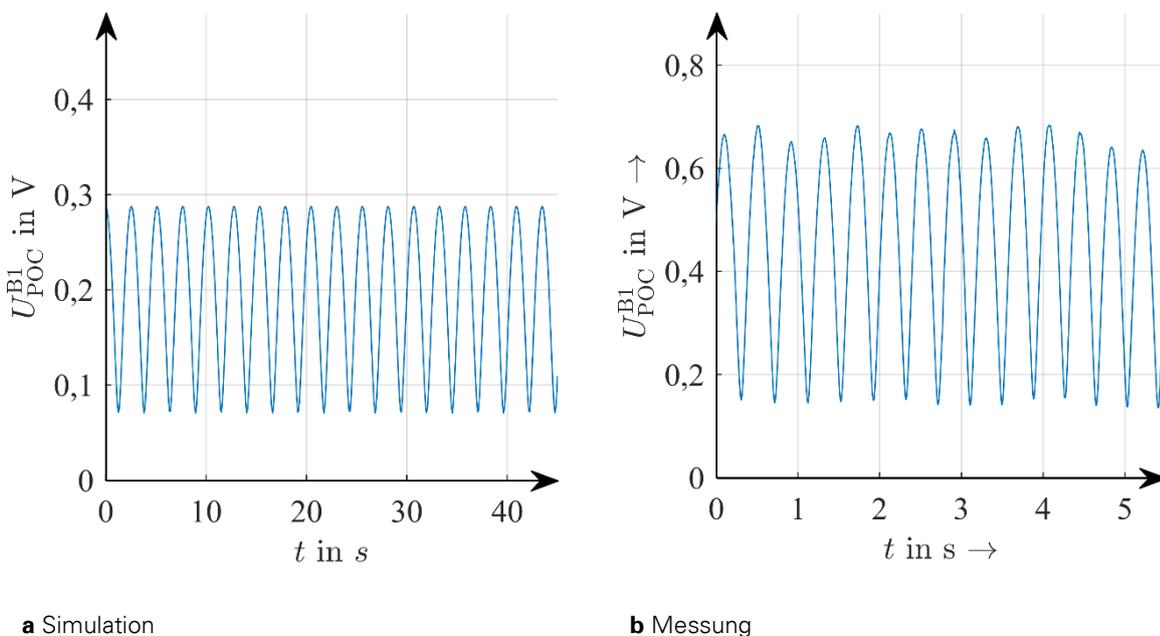


Bild 6-24: Exemplarische Beispiele für Schwebungen der höherfrequenten Anteile bei Parallelbetrieb von zwei baugleichen Wechselrichtern, aus Simulation und Messung (Anmerkung zu b: gemessene Wechselrichter sind von anderem Typ als die Wechselrichter in der Simulation und wurden auch nicht modelliert)

Theoretisch muss für eine korrekte Angabe des Schwebungseffektivwertes das Auswertefenster ein ganzzahliges Vielfaches aller Schwebungsperioden sein. Dies kann unter Umständen in der Praxis nicht in allen Fällen möglich sein.

Es lässt sich zusammenfassen, dass bei Parallelbetrieb mehrerer Quellen die Bewertung einer einzelnen 200 ms langen Aufzeichnung unzureichend ist. Es muss die größte aller Schwebungsperioden identifiziert und mindestens eine solche Periode aufgezeichnet werden. Diese kann, wie im Beispiel der Messung im Bild 6-25b, mehrere Minuten, theoretisch aber auch mehrere Stunden oder sogar Tage lang sein und die individuelle Betriebs- oder Nutzungsdauer der Geräte überschreiten. Aus der Schwebungsperiode sollten im Anschluss der Langzeiteffektivwert (Effektivwert über die gesamte Schwebungsperiode) und der maximale Effektivwert über 200 ms zur Bewertung herangezogen werden.

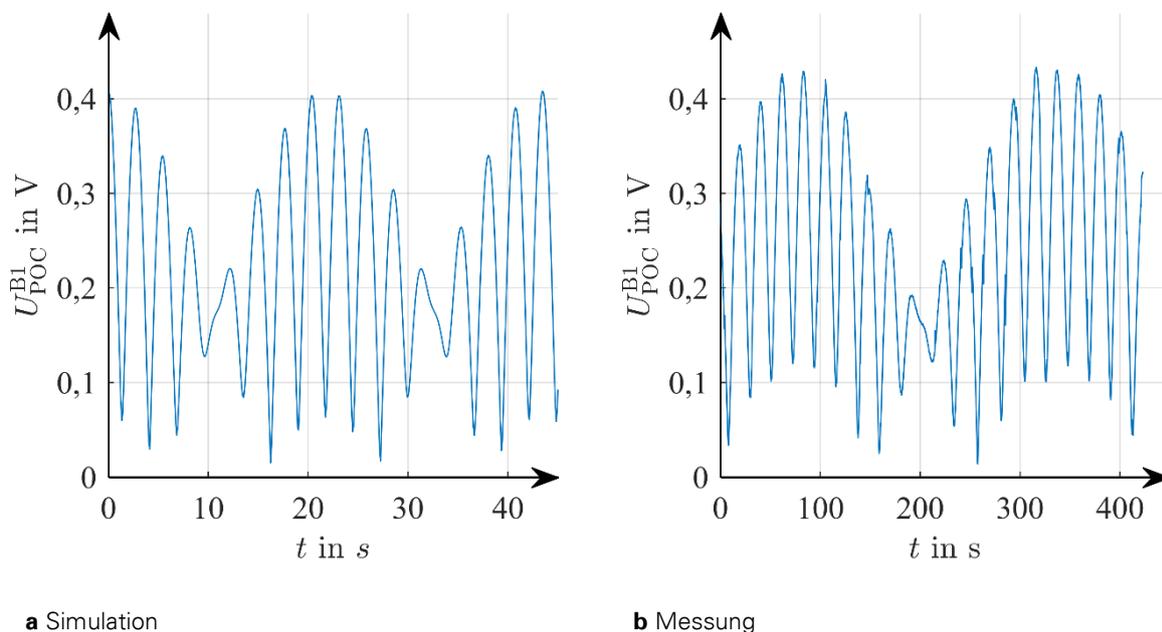


Bild 6-25: Beispiel für eine Schwebung der höherfrequenten Anteile bei Parallelbetrieb von drei baugleichen Wechselrichtern, Simulation und Messung,

6.4.2 Simulationen mit realistischen Rahmenbedingungen

Höherfrequente Emission des Photovoltaik-Wechselrichters

Es wurde im ersten Schritt der folgenden Simulationen die höherfrequente Emission des PV an seinem Anschlusspunkt entsprechend dem im Abschnitt 5.3 beschriebenen Szenario simuliert. Die Ergebnisse ohne Haushaltgeräte (HG) und EV, nur mit HG, und EV und HG sind im Bild 6-26 dargestellt.

Die Haushaltsgeräte bewirken in der Regel eine geringfügige Reduktion der höherfrequenten Spannung. Sie können auf Grund ihres meist kapazitiven Verhaltens mit dem häufig induktiven Netz aber auch eine Erhöhung der Schleifenimpedanz am Knoten und folglich ebenso eine geringfügige Erhöhung der höherfrequenten Spannung bewirken. Der Einfluss der Haushaltsgeräte auf die Verteilung der Spannungspegel der Emission des PV ist insgesamt vernachlässigbar. In beiden Fällen erreichen die Spannungen in wenigen Fällen bis zu 1 V, der Median liegt bei etwa 130 mV.

Im Gegensatz dazu wirkt sich in Übereinstimmung mit dem Ergebnis aus Abschnitt 4.3.6 der Betrieb des Ladegleichrichters des Elektrofahrzeugs sehr stark auf die höherfrequente Spannung aus. Dieser bildet eine wesentliche Senke für die höherfrequente Emission des PV und reduziert die entsprechende Spannung am gemeinsamen Anschlusspunkt. Der größte Einfluss ergibt sich erwartungsgemäß in den Fällen mit hohen Pegeln, das Maximum wird um mehr als die Hälfte auf unter 500 mV reduziert. Die Änderung des Medians ist deutlich geringer. Er fällt von 130 mV auf 100 mV.

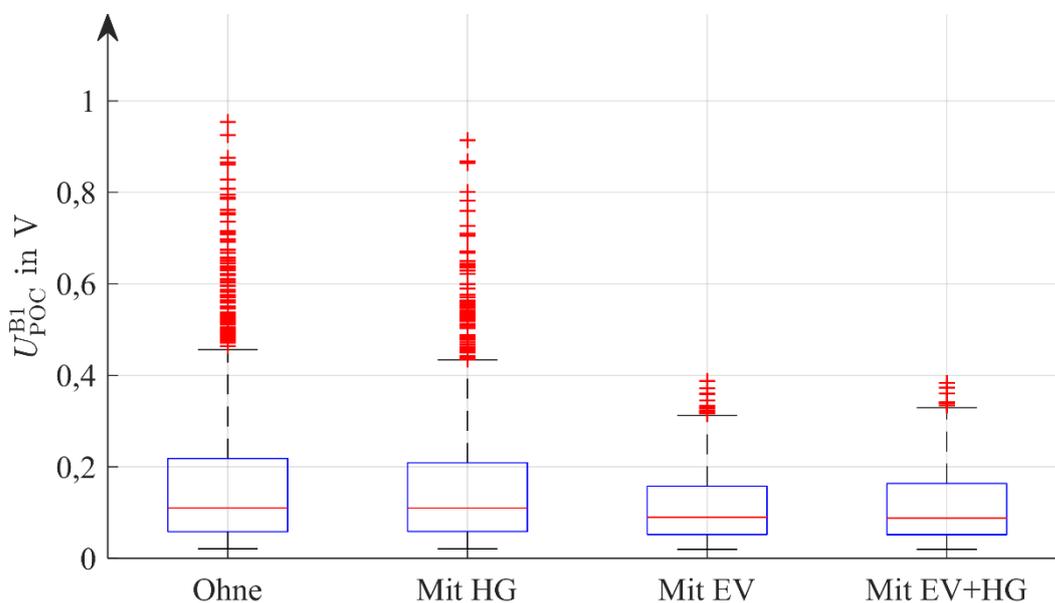
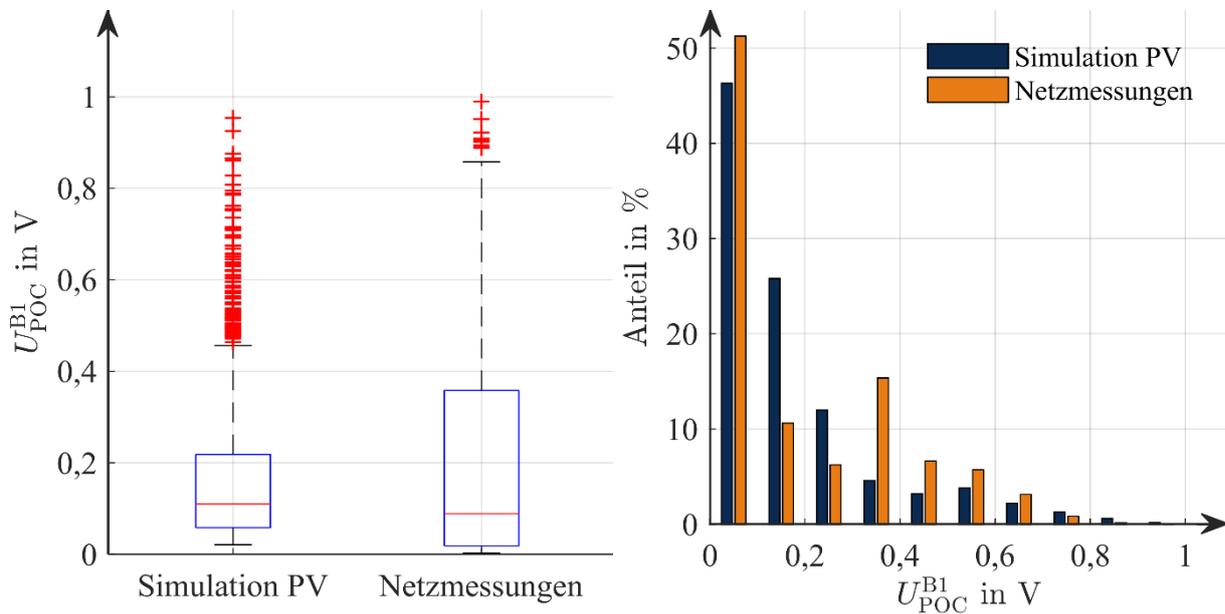


Bild 6-26: Simulationsergebnisse der höherfrequenten Spannungen bei 16 kHz am Anschlusspunkt des PV

Im Bild 6-27 werden die Pegel der Spannungen aus den Simulationen mit den Ergebnissen aus den Netzmessungen aus Netzen mit installierten PVs aus [9] gegenübergestellt. In beiden Fällen werden im Maximum Werte bis etwa 1 V erreicht. Der Median liegt bei den Netzmessungen bei 90 mV, bei den Simulationen bei 130 mV.

Die Simulationsergebnisse basieren nur auf einem einzigen PV-Modell, und die Menge der gemessenen Netzschleifenimpedanzen sowie der gemessenen Spannungspegel im Niederspannungsnetz sind noch nicht repräsentativ. Dennoch ergibt sich eine gute Übereinstimmung der Spannweite und grundsätzlichen Verteilung der Ergebnisse.



a Boxplot

b Histogramm

Bild 6-27: Statistische Betrachtung der höherfrequenten Spannungspegel aus Simulation des PV ohne Berücksichtigung angeschlossener Lasten und der Ergebnisse der Netzmessungen aus [9]

Höherfrequente Emission des Ladegleichrichters des Elektrofahrzeugs

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulation der höherfrequenten Emission des EV vorgestellt. Das Bild 6-28 zeigt die Spannungen ohne HG, mit HG, mit PV, sowie mit HG und des PV. Der Median der höherfrequenten Spannung des EV mit etwa 500 mV ist deutlich höher als der Median der entsprechenden Werte für den PV mit 130 mV. Auch das Maximum liegt mit 1,2 V über dem Wert für den PV.

Die Haushaltsgeräte zeigen hier einen etwas größeren Einfluss auf die höherfrequente Spannung am gemeinsamen Anschlusspunkt, als dies bei der Emission des PV der Fall war. Die maximal aufgetretene Spannung wurde von 1,2 V auf etwa 1 V reduziert, der Median der Spannung bleibt jedoch praktisch unverändert bei etwa 500 mV.

Der Einfluss des PV auf die höherfrequente Spannung des Ladegleichrichters ist, ebenfalls in Übereinstimmung mit den Ergebnissen aus Abschnitt 4.3.6 sehr gering. Auffällig ist, dass das Maximum der höherfrequenten Spannung mit Haushaltsgeräten und PV gegenüber dem Fall nur mit Last geringfügig erhöht wird.

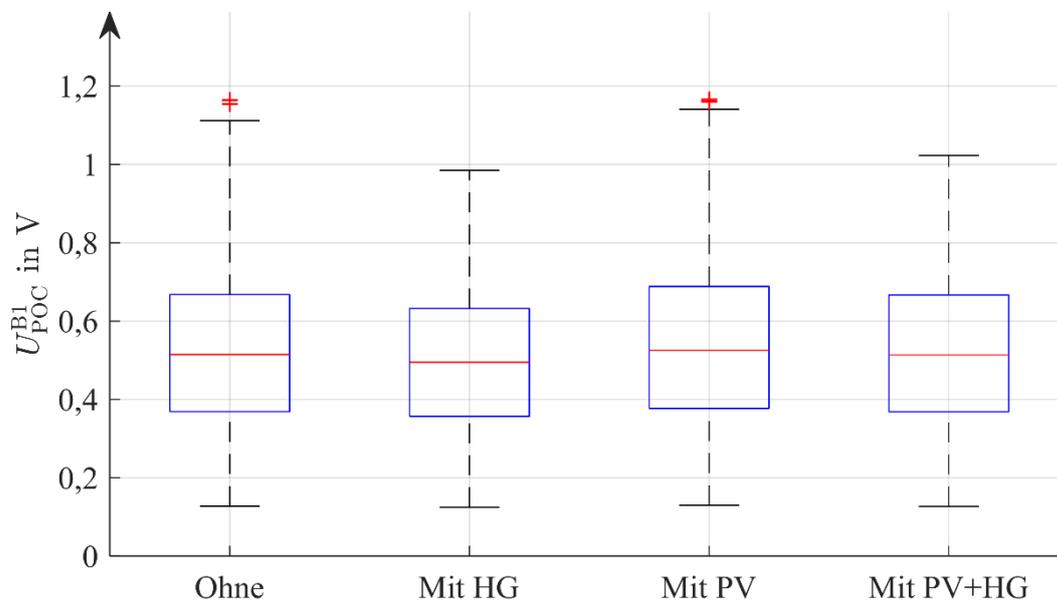


Bild 6-28: Simulationsergebnis der höherfrequenten Spannungen zwischen 35 und 39 kHz am Anschlusspunkt des Ladegleichrichters des Elektrofahrzeugs

7 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

7.1 Unsymmetrie

Es wurden detaillierte Modelle für 19 Elektrofahrzeuge und 6 Photovoltaik-Anlagen entwickelt, welche den Wirk- und Blindleistungsfluss abbilden und unsymmetrische Simulationen ermöglichen.

Für die zentrale Ladeinfrastruktur erfolgte eine rechnerische Abschätzung der Aufnahmekapazität. Diese ergab, dass unter Berücksichtigung weniger Randbedingungen der Einfluss auf Spannungsunsymmetrie, Belastung der Betriebsmittel und Spannungsband sehr gut beherrschbar und nicht kritisch ist.

Für die verteilte Ladeinfrastruktur wurde mittels probabilistischer Simulationen der Einfluss von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen auf die betrachteten Parameter für die Szenarien Stadtrand und ländliches Gebiet untersucht. Für diese Szenarien ergaben sich folgende wichtige Erkenntnisse:

- Einphasige Ladung von Elektrofahrzeugen und einphasige Einspeisung durch Photovoltaik-Anlagen erhöht nachweislich die Spannungsunsymmetrie sowie die Differenz zwischen niedrigster und höchster Spannung im Niederspannungsnetz (Spannungsdifferenz). Die Belastung der Betriebsmittel und die Verluste nehmen ebenfalls zu, sind jedoch als weniger kritisch zu bewerten.
- Der Einfluss ist trotz der geringeren Zahl an Kunden in ländlichen Gebieten kritischer als in Stadtrandgebieten.
- Eine hohe Durchdringung mit Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen kann zu Verletzungen des Spannungsbandes führen und erfordert häufig Maßnahmen der Spannungsregelung im Niederspannungsnetz. Ein begünstigender Einfluss auf die Unsymmetrie ist durch diese Maßnahmen nur zu erwarten, wenn eine phasenselektive Regelung erfolgt.
- Für Niederspannungsnetze mit Freileitungsabgängen kann es unter bestimmten Umständen bereits ab zwei installierten Photovoltaik-Anlagen bzw. bei Ladung von zwei Elektrofahrzeugen zu einer unzulässig hohen Spannungsunsymmetrie bzw. Spannungsdifferenz kommen. Dies kann durch eine Verkabelung bzw. durch die konsequente Realisierung eines symmetrischen, dreiphasigen Betriebes der Elektrofahrzeuge und Photovoltaik-Anlagen bereits bei niedrigen Bemessungsleistungen vermieden werden.
- Blindleistungsregelung von Photovoltaik-Anlagen kann zur Spannungshaltung beitragen, hat jedoch keinen wesentlichen Einfluss auf die Unsymmetrie.

Um den Anschluss von Photovoltaik-Anlagen und Elektrofahrzeugen in öffentlichen Niederspannungsnetzen für zukünftige Durchdringungen sicher gewährleisten zu können, werden folgende geräte- und netzseitige Handlungsempfehlungen gegeben:

- Elektrofahrzeuge und Photovoltaik-Anlagen sollten aufgrund ihres Charakters (lange Nutzungsdauer bei höherer Leistung) weitestgehend dreiphasig betrieben werden.
- Bei unsymmetrisch angeschlossenen Geräten sind der einphasige Anschluss und der zweiphasige Anschluss mit Neutralleiter zu bevorzugen. Zweiphasige Anschlüsse ohne Neutralleiter sind zu vermeiden.

- Für einphasige bzw. zweiphasig mit Neutralleiter angeschlossene Elektrofahrzeuge und Photovoltaik-Anlagen wird empfohlen, die maximal zulässige Leistung von derzeit 4,6 kVA auf 3,7 kVA, besser auf 3,0 kVA, zu reduzieren. Dies ermöglicht insbesondere in ländlichen Gebieten eine deutliche Erhöhung der Aufnahmekapazität des Netzes.
- Die Art der Ladung (symmetrisch/unsymmetrisch) ist bei der Festlegung des maximal zulässigen Ladestromes für dreiphasige Ladesäulen zu berücksichtigen, um die Begrenzung der unsymmetrischen Leistung zuverlässig einzuhalten.
- Es ist eine möglichst zyklische und symmetrische Aufteilung der nicht dreiphasig angeschlossenen Elektrofahrzeuge und Photovoltaik-Anlagen auf die drei Phasen des Netzes anzustreben. Dies kann z. B. durch gezielte Vorgaben des Netzbetreibers erfolgen.
- Bei dreiphasig ausgeführten Ladesäulen ist sicherzustellen, dass einphasig ladende Fahrzeuge aufgrund der einheitlichen Pinbelegung des Steckers nicht immer an denselben Phasenleiter angeschlossen werden. Dies kann entweder durch einen dokumentierten zyklischen Phasentausch oder eine entsprechende Steuerung erfolgen und ist gleichermaßen für zentrale und verteilte Ladeinfrastrukturen von Bedeutung.
- Die Phasenwahl sollte möglichst unter Berücksichtigung von Betrag und Phasenlage der Leiter-Neutralleiter-Spannungen sowie dem Winkel der Netzimpedanz am Anschlusspunkt erfolgen. Dies führt zu einer zuverlässigen Reduktion von Spannungsunsymmetrie und maximaler Spannungsdifferenz.
- Die vereinfachte Phasenwahl aufgrund der Beträge der Leiter-Neutralleiter-Spannungen kann in ländlichen Netzen als erster Indikator dienen, jedoch unter bestimmten Umständen zu einer Erhöhung der bestehenden Unsymmetrie führen.
- Die Phasenwahl für Elektrofahrzeuge sollte immer zu Beginn des Ladevorgangs erfolgen. Ein Wechsel zwischen den Phasen während der Ladung bringt keine wesentliche Verbesserung.
- Neben den genannten geräteseitigen Empfehlungen existieren zur Erhöhung der Aufnahmekapazität hinsichtlich der Unsymmetrie auch verschiedene netzseitige Maßnahmen, wie z.B. der Einsatz von Betriebsmitteln zur Spannungsregelung bzw. die Erhöhung der Kurzschlussleistung. Diese sind jedoch hinsichtlich ihrer technischen und ökonomischen Aspekte sorgfältig zu prüfen.

7.2 Harmonische Verzerrung

Umfangreiche Messungen haben ergeben, dass auch neue, energieeffiziente Leistungselektronik signifikanten Einfluss im Bereich der Harmonischen, insbesondere der ungeradzahlig-niedrigen Ordnungen haben kann. Im Rahmen des Projektes wurde ein einfaches, generisches Modell entwickelt, welches sowohl die Störaussendung (Emission) als auch die wirksame Impedanz von Ladegeräten für Elektrofahrzeuge und Photovoltaik-Wechselrichter berücksichtigt. Auf Basis eines ebenfalls entwickelten Messverfahrens kann das Modell sehr effizient und zuverlässig parametrisiert werden. Dies erfolgte für 19 Elektrofahrzeuge und 6 Wechselrichter. Außerdem wurde ein generisches, wahrscheinlichkeitsorientiertes Modell für Haushalte (Emission und Impedanz) entwickelt.

Für die zentrale Ladeinfrastruktur gilt analog zur Unsymmetrie eine erheblich bessere Planbarkeit, so dass auch der Einfluss auf Harmonische unkritisch ist. Dies konnte durch entsprechende Feldmessungen und vereinfachte Simulationen nachgewiesen werden.

Für die verteilte Ladeinfrastruktur wurden im Rahmen probabilistischer Simulationen detailliert ungeradzahlige Harmonische bis zur 19. Ordnung untersucht. Wichtige Erkenntnisse hinsichtlich der verteilten Ladung sind:

- Die Stromharmonischen von Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Wechselrichtern sind von der Verzerrung der Netzspannung sowie den implementierten Regelungen abhängig. Einfache Modelle auf Basis von Konstantstromquellen sind für realistische Simulationen nicht geeignet.
- Neben den Stromharmonischen hat auch die realistische Nachbildung der frequenzabhängigen Eingangsimpedanz der angeschlossenen Geräte (Elektrofahrzeuge, Photovoltaik-Wechselrichter, Haushalte) entscheidenden Einfluss auf die Berechnungsergebnisse, insbesondere im Hinblick auf mögliche Resonanzerscheinungen.
- Elektrofahrzeuge und Photovoltaik-Anlagen tragen in den meisten Fällen zu einer Erhöhung der Spannungsharmonischen im Netz bei. Unter günstigen Umständen kann für einzelne Harmonische jedoch bis zu einer bestimmten Durchdringung auch eine Reduktion auftreten.
- Für Stadtrandgebiete ist auch bei einer gleichzeitigen Durchdringung von 100% Elektrofahrzeugen und Photovoltaik-Anlagen keine Überschreitung der vorgegebenen Grenzwerte der betrachteten Spannungsharmonischen zu erwarten.
- In ländlichen Gebieten, insbesondere im Falle längerer Freileitungsabgänge, wurde bereits bei einer Durchdringung von 50% Elektrofahrzeugen eine Überschreitung vorgegebener Grenzwerte festgestellt. Der zusätzliche Anschluss von Photovoltaik-Anlagen führt dabei zu einer weiteren Reduktion der Aufnahmekapazität.

Um den Anschluss von Photovoltaik-Anlagen und Elektrofahrzeugen in öffentlichen Niederspannungsnetzen für zukünftige Durchdringungen sicher gewährleisten zu können, werden folgende geräte- und netzseitige Handlungsempfehlungen gegeben:

- Um die Aufnahmefähigkeit hinsichtlich Harmonischer speziell für ländliche Netze zu erhöhen, sind produktspezifische Grenzwerte für Stromharmonische einzuführen, welche der hohen Durchdringung und Gleichzeitigkeit bei der Ladung von Elektrofahrzeugen bzw. bei der Einspeisung durch Photovoltaik-Anlagen gerecht werden.
- Neben angemessenen Grenzwerten für die Stromharmonischen sind zukünftig auch normative Vorgaben hinsichtlich des Verhaltens der frequenzabhängigen Eingangsimpedanz der Geräte zu treffen. Diese sollte einen definierten Betrag nicht unterschreiten und möglichst ohmsches Verhalten aufweisen. Dies hilft insbesondere bei der Minimierung des Risikos für Netzresonanzen bei kritischen Frequenzen.
- Für den Nachweis der Grenzwerte für Stromharmonische sind neben sinusförmiger Prüfspannung auch ausgewählte vorverzerzte Prüfspannungen zu berücksichtigen, die typisch für öffentliche Niederspannungsnetze sind (z. B. abgeflachter Kurvenverlauf). Die Höhe der Änderung der Stromharmonischen (Sensitivität) zwischen den Prüfzuständen ist dabei zu begrenzen.
- Die Erhöhung der Kurzschlussleistung (z. B. durch Verkabelung langer Freileitungsabschnitte oder geeignete Netzumschaltungen) kann durch die so verringerte Netzimpedanz zu einer Reduktion der Spannungsharmonischen führen. Dies ist jedoch im Vorfeld sorgfältig im Hinblick auf technische und ökonomische Aspekte zu überprüfen.

7.3 Höherfrequente Verzerrung

Bei allen im Rahmen des Projektes untersuchten Elektrofahrzeugen und Wechselrichtern wurde eine höherfrequente Emission festgestellt. Die Höhe der Emission und deren Charakteristik sind sehr unterschiedlich zwischen den verschiedenen Fahrzeugen und Wechselrichtern. Es wurden zwei Klassen von Emissionsquellen identifiziert:

- Schmalbandige Emission (Bandbreite typisch $<1\text{kHz}$, Verfahren mit fester Schaltfrequenz, z.B. Pulsweitenmodulation)
- Breitbandige Emission (Bandbreite typisch $>1\text{kHz}$, Verfahren ohne feste Schaltfrequenz, z.B. aktive Leistungsfaktorkorrektur mit Strombandregelung)

Breitbandige Emission wurde bei einer großen Zahl von Elektrofahrzeugen festgestellt. Bei Wechselrichtern werden dagegen häufig Schaltungen mit schmalbandiger Emission eingesetzt.

Für leistungselektronische Geräte mit schmalbandiger Emission wurde ein Modell für den Anschluss an das Niederspannungsnetz erstellt. Dieses im Grundsatz sehr einfach aufgebaute Modell wurde für drei Photovoltaik-Wechselrichter parametrisiert, wovon ein Modell im Detail vorgestellt wurde, sowie für einen Ladegleichrichter eines Elektrofahrzeugs. Die Modellbildung ist dabei ohne Kenntnisse des inneren Aufbaus und des Regelverhaltens der Emissionsquelle möglich und geschieht ausschließlich durch Beobachtung des elektrischen Verhaltens der Quelle bei Variation der elektrischen Umgebungsbedingungen im Labor (Black-Box-Ansatz). Basierend auf Ergebnissen der Messung der Netzschleifenimpedanz in Niederspannungsnetzen und Impedanzmessungen an Haushaltsgeräten wurden damit sowohl analytische Betrachtungen durchgeführt, als auch Simulationen mit einer Vielzahl von Kombinationen aus Netzschleifenimpedanzen und Haushaltsgeräten.

Für die Modellbildung sind folgende Dinge zu beachten:

- Die komplexe Modellimpedanz kann durch eine Messung der Geräteimpedanz am Anschlusspunkt ermittelt werden
- Entsprechend der Theorie von Helmholtz ist die Quellenimpedanz mit der Senkenimpedanz identisch
- Die Höhe der Quellenspannung des Modells kann von mehreren Größen abhängig sein. Dazu gehören die Höhe und Form der Wechselspannung, der Ladezustand, die Gleichspannung und -leistung. Weitere Abhängigkeiten sind unter Umständen möglich.
- Die Schaltfrequenz kann bei einigen Fahrzeugen während des Ladevorgangs variieren.

Mit dem Modell des Elektrofahrzeugs und des Photovoltaik-Wechselrichters wurden sowohl analytische Berechnungen als auch Simulationen mit einer zufälligen Wahl von Anschlussbedingungen durchgeführt. Die wichtigsten Simulationsergebnisse sind:

- Die Netzschleifenimpedanz am Anschlusspunkt ist eine der wesentlichen Einflussgrößen auf die Höhe der höherfrequenten Spannung am Anschlusspunkt
- Bei Kenntnis der stochastischen Verteilung der Impedanzen im Netz lässt sich die stochastische Verteilung der höherfrequenten Emission im Netz für ein bekanntes Emissionsmodell berechnen

- Die Beeinflussung durch weitere angeschlossene Geräte ist von der Impedanz der entsprechenden Geräte abhängig, sie können grundsätzlich zu einer Reduktion oder zu einer Erhöhung der höherfrequenten Spannung führen
- Bei ungünstigem Verhältnis der Impedanzwinkel der Quelle und des Netzes kann es zu einer Verstärkung der höherfrequenten Spannung kommen (Resonanz)
- Der optimale Fall mit der maximalen Dämpfung der höherfrequenten Spannung wird erreicht, wenn die Winkel der Netzschleifenimpedanz, der Impedanz aller Geräte und der Emissionsquelle gleich sind
- Beim Parallelbetrieb mehrerer Emissionsquellen kann es unter bestimmten Umständen auch zu einer Erhöhung der höherfrequenten Spannung gegenüber dem Einzelbetrieb unter gleichen Bedingungen kommen
- Beim Parallelbetrieb von Quellen mit sehr ähnlicher Schaltfrequenz kommt es zu Schwebungen der höherfrequenten Emission. Dadurch können sehr große Unterschiede zwischen maximaler und minimaler Emission auftreten.
- Auf Basis einer größeren Zahl von Impedanzmessungen haben die Simulationen für Elektrofahrzeuge und Photovoltaik-Wechselrichter Spannungen im Bereich zwischen 0,1 und 1V ergeben. Dieser Bereich deckt sich gut mit den bisherigen Ergebnissen aus explorativen Messungen in öffentlichen Niederspannungsnetzen, in denen es keine Kundenbeschwerden gab.

Für eine zukünftige Normung höherfrequenter Emission lassen sich daraus folgende Punkte ableiten:

- Das Messverfahren aus der IEC 61000-4-7 Anhang B ist mit Anpassungen gut geeignet, um darauf aufbauend schmalbandige, unbeabsichtigte Emission zu charakterisieren und zu modellieren.
- Bei der Definition eines verbindlichen Mess- und Bewertungsverfahrens müssen eventuell auftretende Schwebungen berücksichtigt werden.
- Sowohl der Langzeiteffektivwert (bedeutend für Erwärmung) als auch kurzzeitige Maxima (bedeutend für Funktionsstörungen) müssen normativ begrenzt werden.
- Der Grenzwert der Quellenspannung der Geräte sollte dem Grenzwert der Spannung am Anschlusspunkt gleichgesetzt werden.
- Die Spezifikation einer Impedanz von Geräten mit höherfrequenter Emission, insbesondere des Impedanzwinkels bei der Schaltfrequenz, ist gut geeignet um mögliche Grenzwertüberschreitungen zu vermeiden.
- Eine zu kleine Geräteimpedanz ist grundsätzlich nicht wünschenswert. Dadurch kann es zu einem „Absaugen“ gewünschter leitungsgeführter Kommunikationssignale kommen.

8 Verwertung

Direkte Veröffentlichungen

Direkte Veröffentlichungen sind als Teil der Bearbeitung des Forschungsprojektes entstanden und wurden direkt dadurch finanziert.

- F. Möller, J. Meyer und P. Schegner, „Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Strom- und Spannungsqualität,“ *Internationaler ETG-Kongress 2013*, Berlin, 2013.
- F. Möller, J. Meyer, P. Schegner, C. Wald und S. Isensee, „Untersuchung der Netzurückwirkungen von Elektrofahrzeugen“ *15. Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung*, Leipzig (Deutschland), März 2014.
- F. Möller, J. Meyer und P. Schegner, „Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Elektroenergiequalität in Niederspannungsnetzen“ *3. Symposium Elektromobilität*, Ostfildern (Deutschland), Mai 2014.
- S. Müller, F. Möller, J. Meyer, A. J. Collin und S. Z. Djokic, „Characterisation of Harmonic Interactions Between Electric Vehicle Battery Chargers and PV Inverter“ *International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Bukarest (Rumänien), Mai 2014
- S. Müller, J. Meyer und P. Schegner, „Characterization of Small Photovoltaic Inverters for Harmonic Modeling“ *International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Bukarest (Rumänien), Mai 2014
- F. Möller, J. Meyer und P. Schegner, „Load Model of Electric Vehicles Chargers for Load Flow and Unbalance Studies“ *Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)*, Rakvere (Estland), Juni 2014.
- Schöttke, S.; Meyer, J.; Schegner, P.; Bachmann, S.: “Emission in the Frequency Range of 2 kHz to 150 kHz caused by electrical vehicle charging”. *EMC Europe 2014*, Göteborg, Schweden, 01.-04.09.2014
- S. Müller, J. Meyer, P. Schegner, S. Djokic, „Harmonic Modeling of Electric Vehicle Chargers in Frequency Domain,“ *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ)*, La Coruña (Spain), März 2015
- F. Möller, S. Müller, J. Meyer und P. Schegner, C. Wald, S. Isensee „Impact of Electric Vehicle Charging on Unbalance and Harmonic Distortion – Field Study in an Urban Residential Area“, *23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Lyon (Frankreich), Juni 2015.
- X. Xiao, H. Molin, P. Kourtza, S. Müller, F. Möller, et.al., „Component-based modeling of EV battery chargers“, *IEEE PowerTech*, Eindhoven (Niederlande), Juni, 2015
- Schöttke, S.; Rademacher, S.; Meyer, J.; Schegner, P.: “Transfer Characteristic of a MV/LV Transformer in the Frequency Range between 2 kHz and 150 kHz”. *IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility and EMC Europe*, Dresden, 16.-22.08.2015
- S. Müller, J. Meyer, F. Möller, M. Naumann, M. Radauer.: “Impact of a High Penetration of Electric Vehicles and Photovoltaic Inverters on Power Quality in an Urban Residential Grid Part II – Harmonic Distortion”, *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ)*, Madrid, Spanien, Mai 2016
- F. Möller, J. Meyer, M. Radauer.: “Impact of a High Penetration of Electric Vehicles and Photovoltaic Inverters on Power Quality in an Urban Residential Grid Part I – Unbalance”, *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ)*, Madrid, Spanien, Mai 2016

- F. Möller, J. Meyer.: "Probabilistic Household Load Model for Unbalance Studies based on Measurements", *10th Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)*, Tallinn, Estland, 29.-31.08.2016
- X. Xu, A. J. Collin, S. Z. Djokic, R. Langella, A. Testa, J. Meyer, F. Möller, S. Yan-chenko.: "On the Impact of Operating Modes and Power Supply Conditions on the Efficiency of Power Electronic Devices", *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, Aachen (Deutschland), September 2016
- A. A. Malano, S. Müller, J. Meyer, S. Bachmann.: „Harmonic Interaction of Electric Vehicle Chargers in a Central Charging Infrastructure“, *17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Belo Horizonte, Brasilien, Oktober 2016

Indirekte Veröffentlichungen

Die Veröffentlichungen erfolgten während der Bearbeitungsdauer des Forschungsprojektes und basieren auf Teilerkenntnissen oder Messdaten aus dem Projekt bzw. die Nutzung von Geräten aus dem Projekt (z.B. am Teststand), bilden jedoch keine konkrete Teilaufgabenstellung aus dem Projekt ab.

- M. Klatt, J. Meyer, P. Schegner et.al.: "Emission levels above 2 kHz – Laboratory results and survey measurements in public low voltage grids", *CIGRE 22nd International Conference on Electricity Distribution*, Paper 1168, Stockholm, 10.-13. Juni 2013
- A. Varatharajan, S. Schöttke, J. Meyer, A. Abart, "Harmonic Emission of Large PV Installations - Case Study of a 1 MW Solar Campus" in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPO'14)*, Cordoba (Spanien), April 2014
- Klatt, M.; Meyer, J.; Schegner, P.: "Comparison of measurement methods for the frequency range of 2 kHz to 150 kHz". *16th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Bukarest, Rumänien, 25.-28.05.2014
- Bollen, M.; Meyer, J.; Amaris, H.; Blanco, A. M.; Gil de Castro, A.; Desmet, J.; Klatt, M.; Kocewiak, Ł.; Rönnberg, S.; Yang, K.: "Future Work on Harmonics – Some Expert Opinions Part I – Wind and Solar Power". *16th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP 2014)*, Bukarest, Rumänien, 25.-28.05.2014
- Meyer, J.; Bollen, M.; Amaris, H.; Blanco, A. M.; Gil de Castro, A.; Desmet, J.; Klatt, M.; Kocewiak, Ł.; Rönnberg, S.; Yang, K.: "Future Work on Harmonics – Some Expert Opinions Part II – Supraharmonics, Standards and Measurements". *16th IEEE International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP 2014)*, Bukarest, Rumänien, 25.-28.05.2014
- Klatt, M.; Wolf, R.; Meyer, J.; Wittenberg, B.; Schegner, P.: "Filter for the Measurement of Supraharmonics in Public Low Voltage Networks". *IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility and EMC Europe*, Dresden, 16.-22.08.2015
- S. Djokic, J. Meyer, F. Möller, R. Langella, A. Testa, „Impact of Operating Conditions on Harmonic and Interharmonic Emission of PV Inverters,“ *IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, Aachen (Deutschland), September 2015
- M. Klatt; Meyer, J.; Schegner, P.; Lakenbrink, C.: "Characterization of supraharmonic emission caused by small photovoltaic inverters". *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MedPower)*, Belgrad, 2016

Vorträge

- Meyer, J.; Klatt, M.: "Sources, interferences, impact and case studies". *Workshop on High Frequency Power Quality: Challenges for the future LV network*, Kortrijk, Belgien, Oktober 2016
- Meyer, J.: "Trends in harmonics below and above 2 kHz". *International VII Symposium about Quality of the Electric Energy - SICEL 2013*, Medellin, Colombia, 27.-9.11.2013
- Meyer, J. et al.: "Challenges in the frequency range 2-150 kHz". *VIII International Symposium on Power Quality*, Valparaiso, Chile, 17.-20.11.2015
- Meyer, J. et al.: "Power Quality challenges in future distribution networks (from a German/European perspective)". *2015 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Wollongong, Australien, 27.-30.09.2015
- Meyer, J. et al.: "Modelling of emission of PV inverters and Electric vehicles based on Measurements". *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, USA, 26.-30.07.2015
- S. Rönnberg, M. Bollen, J. Meyer, F. Möller.: „Harmonics in Distribution Networks“, *23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Lyon (Frankreich), Juni 2015
- Meyer, J.; Klatt, M.: "Challenges in the frequency range 2-150 kHz (supraharmonics)". *10th Electric Power Quality and Supply Reliability Conference*, Tallinn, Estland, 29.-31.08.2016

Darüber hinaus wurde eine Vielzahl von Vorträgen bei nationalen Seminaren und Workshops gehalten und die Erkenntnisse aktiv mit den Teilnehmern diskutiert. Darüber hinaus wurden die Ergebnisse auch im Rahmen bilateraler Workshops mit anderen internationalen Universitäten (Universität Edinburgh, Zweite Universität von Neapel, Universität Luleå, Universität Canterbury) vorgestellt und kritisch diskutiert (u.a. hier die Universitäten listen)

Zeitschriften (non-reviewed)

- Meyer, J.; Klatt, M.: Supraharmonische: Modeerscheinung oder ernstzunehmende Netzzrückwirkung? *netzpraxis - Magazin für Energieversorgung*, Heft 7-8/2016, S. 18

Zeitschriften (reviewed)

- D. Schwanz, F. Möller, S. K. Rönnberg, J. Meyer, M. H. J. Bollen.: „Stochastic Assessment of Voltage Unbalance Due to Single-Phase-Connected Solar Power“, *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 32, No.2, April 2017
- S. Djokic; R. Langella; J. Meyer; R. Stiegler; A. Testa; X. Xu, "On Evaluation of Power Electronic Devices' Efficiency for Nonsinusoidal Voltage Supply and Different Operating Powers", *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol.PP, no.99, pp.1-9, 2017

Vorstellung in Gremien

Die Ergebnisse des Forschungsprojektes wurden in verschiedenen nationalen und internationalen Gremien vorgestellt:

- FGW Arbeitsgruppe „Oberschwingungen“
 - Vorstellung ausgewählter Labormessungen an PVs
- DKE UK 767.1 „Niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen“
 - Vorstellung ausgewählter Labormessungen

- DKE AK 767.1.3 „Prüfbedingungen für Erzeugungsanlagen mit Bemessungsstrom bis 16 A):
 - Beitrag von Messergebnissen und Anregung der Diskussion zur Änderung der Prüfbedingungen für PVs in IEC 61000-3-2
 - Vorstellung ausgewählter Labormessungen, insbesondere zur Abhängigkeit der Oberschwingungsemission von der Spannungsverzerrung
- Arbeitsgruppe D-A-CH-CZ (Beurteilung von Netzurückwirkungen):
 - Ergebnisse der Arbeiten zur Unsymmetrie einschließlich eines neuen Bewertungsverfahrens bildeten die maßgebliche Basis für die Erarbeitung des Kapitels Unsymmetrie der 3. Ausgabe
- VDE-FNN-Projektgruppe TAR 4100 bzw. TAB 4110:
 - Ergebnisse der Arbeiten zur Unsymmetrie wurden vorgestellt und zum Teil bereits in die Erarbeitung der Regelwerke einbezogen
- FNN-Expertennetzwerk „Spannungsqualität“
 - Vorstellung ausgewählter Labormessungen
- CENELEC SC205A/TF EMI „Electromagnetic Interference between Electrical Equipment / Systems in the Frequency Range below 150 kHz“
 - Messergebnisse zur höherfrequenten Emission wurden für den Study Report III und den CENELEC TR 500669

Auf internationaler Ebene flossen weitere Ergebnisse in die Arbeit folgender Arbeitsgruppe bei CIGRE C4 ein

- CIGRE/CIREN/IEEE C4.24 “Power Quality and EMC issues associated with future electricity networks”
- CIGRE C4/C6.29 “Power Quality of PV inverters”

Lehre

Diplomarbeiten

- Modellierung der Oberschwingungsaussendung von Elektrofahrzeugen, 2014
- Analyse und Modellierung der Ausbreitung von Supraharmonischen in öffentlichen Niederspannungsnetzen mit Wohnbebauung, 2016
- Messung und Modellverifikation der supraharmonischen Emission von Photovoltaik-Wechselrichtern, 2016
- Analyse und Modellierung des Verhaltens von Haushaltsgeräten gegenüber höherfrequenter Emission, 2016

Studienarbeiten

- Untersuchung der Messgenauigkeit von Rogowski-Spulen im Frequenzbereich von 2 kHz bis 150kHz, 2013
- Messung und Modellierung der niederfrequenten Oberschwingungsemission von Photovoltaik-Anlagen unter Laborbedingungen, 2014
- Untersuchung des Übertragungsverhaltens von Ortsnetztransformatoren im Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz, 2015
- Untersuchung der Emission elektronischer Geräte für den Massenmarkt im Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz, 2015

- Analyse der Elektroenergiequalität in einem ländlichen Niederspannungsnetz mit hoher Durchdringung von Photovoltaik-Anlagen und Elektrofahrzeugen anhand von Messungen, 2015
- Simulation und Beurteilung der Spannungsunsymmetrie in Niederspannungsnetzen mit zentraler Ladung von Elektrofahrzeugen, 2015
- Messung, Simulation und Beurteilung der Strom- und Spannungsharmonischen in einem Niederspannungsnetz mit zentraler Ladung von Elektrofahrzeugen, 2015
- Auswertung der Oberschwingungsmessungen in einem öffentlichen Niederspannungsnetz mit verteilter Einspeisung, 2015
- Analyse und Vergleich des Einflusses verschiedener Photovoltaik-Wechselrichter auf die Elektroenergiequalität anhand von Netzmessungen, 2016

Beschäftigung studentischer Hilfskräfte

- Softwareentwicklung zur Ansteuerung des Teststandes
- Charakteristik der Netzimpedanz des Teststandes im Frequenzbereich bis 50 kHz
- Auswertung der Unsymmetrie verschiedener Niederspannungsnetze an Transformatorsammelschiene
- Auswertung der Oberschwingungsmessungen von Elektrofahrzeugen in einem Netz mit zentraler Ladeinfrastruktur

Vorlesungen

- Vorlesung und Übung zur Lehrveranstaltung „Grundlagen der Versorgungsqualität“

Webbasierte Datenbank zum Austausch von Messdaten (ORCA)

Im Zuge des Projektes wurde eine Datenbank zum Austausch von Messdaten entwickelt und aufgesetzt. Die Datenbank (phOtovoltaic and electRical vehiCle measurement dAtabase, ORCA) ist für angemeldete Benutzer über ein Web-Interface weltweit erreichbar. Webserver und Datenbankserver werden im Medienzentrum der TU Dresden gehostet. Der Datenaustausch erfolgt wahlweise über ein Web-Frontend oder über ein Web-API (Web Application Programming Interface). In beiden Programmteilen ist eine Suche integriert. Im Web-Frontend können Frequenzspektren, Kurvenverläufe und die in diesem Projekt entwickelten Fingerprints grafisch dargestellt werden. Ergänzend zu den Grafiken werden die jeweiligen Kenngrößen gezeigt.

Die Messdaten bestehen aus Daten zur Identifikation des getesteten Gerätes (bspw. Produktcode), Daten zum Test (bspw. zur eingepprägten Spannungsverzerrung) und den elektrischen Messdaten. Die elektrischen Messdaten umfassen die Frequenzspektren für Strom und Spannung und optional deren Zeitverlauf. Jede Einzelmessung zur Aufnahme eines Frequenzspektrums bei einem vorgegebenen, einzupprägenden Spannungsverlauf ist ein Messdatensatz. Mehrere Einzelmessungen können zu einer Gruppenmessung zusammengefasst werden. Eine Gruppenmessung kann bspw. in einem Fingerprint (vgl. Bild 8-1) im Web-Frontend angezeigt werden.

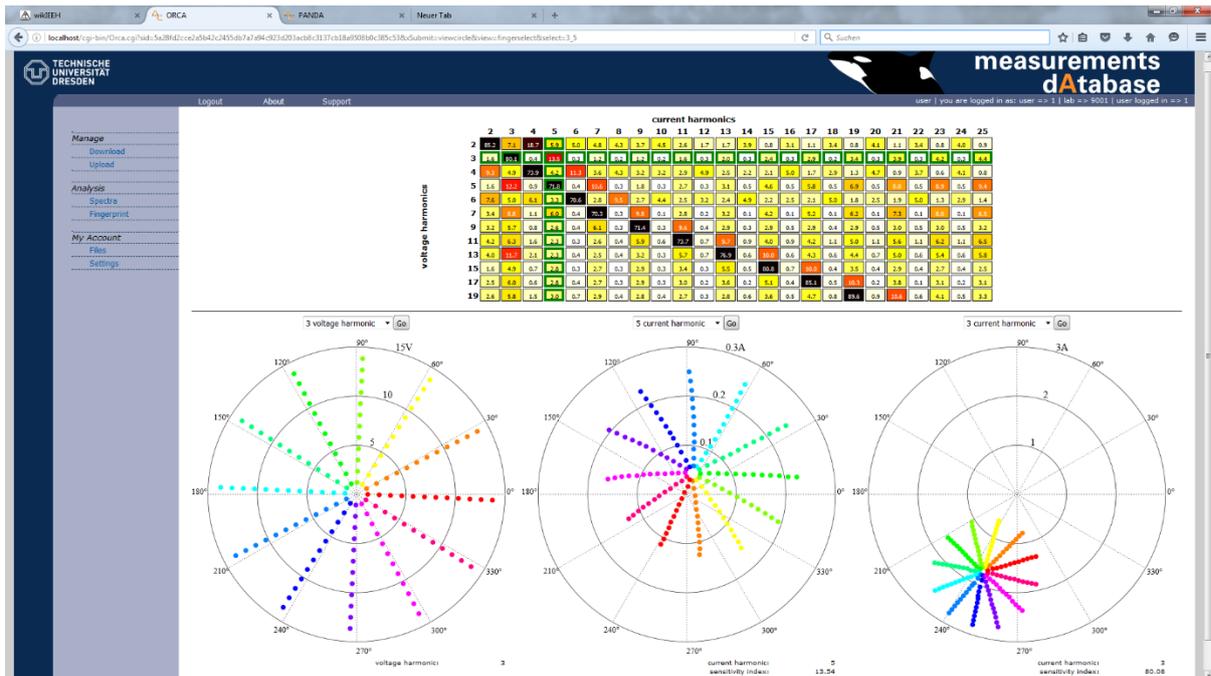


Bild 8-1: Screenshot der Fingerprint-Ansicht

Die Datenbank basiert auf dem MySQL-Datenbankmanagementsystem mit dem Speichersubsystem InnoDB. Die Datenbank beinhaltet die Messdaten, Daten zur Nutzung des Web-Frontendes und der Web-API sowie Statistikdaten zur Nutzung der Datenbank. Im Folgenden wird nur auf die Messdatentabellen eingegangen. Diese sind in einem Entity Relationship Diagramm (Bild A-9 im Anhang) dargestellt.

Die Datenbanktabellen gliedern sich in folgende Gruppen:

- Daten zum Gerät welches getestet wird (rot)
- Daten bzgl. der Durchführung der Messung (grün)
- Messdaten, welche aufgezeichnet wurden (lila)
- Kenngrößen, welche aus den Messdaten berechnet wurden (blau)

Die Daten zum Testgerät sollen dieses zum einen eindeutig identifizieren (Tabelle: db_eut) und zum anderen kategorisieren (Tabellen: db_cat und db_sub_cat). Die Testgerätidentifikation erfolgt über Angaben zur Bemessungsleistung, Nennspannung, Nennfrequenz, Hersteller, Herstellungsland und Herstellungsjahr. Um gleiche Testgeräte voneinander zu unterscheiden, wird der Produktcode abgespeichert. Dies ermöglicht, dass eine Testreihe mit gleichen Geräten durchgeführt werden kann. Daten zur Durchführung der Messung beinhalten Angaben zur Versorgungsspannung qualitativ (z.B. Flachdach, Spitzdach) oder quantitativ (z.B. 3% 5. Harmonische), Angaben zur Netzimpedanz und ob die Messung zu einer Gruppenmessung gehört. In den Messdatentabellen sind die Zeitverläufe und die Spektren für Strom und Spannung, welche von dem Messgerät aufgezeichnet bzw. berechnet werden, enthalten. In den Messdaten zu den Kenngrößen sind Parameter wie Effektivwert, Crest Faktor, THD (Total Harmonic Distortion) für Strom und Spannung sowie diverse Leistungskenngrößen enthalten. Für jede Gruppenmessung wird zusätzlich der Sensitivitätsindex (siehe Abschnitt 4.2.3) für ein

Testgerät in der Datenbank abgelegt. Diese Parameter werden nach dem Upload neuer Messdaten berechnet und können für die Suche in der Datenbank (bspw über die WebAPI) verwendet werden.

Die Datendatei zum Upload ist eine reine Textdatei. Jeder registrierte Nutzer kann Dateien in diesem Dateiformat auf die Plattform laden. Die Daten in den Dateien werden in einem ersten Schritt von der Software auf Plausibilität geprüft. Es erfolgt eine Meldung über den Erfolg auf dem Bildschirm und per E-Mail. Im zweiten Schritt werden die Messdaten manuell von einem Mitarbeiter des Instituts überprüft und danach für alle Nutzer der Datenbank freigegeben.

Die im Projekt entwickelte Web-API ermöglicht das automatisierte Herunterladen von Messdaten. Dadurch ist es im speziellen anderen Forschungsinstituten möglich, alle Messdaten einfach und effizient für die eigene Forschung zu nutzen. Die Anfrage an die Web-API erfolgt über einen http-get Befehl, wobei die Übergabeparameter im http-query enthalten sind. Die Antwort wird im JSON-Format geliefert. Es können über die API Datensätze gesucht werden. Die API liefert dazu die IDs der zugehörigen Datensätze zurück. Mit Hilfe dieser ID können im Anschluss die Messdaten geladen werden. Die Nutzung der WebAPI ist auch direkt in Programmscripten, wie sie bspw. MatLab verwendet, möglich.

Nutzung des Teststandes

Der im Rahmen des Forschungsprojektes entwickelte Teststand konnte bereits erfolgreich für verschiedene andere Forschungsprojekte eingesetzt werden. Im Rahmen der Kooperation mit anderen Universitäten forschten Studenten aus Kolumbien, United Kingdom, Indien und Argentinien am Teststand.

Der Teststand wurde bereits um zusätzliche Komponenten und Funktionalitäten erweitert. Dazu zählt ein zweiter PV-Simulator (7 kW) und mehrere verschiedene Prüfimpedanzen (z.B. nach IEC 61000-4-7 Ed.2 Anhang B).

9 Ausblick

Neben einer Vielzahl neuer Erkenntnisse haben sich im Rahmen des Forschungsprojektes auch eine Reihe neuer Fragestellungen ergeben, welche in zukünftigen Projekten zu untersuchen sind. Dieser Ausblick fasst diese getrennt nach den behandelten Netzzrückwirkungen zusammen.

9.1 Unsymmetrie

Unsymmetrie ist insbesondere bei der künftigen Integration von Speichern sowie künftigen Konzepten zur intelligenten Steuerung der Zu-/Abschaltung von nicht dreiphasig angeschlossenen Geräten (z. B. Smart Home) zu berücksichtigen. Die im Rahmen des Forschungsprojektes konzipierten Ansätze zur wirksamen Beeinflussung der Spannungsunsymmetrie sind weiter zu vertiefen. Dies betrifft beispielsweise die Entwicklung und Umsetzung von Techniken, welche beim Betrieb eines Gerätes gezielt zur Reduzierung der Unsymmetrie beitragen, ohne dabei andere Qualitätsmerkmale negativ zu beeinflussen (z. B. automatische Phasenwahl bei Elektrofahrzeugen). Untersuchungen der Spannungshaltung und Unsymmetrie in dreiphasigen Inselnetzen mit hohem Anteil an Leistungselektronik sind ebenfalls zeitnah zu beginnen. Darüber hinaus sind Untersuchungen zur Ausbreitung der Unsymmetrie sowie die Beeinflussung der Pegel der Strom- und Spannungsunsymmetrie in Mittel- und Hochspannungsnetzen durch die Zunahme unsymmetrischer Anlagen und Geräte in den Niederspannungsnetzen von Bedeutung. Solche Ergebnisse liefern einen wichtigen Beitrag für die konzeptionelle Überarbeitung der Verfahren zur Berechnung von Emissionsgrenzwerten und deren Koordination zwischen den Spannungsebenen.

9.2 Harmonische Verzerrung

Die Simulationen haben gezeigt, dass bereits geringe Änderungen der Parameter des frequenzabhängigen Impedanzmodells der Haushalte zu einer signifikanten Änderung der frequenzabhängigen Netzimpedanz führen können. Dies hat insbesondere in der Nähe der Resonanzstellen deutliche Auswirkungen auf die Spannungsharmonischen. Die Modellierung der frequenzabhängigen Eingangsimpedanz von Haushalten ist deshalb weiter zu verbessern. Neben genaueren Untersuchungen des Verhaltens von Kombinationen verschiedener Haushaltgeräte unter Labor- und Netzbedingungen sollte dabei auch eine wahrscheinlichkeitsbasierte Komponente integriert werden. In den durchgeführten Simulationen wurde als erste Näherung die Spannungsverzerrung im übergeordneten Netz (Mittelspannungsnetz) als konstant angenommen. Bei einer zunehmenden, großflächigen Durchdringung mit Elektrofahrzeugen ist diese Annahme mit hoher Wahrscheinlichkeit nur noch bedingt haltbar. Dies sollte künftig untersucht und die Simulationen ggf. entsprechend erweitert werden.

Analog zur Spannungsunsymmetrie ist zukünftig die Untersuchung von Inselnetzen bezüglich der harmonischen Verzerrung zu beginnen. Dabei ist auch die Anwendbarkeit des derzeitigen Konzeptes der Verträglichkeitskoordination, welches auf einer bestimmten Referenzkurzschlussleistung basiert, kritisch zu überprüfen. Netzresonanzen können insbesondere bei Geräten mit ungünstig parametrisierten Regelungen zu harmonischen Instabilitäten führen. Hohe

Priorität sollte deshalb künftig die Entwicklung von einfachen Verfahren zur Identifikation der harmonischen Sensitivität neuer Gerätetechnologien haben.

9.3 Höherfrequente Verzerrung

Insbesondere für Supraharmonische besteht zukünftig ein erheblicher Forschungsbedarf. Eine genaue und repräsentative Kenntnis der Impedanzen in den öffentlichen Niederspannungsnetzen im Frequenzbereich zwischen 2 kHz und 150 kHz ist maßgeblich für zuverlässige Aussagen hinsichtlich der supraharmonischen Pegel erforderlich. Sie gestattet ebenfalls die Identifikation kritischer Anschlusspunkte, an denen es z. B. durch Resonanzeffekte zu einer Verletzung der Verträglichkeitspegel kommen könnte. Deshalb sind weiterführende Studien notwendig, um eine repräsentative Zusammenstellung typischer Impedanzen in diesem Frequenzbereich in Deutschland zu erhalten. Diese Ergebnisse könnten auch als Richtwerte im Rahmen der Normung der elektromagnetischen Verträglichkeit im Frequenzbereich zwischen 2 kHz und 150 kHz genutzt werden.

Analog zu Unsymmetrie und Harmonischen sind auch für Supraharmonische grundlegende Studien zum Verhalten in Inselnetzen durchzuführen, welche z. B. im Rahmen des zunehmenden Einsatzes von Batteriewechselrichtern in Niederspannungsnetzen zur Eigenverbrauchsoptimierung entstehen können. Bisher sind zu diesem Thema praktisch keine Erkenntnisse verfügbar. Auf Grund des relativ breiten Einsatzes von Schaltungstechnologien mit breitbandiger Emission bei hohen Geräteleistungen (z. B. Elektrofahrzeuge) ist die Entwicklung neuer Ansätze für deren Modellierung zu intensivieren. Bisher wurden ausschließlich einphasige Geräte betrachtet. Es wird erwartet, dass bei dreiphasigen Geräten qualitativ andere Mechanismen wirken. Dies betrifft z. B. die Kopplung zwischen den Leitern sowie die wirksamen Impedanzen und ist künftig näher zu untersuchen. Schließlich ist die Simulation auf mehrere Anschlusspunkte bzw. Netzbereiche zu erweitern, wobei beliebig viele Quellen und Senken kombinierbar sein sollten.

10 Literaturverzeichnis

- [1] A. von Jouanne und B. Banerjee, „Assessment of Voltage Unbalance,“ *IEEE Transaction on Power Delivery*, Bd. 16, Nr. 4, pp. 782-790, 2001.
- [2] W. Hormann, W. Just und J. Schlabbach, *Netrückwirkungen* 3. erweiterte Auflage, Frankfurt am Main: VWEW Energieverlag, 2008.
- [3] DIN EN 61000-2-2: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Umgebungsbedingungen Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen und Signalübertragung in öffentlichen Niederspannungsnetzen, 2002.
- [4] DIN EN 50160:2011-02 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2011.
- [5] D. Blume, J. Schlabbach und T. Stephanblome, *Spannungsqualität in elektrischen Netzen*, Berlin und Offenbach: VDE-Verlag, 1999.
- [6] „DIN EN 61000-4-7: Prüf- und Messverfahren – Allgemeiner Leitfadens für Verfahren und Geräte zur Messung von Oberschwingungen und Zwischenharmonischen in Stromversorgungsnetzen und angeschlossenen Geräten,“ 2009-12.
- [7] J. Meyer, S. Hähle und P. Schegner, „Impact of higher frequency emission above 2kHz on electronic mass-market equipment,“ in *22nd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Stockholm, Schweden, 2013.
- [8] „Detektive im Netz: Hilfe, mein Elektroherd pfeift!,“ A. Eberle GmbH & Co. KG, 2012. [Online]. Available: http://www.a-eberle.de/sites/default/files/media/sonderdruck_detektive_im_netz_de.pdf.
- [9] M. Klatt, J. Meyer, P. Schegner, C. Körner, G. Eberl und T. Darda, „Emission levels above 2kHz - laboratory results and survey measurements in public low voltage grids,“ in *CIRED*, Stockholm, 2013.
- [10] „Electromagnetic Interference between Electrical Equipment/Systems in the Frequency Range below 150 kHz,“ CENELEC SC205A Mains Communicating Systems, Edition 3, 2015.
- [11] DIN EN 61000-4-19: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 4-19: Prüf- und Messverfahren - Prüfung der Störfestigkeit an Wechselstrom-Netzanschlüssen gegen leitungsgeführte symmetrische Störgrößen und Störgrößen aus der Signalübertragung im Freque, 2014.
- [12] DIN EN 61000-4-13: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) - Teil 4-13: Prüf- und Messverfahren - Prüfungen der Störfestigkeit am Wechselstrom-Netzanschluss gegen

Oberschwingungen und Zwischenharmonische einschließlich leitungsgeführter Störgrößen aus de, 2016.

- [13] EN 50065-1: Signalübertragung auf elektrischen Niederspannungsnetzen im Frequenzbereich 3 kHz bis 148,5 kHz, Teil 1: Allgemeine Anforderungen, Frequenzbänder und elektromagnetische Störungen, 2012-01.
- [14] DIN EN 55015: Grenzwerte und Messverfahren für Funkstörungen von elektrischen Beleuchtungseinrichtungen und ähnlichen Elektrogeräten, 2016.
- [15] DIN EN 55014-1: Elektromagnetische Verträglichkeit - Anforderungen an Haushaltgeräte, Elektrowerkzeuge und ähnliche Elektrogeräte - Teil 1: Störaussendung, 2012.
- [16] M. Klatt, R. Wolf, J. Meyer, B. Wittenberg und P. Schegner, „Filter for the Measurement of Supraharmonics in Public Low Voltage Networks,“ in *Joint IEEE International Symposium on Electromagnetic Compatibility and EMC Europe*, Dresden, 2015.
- [17] „DIN EN 61000-4-30: Prüf- und Messverfahren – Verfahren zur Messung der Spannungsqualität,“ 2016-01.
- [18] M. Klatt, J. Meyer und P. Schegner, „Comparison of measurement methods for the frequency range of 2 kHz to 150 kHz,“ *16th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, 2014.
- [19] Kraftfahrtsbundesamt, *Fahrzeugzulassungen (FZ) Neuzulassungen von Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern - Monatsergebnisse*.
- [20] Bundesnetzagentur, *Anlagenstammdaten*, 2016.
- [21] Bundesnetzagentur, „PV-Datenmeldungen und Vergütungssätze,“ 2016. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html.
- [22] VDE-AR-N 4105, *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*, August 2011.
- [23] Energie AG Oberösterreich, *DG DemoNet Smart LV Grid*, 2010/2011.
- [24] J. Dickert und P. Schegner, „A time series probabilistic synthetic load curve model for residential customers,“ in *IEEE Trondheim PowerTech*, Trondheim, Norwegen, 2011.
- [25] J. Dickert und P. Schegner, „Lastgänge als Grundlage für die Analyse von Smart Grids – Anforderungen und Vergleich von Lastgangsynthesen Load curves as basic principle for smart grid analysis – Requirements and comparison of load curve synthesis approaches,“ in *VDE-Kongress*, Stuttgart, Deutschland, 2012.

- [26] J. Meyer, A.-M. Blanco, M. Domagk und P. Schegner, „Assessment of Prevailing Harmonic Current Emission in Public Low-Voltage Networks,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Nr. Vol 32, pp. 962 - 970, April 2017.
- [27] IEC TR 60725:2012 Consideration of reference impedances and public supply network impedances for use in determining the disturbance characteristics of electrical equipment having a rated current ≤ 75 A per phase, 2012.
- [28] F. Möller, J. Meyer und P. Schegner, „Load Model of Electric Vehicle Chargers for Load Flow and Unbalance Studies,” in *Electric Power Quality and Supply Reliability Conference (PQ)*, Rakvere, 2014.
- [29] A. C. Probst, M. Braun, J. Backes und S. Tenbohlen, „Probabilistic analysis of voltage bands stressed by electric mobility,” in *2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on "Innovative Smart Grid Technologies"*, Manchester, 2011 (ISGT Europe).
- [30] F. Möller und J. Meyer, „Probabilistic Household Load Model for Unbalance Studies based on Measurements,” in *10th Electric Power Quality and Supply Reliability Conference*, Tallinn, 2016.
- [31] M. Domagk, J. Meyer und P. Schegner, „Identification of consumer topologies in Low Voltage Grids by Time Series Analysis of Harmonic Currents,” in *International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation (EPQU)*, Lissabon, 2011.
- [32] C. Jiang, R. Torquato, D. Salles und W. Xu, „Method to Assess the Power-Quality Impact of Plug-in Electric Vehicles,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, Bd. Vol. 29, pp. 958-965, 2014.
- [33] E. Thunberg und L. Söder, „A Norton Approach to Distribution Network Modeling for Harmonic Studies,” *IEEE Transaction on Power Delivery*, Bd. Vol. 14, pp. 272-277, 1999.
- [34] C. F. M. Almeida und N. Kagan, „Harmonic Coupled Norton Equivalent Model for Modeling Harmonic-Producing Loads,” in *14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Bergamo, 2010.
- [35] S. Cobben, W. Kling und J. Myrzik, „The Making and Purpose of Harmonic Fingerprints,” in *19th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED)*, Wien, 2007.
- [36] S. Djokic, „Report on Validation of Harmonic Models within the Project ElmoNetQ,” The University of Edinburgh, 2014.
- [37] J. Meyer, S. Müller, P. Schegner, S. Z. Djokic, A. J. Collin und X. Xu, „Comparison of Methods for Modelling Electric Vehicle Chargers for Harmonic Studies,” in *Power System Computation Conference (PSCC)*, Genua, 2016.

- [38] Meyer, Jan, R. Stiegler, P. Schegner, I. Röder und A. Belger, „Harmonic Resonances in Residential Low Voltage Networks Caused by Consumer Electronics,” in *24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Glasgow, 2017.
- [39] E. Balzer, H. Borchering und H. Garbe, „Messung der Netzimpedanz im Frequenzbereich bis 20 kHz und Analyse der Oberschwingungen bis zur 200. Harmonischen in verschiedenen Niederspannungsnetzen,” in *Elektromagnetische Verträglichkeit*, Düsseldorf, 2010.
- [40] D. G. Holmes und T. A. Lipo, *Pulse Width Modulation For Power Converters, Principles and Practice*, Hoboken (New Jersey): John Wiley & Sons Inc., 2003.
- [41] R. Stiegler, J. Meyer und P. Schegner, „Measurement of network harmonic impedance in presence of electronic equipment,” in *Applied Measurements for Power Systems*, Aachen, 2015.
- [42] EEG / KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *EEG-Anlagenstammdaten zum 31.12.2011 Gesamtdeutschland*.
- [43] Bundesnetzagentur, „Kraftwerksliste,” [Online]. Available: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html. [Zugriff am 19.02.2014].
- [44] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. L. de Tena, F. Trieb, Y. Scholz, K. Nienhaus, N. Gerhardt, M. Sterner, T. Trost, A. von Oehsen, R. Schwinn, C. Pape, H. Hahn, M. Wickert und B. Wenzel, „Langfristenszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global,” BMU, 29.03.2012.
- [45] M. Lödel, G. Kerber, R. Witzmann, C. Hoffmann und M. Metzger, „Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland,” Graz, 2010.
- [46] Statistisches Bundesamt, „Gemeindeverzeichnis Gebietsstand: 31.12.2012 (4.Quartal),“ 2013.
- [47] M. Wietschel, E. Dütschke, S. Funke, A. Peters, P. Plötz, U. Schneider, A. Roser und J. Globisch, „Kaufpotential für Elektrofahrzeuge bei sogenannten "Early Adoptern",“ Fraunhofer ISI, Institut für Ressourceneffizienz und Energiestrategie (IREES), Karlsruhe, 2012.
- [48] Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, *Mobilität in Deutschland 2008 Tabellenband*, Bonn und Berlin, 2010.
- [49] EEG / KWK-G Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, *EEG Anlagenstammdaten (bis zum 31.12.2013 Gesamtdeutschland)*.

- [50] S. Rönnerberg, A. Larsson, M. Bollen und J.-L. Schanen, „A simple model for the interaction between equipment at a frequency of some tens of khz,“ *21 st International Conference on Electricity Distribution, CIGRE*.
- [51] A. Larsson und M. Bollen, „Measurement result from 1 to 48 fluorescent lamps in the frequency range 2 to 150 kHz,“ in *14th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Piscataway, NJ, 2010.
- [52] E. Gasch, M. Jan, S. Peter und S. Karsten, „Efficient Power Quality Analysis of Big Data (Case Study for a Distribution Network Operator),“ in *CIGRE*, Lyon, 2015.
- [53] IEC TR 61000-3-14:2011 Assessment of emission limits for harmonics, interharmonics, voltage fluctuations and unbalance for the connection of disturbing installations to LV power systems, 2011.
- [54] IEC TR 61000-3-13:2008 Limits - Assessment of emission limits for the connection of unbalanced installations to MV, HV and EHV power systems, 2008.
- [55] S. Rönnerberg, M. Bollen und M. Wahlberg, „Interaction between Narrowband Power-Line Communication and End-User Equipment,“ in *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2011.
- [56] A. Varatharajan, S. Schöttke, J. Meyer und A. Abart, „Harmonic Emission of Large PV Installations Case Study of a 1 MW Solar Campus,“ in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ)*, Cordoba (Spanien), 2014.
- [57] F. Möller, S. Müller, J. Meyer, P. Schegner, C. Wald und S. Isensee, „Impact of Electric Vehicle Charging on Unbalance and Harmonic Distortion - Field Study in an Urban Residential Area,“ in *International Conference on Electricity Distribution (CIGRE)*, Lyon (Frankreich), 2015.
- [58] A. A. Malano, S. Müller, J. Meyer und S. Bachmann, „Harmonic Interaction of Electric Vehicle Chargers in a Central Charging Infrastructure,“ in *17th International Conference on Harmonic and Quality of Power (ICHQP)*, Belo Horizonte (Brasilien), 2016.
- [59] F. Möller, J. Meyer und M. Radauer, „Impact of a High Penetration of Electric Vehicles and Photovoltaic Inverters on Power Quality in an Urban Residential Grid Part I - Unbalance,“ in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ)*, Madrid (Spanien), 2016.
- [60] S. Müller, J. Meyer, M. Naumann und M. Radauer, „Impact of a High Penetration of Electric Vehicles and Photovoltaic Inverters on Power Quality in an Urban Residential Grid Part II - Harmonic Distortion,“ in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ)*, Madrid (Spanien), 2016.
- [61] H. Hauptmann, „Analyse von Oberschwingungsbelastung und Resonanzbildung in einem städtischen Niederspannungsnetz mit Wohnbebauung,“ Diplomarbeit, TU Dresden, 2015.

A Anhang

A.1 Übersicht der Feldmessungen

Der Inhalt dieses Anhangs wurde zur Wahrung der Anonymität entfernt, ist jedoch im vollständigen Bericht enthalten.

A.2 Übersicht Gerätemessungen

Der Inhalt dieses Anhangs wurde zur Wahrung der Anonymität entfernt, ist jedoch im vollständigen Bericht enthalten.

A.3 Modelle

Ergänzend zu den in Abschnitt 4.1.4 dargestellten Zusammenhänge werden im Folgenden die Blindleistung in Abhängigkeit des Ladestroms dargestellt. Ebenfalls sind Richtwerte für das Modell in Tabelle A-1 aufgeführt. Dabei zeigte sich, dass die gemessenen Fahrzeuge in vier Kategorien eingeteilt werden konnten.

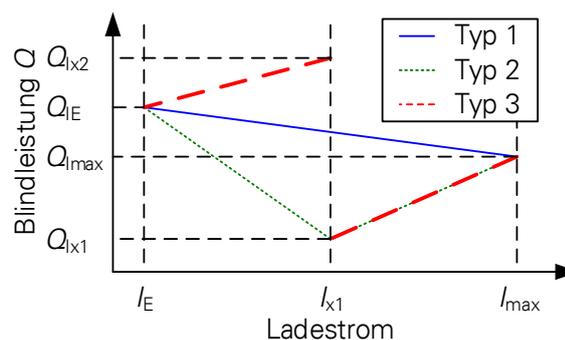
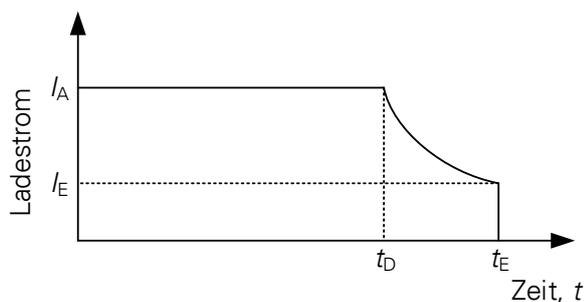


Bild A-1: Ladestrom in über einen Ladevorgang

Bild A-2: Blindleistung in Abhängigkeit des Ladestroms

Der Ladestrom in Abhängigkeit der Zeit lässt sich wie folgt berechnen

$$I(t) = \begin{cases} I_A \\ I_A \cdot e^{-n \cdot (t-t_D)} \end{cases} \quad (\text{A-1})$$

Wobei gilt

$$n = \ln\left(\frac{I_A}{I_E}\right) \cdot \frac{1}{x \cdot (E_{\max} - E_D)} \quad (\text{A-2})$$

Und

$$x = \frac{t_E - t_D}{E_{\max} - E_D} \quad (\text{A-3})$$

Wobei E_D dem SoC entspricht ab dem die Reduzierung des Ladestroms beginnt.

Die Abhängigkeit der Blindleistung vom Ladestrom wird als Geraden approximiert. Für die in Bild 4-7 dargestellte Spannung U_T gilt

$$U_T = \frac{S_{\max}}{I_{\max}} \quad (\text{A-4})$$

Tabelle A-1: Parameter des Modells für EVs hinsichtlich der Unsymmetrie

EV Typ	EV 1	EV 2	EV 3	EV 4
I_{\max} in A				
φ_{\max} in °				
E_{\max} in kWh				
E_D/E_{\max} in %				
I_E in A				
S_{\max} in kVA				
I_{q1} in A				
I_{q2} in A				
x in s/kWh				
Q_t				
Q_{\max} in var				
Q_{x1} in var				
Q_{x2} in var				
Q_{IE} in var				
I_{x1} in A				

Der Inhalt der Tabelle lässt Rückschlüsse auf einzelne Fahrzeugtypen zu und wurde zur Wahrung der Anonymität entfernt. Die Daten sind im vollständigen Bericht enthalten.

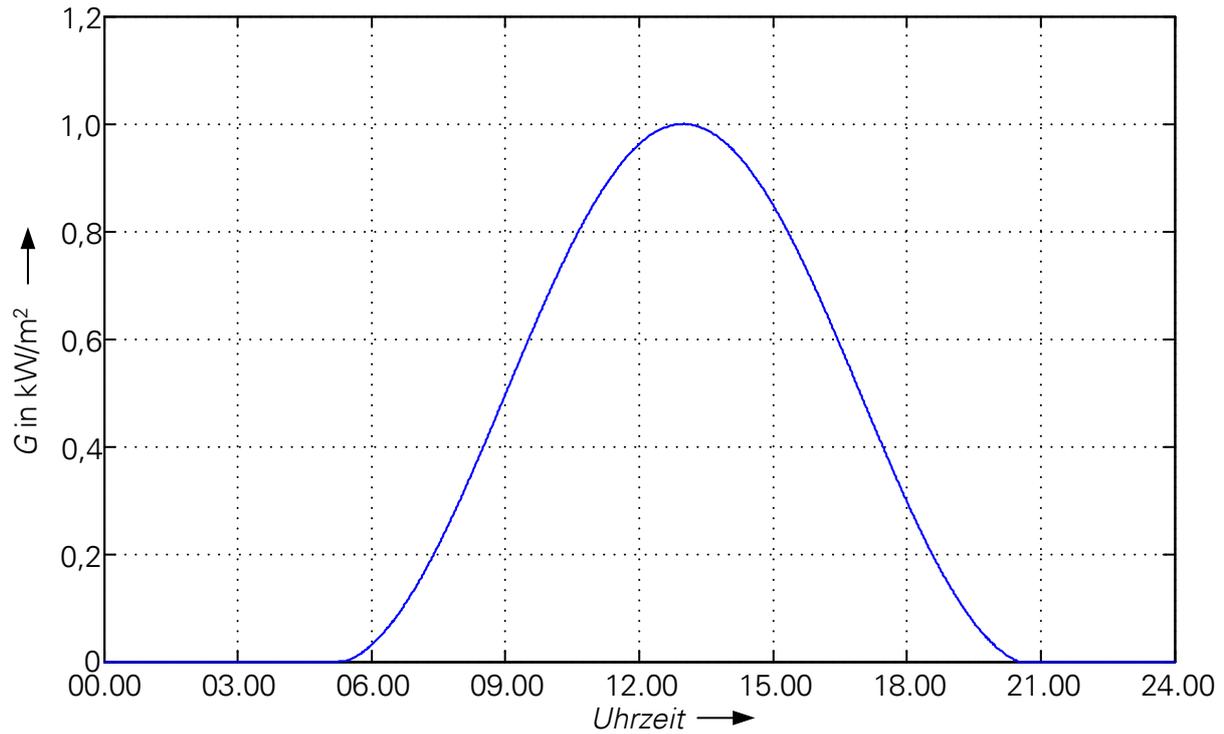


Bild A-3: Globalstrahlung während eines sonnigen, wolkenlosen Tages

Tabelle A-2: Überblick über alle gemessenen PVs mit ihren Kenndaten

Wechselrichter	PV 1	PV 2	PV 3	PV 4	PV 5	PV 6
Anschluss	einphasig	einphasig	dreiphasig	dreiphasig	dreiphasig	dreiphasig
Bemessungsleistung	4,6 kW	4,6 kW	10 kW	7,5 kW	4,0 kW	10 kW
Schaltungstopologie	Transformatorlos	NF-Transformator	HF-Transformator	Transformatorlos	Transformatorlos	Transformatorlos
DC-Leistung (Referenz)	4,6 kW	4,6 kW	5,0 kW	7,5 kW	4,0 kW	5,0 kW
DC-Spannung (Referenz)	400 V	400 V	400 V	500 V	400 V	500 V

A.4 Szenarien

Tabelle A-3: Einflussparameter auf die Netzszenarien

Komponente	Parameter	Gebietsklasse				
		(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
I	Kurzschlussleistung MS-Netz	niedrig	niedrig - mittel	mittel - hoch	hoch	hoch
	Vorbelastung des MS-Netzes mit Oberschwingungen THDu	0 .. 4%				
	Vorbelastung des MS-Netzes mit Unsymmetrie u_2	0 .. 1%				
II	Bemessungsleistung des Transformators S_{rT}	100 kVA .. 250 kVA	250 kVA .. 400 kVA	400 kVA .. 630 kVA	400 kVA .. 630 kVA	630 kVA oder größer
	Kurzschlussspannung des Transformators u_k	4% .. 6%				
III	Anzahl der Abgänge	1 - 4	2 - 5	3 - 6	4 - 8	nicht allgemeingültig angebar
	Anzahl Verzweigungen im NS-Netz	0	0 - 1	1 - 2	2 - 3	
	Max. Leitungslänge je Abgang	100 m .. 300 m	300 m .. 600 m	200 m .. 400 m	50 m .. 200 m	
	Mittlerer Abstand zwischen zwei Anschlüssen	50 m .. 100 m	20 m .. 40 m	20 m .. 30 m	10 m .. 20 m	
	Anzahl Abnehmer je Abgang	< 10	15 - 40	20 - 75	30 - 200	

Im Folgenden sind die vereinfachte Netzpläne und Netzparameter der Simulationsnetze für verteilte Ladung dargestellt.

Stadtrandgebiet

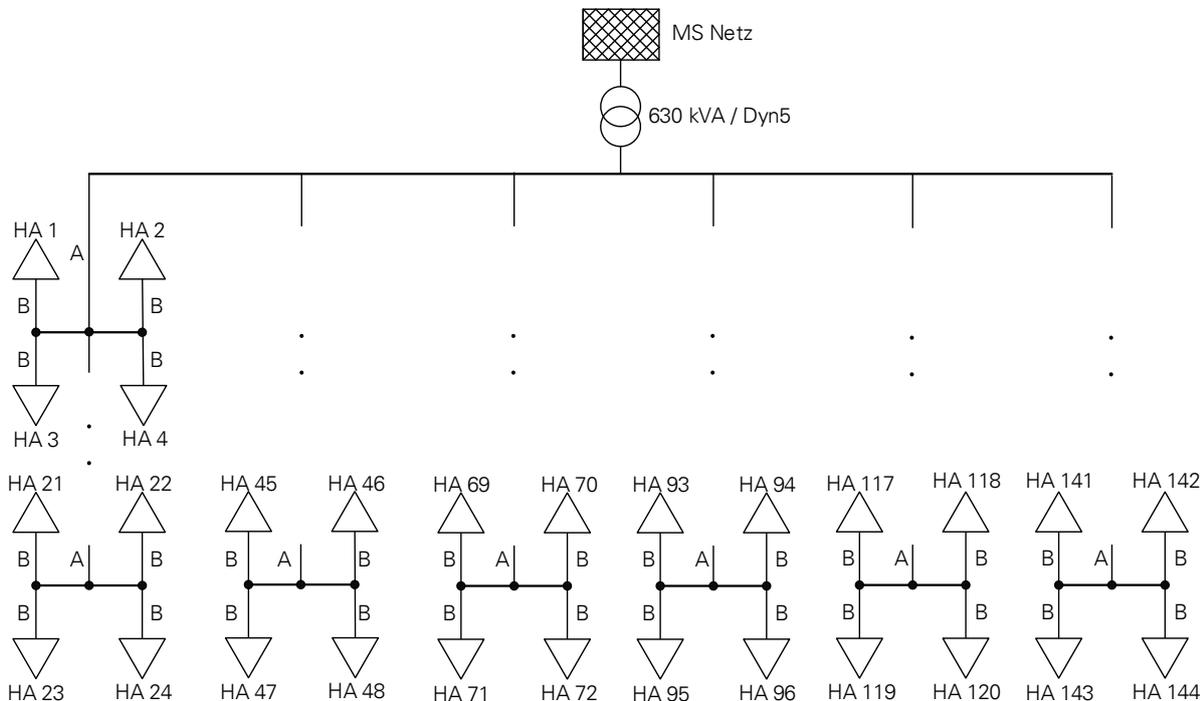
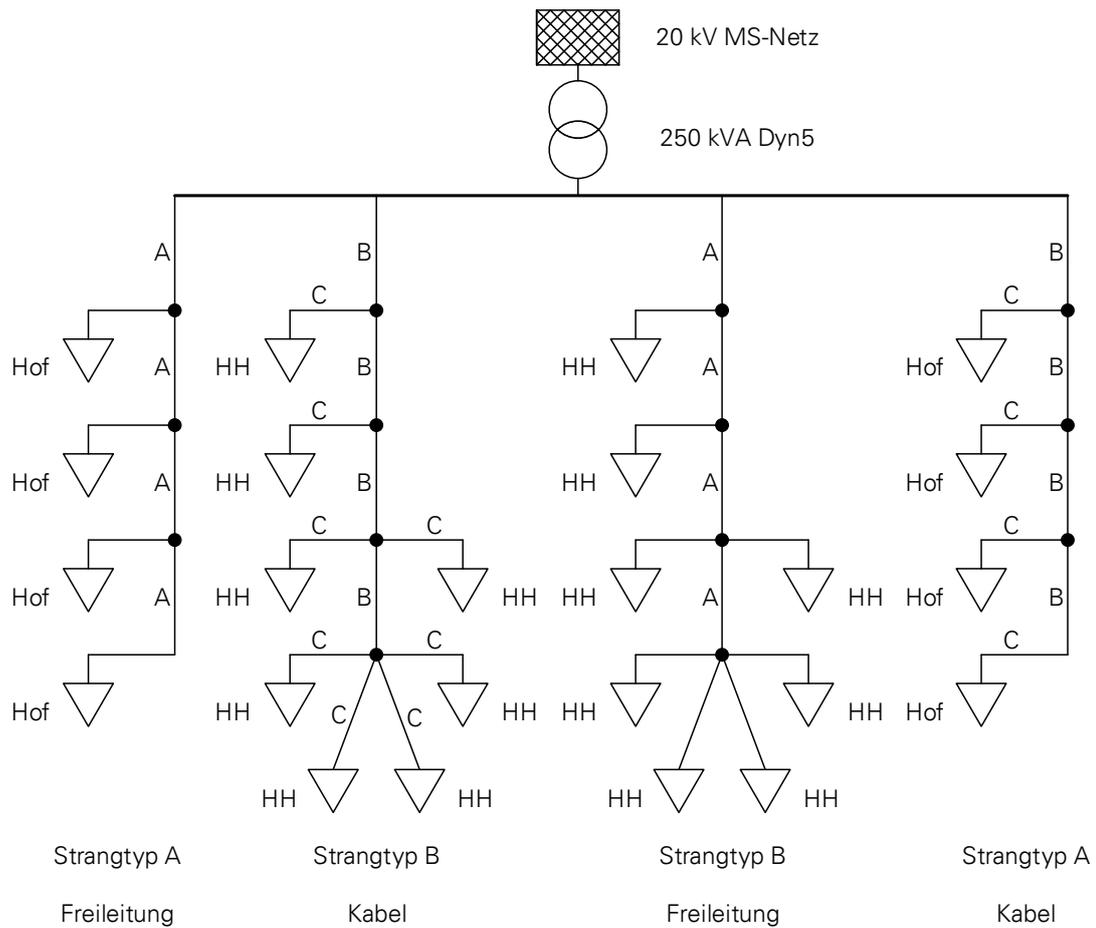


Bild A-4: Schematischer, vereinfachter Netzplan für verteilte Ladung / Stadtrandgebiet

Tabelle A-4: Netzparameter Stadtrandgebiet

Leitungen				
	A		B	
Bezeichnung	NAYY 4x150 mm ²		NYY 4x50 mm ²	
Querschnitt	150 mm ²		50 mm ²	
R'L in Ω/km	0,206		0,387	
X'L Ω/km	0,08		0,07	
Länge eines Abschnittes	60 m		20 m	
Transformator		Übergeordnetes Netz		
S _r	630 kVA	S _{k''}	250 MVA	
Schaltgruppe	Dyn5	U _n	10 kV	
U _k	6 %			

Ländliches Gebiet**Bild A-5:** Schematischer, vereinfachter Netzplan für verteilte Ladung / ländliches Gebiet**Tabelle A-5:** Netzparameter ländliches Gebiet

Leitungen			
	A	B	C
Bezeichnung	Freileitung Aldrey	NYN 4x150 mm ²	NYN 4x35 mm ²
Querschnitt	95 mm ²	150 mm ²	35 mm ²
R'L in Ω/km	0,358	0,153	0,524
X'L Ω/km	0,252	0,067	0,073
Länge eines Abschnittes	200 m	200 m	15 m
Transformator		Übergeordnetes Netz	
S_r	250 kVA	S_k''	150 MVA
Schaltgruppe	Dyn5	U_h	20 kV
U_k	6 %		

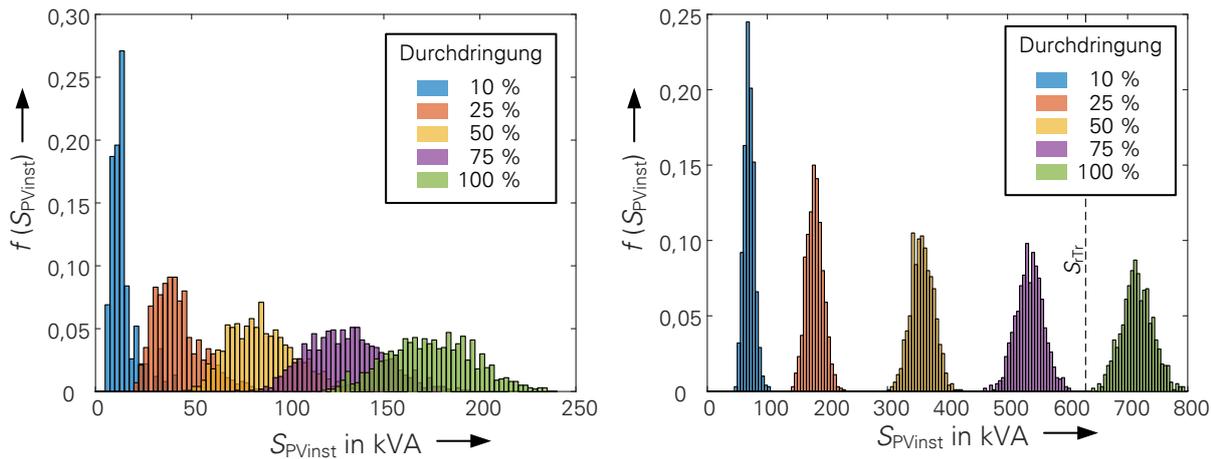


Bild A-6: Verteilung der installierten PV-Einheiten-Leistung in Abhängigkeit der Durchdringung; links: Szenario 1 (ländliches Gebiet); rechts Szenario 2 (Stadttrandgebiet)

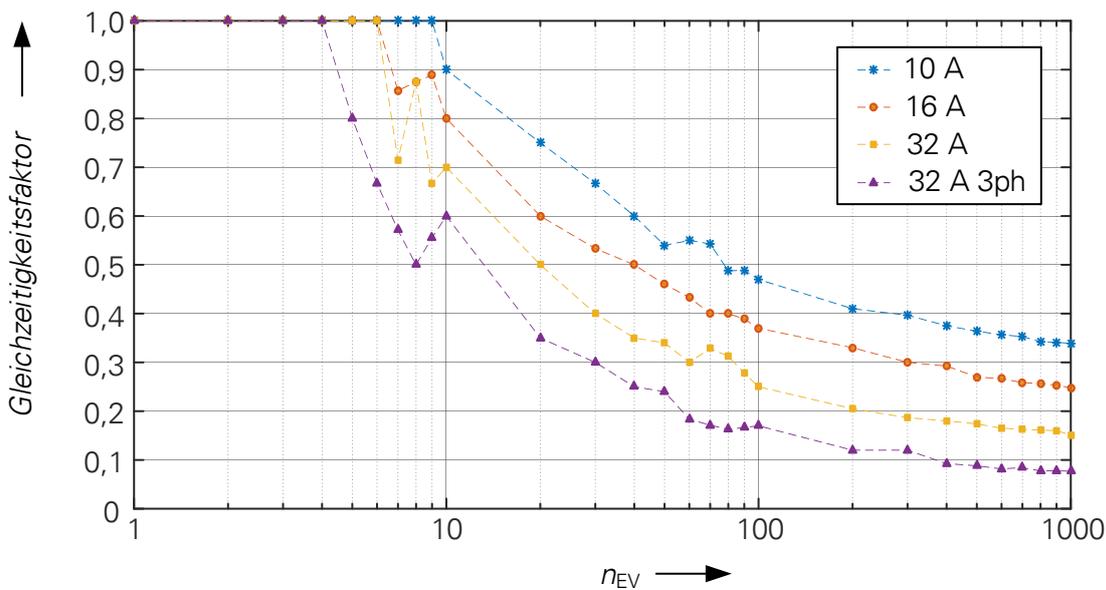


Bild A-7: Gleichzeitigkeitsfaktor für Elektrofahrzeuge in Abhängigkeit des Ladestroms und der Anzahl der ladenden Fahrzeuge

A.5 Simulationsergebnisse

Tabelle A-6: Prozentualer Anteil der Grenzwertverletzungen bezogen auf die Gesamtanzahl durchgeführter Simulationsdurchläufe nach DIN EN 50160 [4] für verteilte Ladung / Stadtrandgebiet

Variante			Spannungsband			Überlast	k_{u2}	k_{u2} Planung
Lade- strom	EV	PV	Mittel- stellung	RONT 5-stufig	RONT 9-stufig			
	Durch- dringung	Durch- dringung						
Nur Haushalte			0	0	0	0	0	0
10 A	100 %		0	0	0	0	0	0
16 A	100 %		0	0	0	0	0	0,5
20 A	100 %		0	0	0	0	0	2,4
32 A	100 %		0,5	0	0	0	0	11,9
16 A	10 %		0	0	0	0	0	0
16 A	25 %		0	0	0	0	0	0
16 A	50 %		0	0	0	0	0	0
16 A	75 %		0	0	0	0	0	0,2
		10 %	0	0	0	0	0	0
		25 %	0	0	0	0	0	8,4
		50 %	1,5	0	0	0	0	7,6
		75 %	17,8	0	0	0	0,3	18,7
		100 %	61,1	0	0	2,2	0,7	32,2
16 A	10 %	10 %	0	0	0	0	0	0
16 A	10 %	50 %	1,5	0	0	0	0	8,4
16 A	10 %	75 %	18	0	0	0	0,3	19,2
16 A	50 %	10 %	0	0	0	0	0	0
16 A	50 %	50 %	1,6	0	0	0	0	11,5
16 A	50 %	75 %	18,4	0	0	0	0,4	22,7
16 A	100 %	10 %	0	0	0	0	0	1,1
16 A	100 %	50 %	2,1	0	0	0	0	16
16 A	100 %	75 %	19	0	0	0	0,2	28,3

Tabelle A-7: Prozentualer Anteil der Grenzwertverletzungen bezogen auf die Gesamtanzahl durchgeführter Simulationsdurchläufe nach DIN EN 50160 [4] für verteilte Ladung / ländliches Gebiet Freileitung

Variante			Spannungsband			Überlast	k_{u2}	k_{u2} Planung
EV		PV	Mittel- stellung	RONT 5-stufig	RONT 9-stufig			
Lade- strom	Durch- dringung	Durch- dringung						
Nur Haushalte			11,9	0	0	0	0	0
10 A	100 %		100	0	0	0	2,5	81,3
16 A	100 %		100	2,2	0,6	0	13,9	96
20 A	100 %		100	5,1	1,6	0	28,3	99,3
32 A	100 %		100	30,4	13,4	0	78,7	100
16 A	10 %		100	0	0	0	0	19,5
16 A	25 %		100	0	0	0	0,1	52,4
16 A	50 %		100	0,7	0,2	0	3,5	75,7
16 A	75 %		100	1,9	0,2	0	7,1	89,9
		10 %	100	0	0	0	0	13,6
		25 %	100	0,1	0	0	1,3	32,7
		50 %	100	2,6	0,5	0	8,4	52,6
		75 %	100	6,8	2,5	0	11,6	65,3
		100 %	100	16,8	8,6	0	21,2	71,7
16 A	10 %	10 %	100	0	0	0	0	30,2
16 A	10 %	50 %	100	3,4	0,6	0	9,2	61,2
16 A	10 %	75 %	100	7,3	2,7	0	12,5	71,8
16 A	50 %	10 %	100	0,8	0,3	0	4	78
16 A	50 %	50 %	100	5,6	1,8	0	14,4	85,6
16 A	50 %	75 %	100	10,9	4,7	0	19	88,8
16 A	100 %	10 %	100	3,8	0,8	0	16,9	95,5
16 A	100 %	50 %	100	9,2	2,3	0	28,1	97
16 A	100 %	75 %	100	15,5	6,2	0	32,5	96,9

Tabelle A-8: Prozentualer Anteil der Grenzwertverletzungen bezogen auf die Gesamtanzahl durchgeführter Simulationsdurchläufe nach DIN EN 50160 [4] für verteilte Ladung / ländliches Gebiet Kabel

Variante			Spannungsband			Überlast	k_{u2}	k_{u2} Planung
EV		PV	Mittelstellung	RONT 5-stufig	RONT 9-stufig			
Ladestrom	Durchdringung	Durchdringung						
Nur Haushalte			0	0	0	0	0	0
10 A	100 %		0	0	0	0	0	0,5
16 A	100 %		0	0	0	0	0	4,4
20 A	100 %		0,4	0	0	0	0	9,5
32 A	100 %		3,5	0	0	0	0,1	26,6
16 A	10 %		0	0	0	0	0	0
16 A	25 %		0	0	0	0	0	0
16 A	50 %		0	0	0	0	0	0,6
16 A	75 %		0	0	0	0	0	2,2
		10 %	0	0	0	0	0	0
		25 %	0	0	0	0	0	0,4
		50 %	1,1	0	0	0	0	2
		75 %	8,5	0	0	0	0	4,6
		100 %	30,8	0	0	0	0,2	10,5
16 A	10 %	10 %	0	0	0	0	0	0
16 A	10 %	50 %	1,2	0	0	0	0	2,2
16 A	10 %	75 %	8,5	0	0	0	0	4,7
16 A	50 %	10 %	0	0	0	0	0	0,7
16 A	50 %	50 %	1,4	0	0	0	0	4,3
16 A	50 %	75 %	10,7	0	0	0	0	8
16 A	100 %	10 %	0,1	0	0	0	0	4,8
16 A	100 %	50 %	2,1	0	0	0	0,1	8,2
16 A	100 %	75 %	11,5	0	0	0	0,4	12,5

Tabelle A-9: 95 %-Quantile des maximalen Leiterstroms durch den Transformator im Stadtrandgebiet

Variante/ Durchdringung		Leiterstrom Transformator								
EV	PV	$I_{L,95}^{(3)}/A$	$I_{L,95}^{(5)}/A$	$I_{L,95}^{(7)}/A$	$I_{L,95}^{(9)}/A$	$I_{L,95}^{(11)}/A$	$I_{L,95}^{(13)}/A$	$I_{L,95}^{(15)}/A$	$I_{L,95}^{(17)}/A$	$I_{L,95}^{(19)}/A$
Nur Haushalte		19,3	13,4	10,3	6,3	7,7	4,3	3,6	1,3	1,7
25 %		21,0	20,4	19,0	7,3	10,4	5,6	3,7	1,3	1,5
50 %		22,6	25,1	22,3	8,0	11,5	6,5	3,7	1,3	1,4
100 %		26,2	35,2	32,7	8,9	12,3	7,0	3,5	1,3	1,2
	25 %	21,9	21,5	19,1	7,6	9,8	4,9	3,4	1,3	1,5
	50 %	26,4	29,5	27,2	8,4	11,1	5,1	3,3	1,2	1,4
	100 %	38,9	50,4	40,6	8,0	12,1	4,5	3,1	1,2	1,4
10 %	50 %	26,9	33,8	31,1	8,4	11,4	5,0	3,3	1,2	1,4
50 %	50 %	28,9	43,3	37,8	8,8	11,9	5,4	3,3	1,2	1,2
100 %	50 %	31,9	55,5	45,9	9,0	11,9	5,8	3,1	1,2	1,0

Tabelle A-10: 95 %-Quantile des maximalen Leiterstroms durch den Transformator im ländliches Gebiet

Variante/ Durchdringung		Leiterstrom Transformator								
EV	PV	$I_{L,95}^{(3)}/A$	$I_{L,95}^{(5)}/A$	$I_{L,95}^{(7)}/A$	$I_{L,95}^{(9)}/A$	$I_{L,95}^{(11)}/A$	$I_{L,95}^{(13)}/A$	$I_{L,95}^{(15)}/A$	$I_{L,95}^{(17)}/A$	$I_{L,95}^{(19)}/A$
Nur Haushalte		4,1	2,9	2,2	1,4	1,5	0,8	0,6	0,5	0,5
25 %		4,7	8,9	8,8	1,6	2,7	1,7	0,8	0,6	0,5
50 %		5,3	21,1	20,5	1,8	2,6	2,0	0,9	0,7	0,6
100 %		6,3	33,5	29,2	1,9	2,6	2,1	0,9	0,7	0,5
	25 %	4,6	4,8	4,3	1,7	2,0	1,0	0,7	0,5	0,5
	50 %	5,4	7,1	6,1	1,9	2,5	1,2	0,7	0,5	0,4
	100 %	7,3	11,0	9,0	1,9	3,5	1,3	0,7	0,5	0,4
10 %	50 %	5,6	11,1	10,4	2,0	2,7	1,5	0,8	0,5	0,5
50 %	50 %	6,1	14,8	12,7	2,1	3,0	1,8	0,8	0,5	0,5
100 %	50 %	6,8	20,5	16,7	2,1	3,0	1,9	0,8	0,6	0,5

A.5.1 Interpretation der Grenzwerte

Der Betrag der Spannungsunsymmetrie wird im Folgenden auf zwei verschiedene Arten interpretiert.

- Bewertung des Betrags in Bezug auf den Grenzwert von 2 % nach IEC 61000-2-2 [3]
- Bewertung des Betrags in Hinblick auf Planungskriterien

Zur Bewertung nach a) ist lediglich eine Überschreitung des Grenzwertes bzw. die Differenz bis zum Grenzwert zu interpretieren.

Für die Bewertung nach b) wird folgender Ansatz gewählt.

Um ein Überschreiten des Grenzwertes der Spannungsunsymmetrie zu vermeiden, wird aus planungstechnischer Sicht der Grenzwert auf die einzelnen Spannungsebenen aufgeteilt, sodass in jeder Spannungsebene ein gewisser Planungspegel einzuhalten ist. Dies wird dadurch erreicht, dass der Beitrag aller Anlagen im Netz zur Spannungsunsymmetrie, für jede Spannungsebene separat, begrenzt wird. Der Gesamtstöreintrag für das Niederspannungsnetz kann nach IEC 61000-3-14 [53] wie folgt ermittelt werden

$$G_{uNS} = \sqrt[\alpha]{L_{uNS}^{\alpha} - (T_{uMSNS} \cdot L_{uMS})^{\alpha}} \quad (A-5)$$

Mit

- G_{uNS} Gesamtstöreintrag in der Niederspannung
- L_{uNS} Planungspegel Niederspannung (2 %)
- L_{uMS} Planungspegel Mittelspannungsnetz (1,8 %)
- T_{uMSNS} Transferkoeffizient zwischen den Spannungsebenen (0,8 .. 0,9 ..1)
- α Summationsexponent

Der Summationsexponent wird in IEC 61000-3-13 [54] bis IEC 61000-3-14 [53] mit 1,4 angegeben, kann jedoch für eine weniger strikte Bewertung mit bis zu 2,0 angenommen werden. Für den Transferkoeffizienten wird nach IEC 61000-3-14 [53] im Allgemeinen ein Wert von 0,9 gewählt. Tabelle A- stellt den Gesamtstöreintrag in Abhängigkeit von Transferkoeffizient und Summationsexponent dar. Dabei ist der für die weitere Betrachtung herangezogene Wert hervorgehoben.

Tabelle A-11: Gesamtstöreintrag in Abhängigkeit von Transferkoeffizient und Summationsexponent

$\alpha \setminus T_{uMSNS}$	0,8	0,9	1,0
1,4	0,98 %	0,75 %	0,48 %
1,6	1,14 %	0,92 %	0,62 %
1,8	1,28 %	1,05 %	0,75 %
2,0	1,39 %	1,17 %	0,87 %

Da bei den durchgeführten Simulationen bereits eine konstante Unsymmetrie des Mittelspannungsnetzes vorgegeben wurde kann die zu bewertende Unsymmetrie wie folgt ermittelt werden.

$$k_{u2 \text{ Planung}} = \sqrt[3]{G_{u \text{ NS}}^\alpha + k_{u2 \text{ MS}}^\alpha} \quad (\text{A-6})$$

Mit dem entsprechenden Wert nach Tabelle 4-3 ergibt sich ein zu bewertender Grenzwert der Unsymmetrie im Niederspannungsnetz für die durchgeführten Simulationen von

$$k_{u2 \text{ Planung}} = \sqrt{(1,17 \%)^2 + (0,51 \%)^2} = 1,28 \% \quad (\text{A-7})$$

Die Spannungsdifferenz ΔU wird anhand der maximalen Differenz der 10-Minuten-Mittelwerte zwischen höchster und niedrigster Spannung im Netz bewertet. Der Grenzwert von 34,5 V resultiert aus der Annahme, dass eine Regeleinrichtung (bspw. ein RONT) mit Stufen von 5 % der Netzennspannung eingesetzt wird. Somit müssen 5 % der Netzennspannung bzw. 11,5 V Regelreserve zur Verfügung stehen.

A.5.2 Anschluss einphasiger Geräte zur Minimierung der Gegensystemspannung

Um den Einfluss einphasiger Geräte auf die Spannungsunsymmetrie möglichst gering zu halten sollten sie so angeschlossen werden, dass sie der vorherrschenden Gegensystemunsymmetrie entgegenwirken. Nimmt man ein stromkonstantes Gerät an so wird die Gegensystemspannung am Verknüpfungspunkt gemäß Bild A-8 b vollständig kompensiert, wenn gilt

$$\underline{U}_{q2} = \underline{I}_2 \cdot \underline{Z}_2 \quad (\text{A-8})$$

Da im Allgemeinen \underline{Z}_2 und \underline{U}_{q2} vorgegeben sind kann eine Kompensation nur über die Änderung von \underline{I}_2 erfolgen. Im Falle des Anschlusses eines EVs ist der Betrag und Phasenwinkel des Laststroms konstant, eine Kompensation ist in diesem Fall nur über die Wahl der Phase möglich. Für die Wahl der optimalen Phase gilt:

$$\begin{aligned} \text{Phase a:} & \quad -60^\circ < \varphi_{ku2} - \varphi_{Z2} - \varphi_{Sun2}^* \leq 60^\circ \\ \text{Phase b:} & \quad 60^\circ < \varphi_{ku2} - \varphi_{Z2} - \varphi_{Sun2}^* \leq 180^\circ \\ \text{Phase c:} & \quad 180^\circ < \varphi_{ku2} - \varphi_{Z2} - \varphi_{Sun2}^* \leq 300^\circ \end{aligned} \quad (\text{A-9})$$

Wobei für \underline{S}_{un2} der Zusammenhang nach Gleichung (2-4) gilt und der Winkel für k_{u2} ergibt sich aus der Division der komplexen Werte von \underline{U}_2 und \underline{U}_1 .

Durch die fest vorgegebenen Wert (siehe oben) kommt es im Allgemeinen zu keiner vollständigen Kompensation (siehe Bild A-8 a)

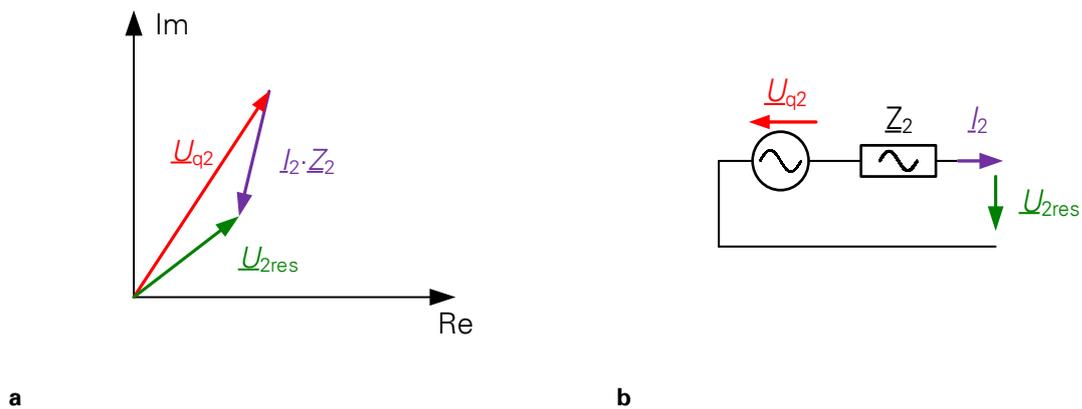


Bild A-8: Kompensation der Gegensystemspannung mit einphasigen Geräten; **a** Zeigerdiagramm; **b** Ersatzschaltbild

Diese Maßnahme ist nur möglich, wenn die komplexe Gegensystemimpedanz bzw. der Impedanzwinkel der Gegensystemimpedanz am Verknüpfungspunkt bekannt ist.

Für die Umsetzung von Maßnahmen, welche die Phasenzuordnung der EVs zu Ladebeginn bzw. den maximalen Ladestrom festlegen ist es erforderlich, dass die Art des EV-Anschlusses (einphasig/zweiphasig/dreiphasig) bekannt ist. Daher ist diese Information in die Kommunikation zwischen Ladesäule und Fahrzeug zu berücksichtigen.

A.6 Messdatenbank

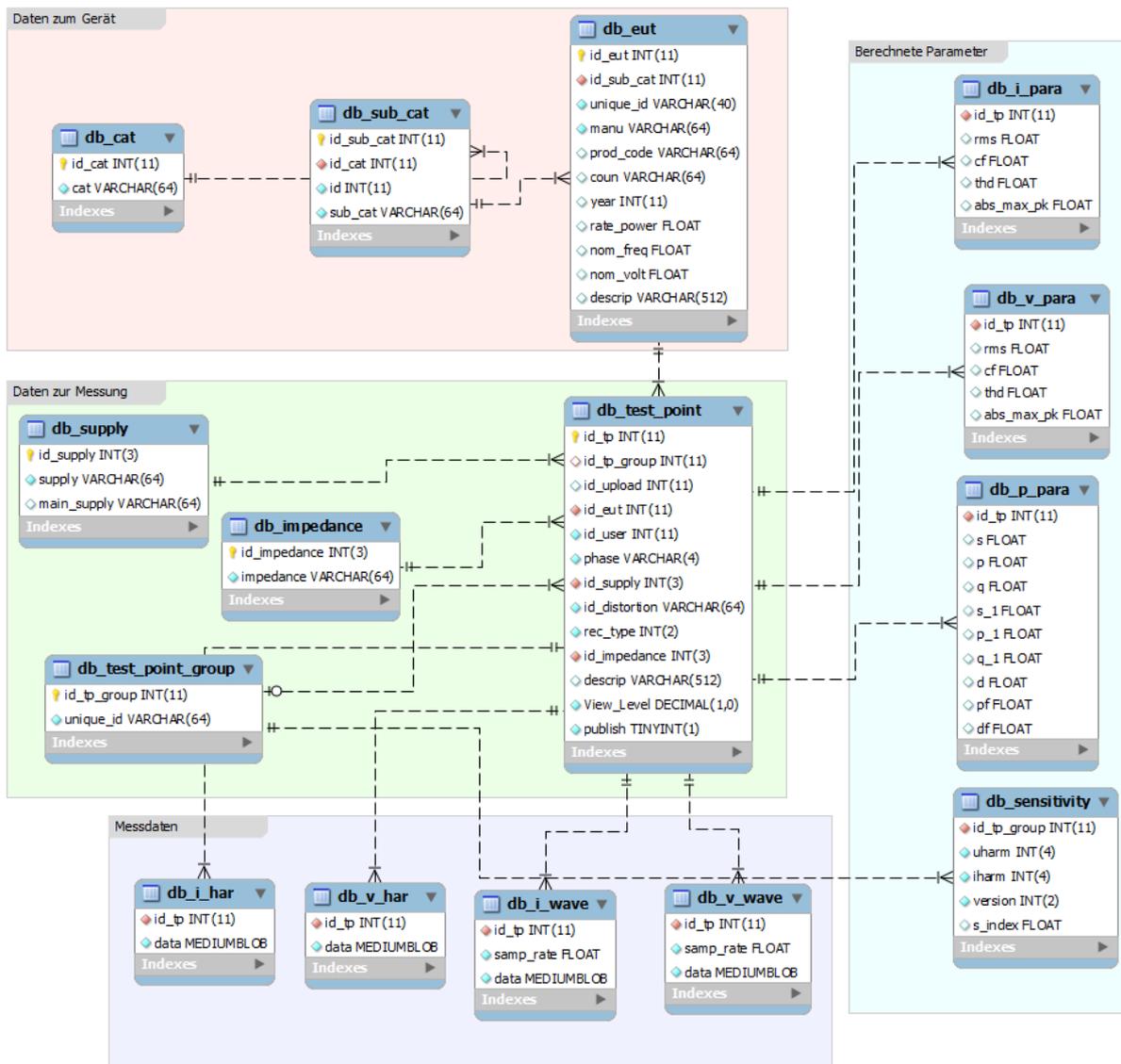


Bild A-9: Entity Relationship Diagramm