

# **Technische Universität München**

Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik

## **Entwicklung und Anwendung eines Modells zur Analyse der Netzstabilität in Wohngebieten mit Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und PV-Anlagen**

Philipp Richard Rainer Nobis

Vollständiger Abdruck der von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der  
Technischen Universität München zur Erlangung des akademischen Grades eines

**Doktor-Ingenieurs**

genehmigten Dissertation.

Vorsitzender: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Josef S. Kindersberger

Prüfer der Dissertation:

1. Univ.-Prof. Dr.-Ing. Ulrich Wagner
2. Univ.-Prof. Dr. Christoph Weber,  
Universität Duisburg-Essen

Die Dissertation wurde am 21.09.2015 bei der Technischen Universität München eingereicht  
und durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik am 18.04.2016  
angenommen.



## **Kurzfassung**

Die Verbreitung von Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und Photovoltaikanlagen wird in den nächsten Jahren weiter zunehmen. Im Rahmen dieser Arbeit entstand ein Simulationsmodell, das realistische Ganzjahressimulationen der Stromversorgung von Wohngebieten ermöglicht. Ziel dieses Modells ist es auf der Niederspannungsebene die Auswirkungen des Zusammenspiels von Elektrofahrzeugen, Hausspeichersystemen und Photovoltaik-Anlagen auf unterschiedliche Aspekte zu untersuchen. Dabei stehen hauptsächlich die Spannungsstabilität sowie die Last- und Erzeugungssituation im Wohngebiet im Fokus. Entwickelte Wirk- und Blindleistungsregelungen erhöhen den Verbrauch von eigenerzeugtem Photovoltaik-Strom und verbessern die Spannungsstabilität.

## **Abstract**

The spread of electric vehicles, home storage systems and photovoltaic systems will continue to increase in the coming years. In this thesis a simulation model was created which allows realistic year-round simulations of the power supply of residential areas. The aim of the simulation model is to analyze the effects of the interaction between electric vehicles, home storage systems and photovoltaic systems on the low-voltage grid of residential areas for various aspects. Thereby the main focus lays on the voltage stability as well as the load and generation situation in the residential area. Furthermore, active and reactive power controls are developed to increase the consumption of self-produced photovoltaic electricity and to improve the voltage stability.



<b>Abkürzungs- und Formelverzeichnis .....</b>	<b>iv</b>
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivation.....	1
1.2 Zielsetzung.....	2
1.3 Stand der Wissenschaft.....	3
1.4 Aufbau der Arbeit .....	5
<b>2 Grundlagen.....</b>	<b>9</b>
2.1 Grundlagenwissen zu den wesentlichen Komponenten.....	9
2.1.1 Photovoltaik-Anlagen .....	9
2.1.2 Hausspeichersysteme .....	13
2.1.3 Elektrofahrzeuge .....	14
2.1.4 Hausanschluss.....	16
2.1.5 Niederspannungsnetz .....	16
2.2 Spannungsstabilität in Verteilnetzen.....	17
2.3 Netzstützung durch Erzeugungsanlagen in der Niederspannungsebene.....	18
2.3.1 Erneuerbare Energien Gesetz (EEG 2014) .....	18
2.3.2 VDE AR-N 4105:2011-08 .....	19
2.4 Netzstabilisierung durch den Netzbetreiber .....	21
2.4.1 Netzausbau .....	21
2.4.2 Spannungsregelung über regelbare Ortsnetztransformatoren .....	23
2.4.3 Stromkompoundierung im HS/MS-Umspannwerk.....	25
<b>3 Methodik und Simulationsmodell „GridSim“ .....</b>	<b>27</b>
3.1 Konzept GridSim .....	27
3.2 Aufbau des Simulationsmodells GridSim.....	29
3.3 Modellierung der Wohngebiete.....	30
3.3.1 Modellierung der Niederspannungsnetze .....	31
3.3.2 Modellierung der Haushalte.....	39
3.3.3 Modellierung der Elektrofahrzeuge .....	43
3.3.4 Modellierung der Photovoltaik-Anlagen .....	49
3.3.5 Modellierung der stationären Batteriespeicher.....	51

3.4	Umsetzung der Zufallsverteilungen .....	51
3.5	Implementierung des Simulationsmodells .....	52
3.6	Auswertungsmethodik .....	57
3.6.1	Stufenmodell .....	57
3.6.2	Bilanzierung der Treibhausgas-Emissionen des Stromverbrauchs .....	59
<b>4</b>	<b>Implementierte Regelungen .....</b>	<b>64</b>
4.1	Grundlagen der implementierten Regelungen .....	64
4.1.1	Spannungsfall über eine Stromleitung .....	64
4.1.2	Erhöhung der Stromtragfähigkeit .....	65
4.2	Blindleistungsregelungen .....	66
4.2.1	Wirkleistungsabhängige Blindleistungsregelung .....	66
4.2.2	Spannungsabhängige Blindleistungsregelung .....	66
4.3	Peak-Shaving .....	67
4.3.1	Peak-Shaving bei PV-Anlagen .....	68
4.3.2	Peak-Shaving bei PV-Anlagen unterstützt durch Hausspeichersysteme .....	69
4.3.3	Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung .....	70
4.4	Ladesteuerungen für Elektrofahrzeuge .....	70
4.4.1	Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung .....	71
4.4.2	Ladesteuerung zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs .....	71
4.5	Regelbarer Ortsnetztransformator .....	72
4.5.1	Konventioneller rONT .....	73
4.5.2	Lastflussabhängig gesteuerter rONT .....	74
<b>5</b>	<b>Einfluss von PV-Anlagen, Hausspeichersystemen und Elektrofahrzeugen auf die Stromversorgung in Wohngebieten .....</b>	<b>76</b>
5.1	Basisszenario 2013 und Referenzszenario 2030 .....	77
5.1.1	Definition der Szenarien .....	77
5.1.2	Last und Erzeugung im Basis- und Referenzszenario .....	79
5.1.3	Netztechnische Auswirkungen der Szenarien auf verschiedene Netztopologien .....	86
5.1.4	Häufigkeit des Starklast- und Rückspeisefalls im Jahr 2030 .....	94
5.1.5	Ladesteuerung und Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung .....	96
5.1.6	Abschätzung der Zusammensetzung der Energieträger sowie der THG-Emissionen .....	103

5.2	Maximal Szenarien Elektromobilität.....	106
5.2.1	Definition der Szenarien .....	106
5.2.2	Ergebnisse .....	107
5.2.3	Schlussfolgerung.....	110
5.3	Maximal Szenarien Hausspeichersysteme .....	110
5.3.1	Definition der Szenarien .....	110
5.3.2	Ergebnisse .....	111
5.3.3	Schlussfolgerung.....	113
<b>6</b>	<b>Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Spannung .....</b>	<b>114</b>
6.1	Rahmendaten.....	114
6.2	EFZ ohne Regelungen .....	116
6.3	Regelungen zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs.....	118
6.4	Regelungen für EFZ zur Verbesserung der Spannungsstabilität .....	120
6.4.1	Blindleistungsregelung .....	121
6.4.2	Kombination einer Wirk- und Blindleistungsregelung.....	124
6.5	Regelungen für Transformatoren zur Verbesserung der Spannungsstabilität ..	125
6.5.1	Konventionell gesteuerter rONT .....	125
6.5.2	Lastflussabhängig gesteuerter rONT .....	126
6.6	Schlussfolgerungen.....	127
<b>7</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>130</b>
<b>8</b>	<b>Weiterer Forschungsbedarf.....</b>	<b>132</b>
<b>9</b>	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>134</b>
<b>Anhang A</b>	<b>.....</b>	<b>140</b>
A.I	Kenndaten der Stromleitungen.....	140
A.II	Gemessene Spannungen an Ortsnetztransformatoren.....	141
A.III	Fahrprofile .....	147
A.IV	Visualisierungen ausgewählter Netzgebiete .....	151
A.V	Leistungsmessung am ONT .....	152

## Abkürzungs- und Formelverzeichnis

A	Ampère
AC/ DC	Wechselspannung / Gleichspannung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
Cw	Strömungswiderstandskoeffizient
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFZ	Elektrofahrzeug
E-Mob.	Elektromobilität
EPRI	Electric Power Research Institute
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
GAP	Garmisch-Partenkirchen
GIS	Geoinformationssystem
GPS	Global Positioning System
HA	Hausanschluss
HH	Haushalt
HHV	Haushaltsverbräuche
HS	Höchstspannung
HSS	Hausspeichersystem
ind	induktiv
kap	kapazitiv
kVar	Kilo-Volt-Ampère-reaktiv
kW	Kilowatt
IfrONT	Lastflussgesteuerter ONT
MD	Mutli-Distribution
MDR	Multi-Distribution-Result (Auswertung auf Basis mehrere Verteilungen)
MO	Multi-ONT
MS	Mittelspannung
NEP	Netzentwicklungsplan
NS	Niederspannung
ONT	Ortsnetztransformator
P	Wirkleistung (engl. power)
P(U)	Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung
p.u.	per unit (hier: Spannung normiert auf die Nennspannung)



PKW	Personenkraftwagen
PLZ	Postleitzahl
PV	Photovoltaik
Q	Blindleistung
Q(P)	Wirkleistungsabhängige Blindleistungsregelung
Q(U)	Spannungsabhängige Blindleistungsregelung
rONT	Regelbarer ONT
S	Scheinleistung
SD	Single-Distribution
SDR	Single-Distribution-Result (Auswertungen basierend auf einer Simulation)
SLP	Standard Lastprofil
SOC	State of Charge (Ladezustand)
THG	Treibhausgas
V	Volt
VDE	Verband der Elektrotechnik
VHA	Virtueller Hausanschluss



# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Durch das Jahrhundertprojekt Energiewende wird die Energieversorgung in Deutschland stark verändert. Bis zum Jahr 2035 sollen bis 60 % des Stroms durch erneuerbare Energien bereitgestellt werden, bis 2050 80 %.

Um die Energiewende umzusetzen, hat die Bundesregierung verschiedene Maßnahmen ergriffen. Neben der Förderung erneuerbarer Energien werden verschiedene Technologien, die die Umsetzung der Energiewende unterstützen, gefördert. Insbesondere Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), Elektrofahrzeuge und Speichersysteme zur Aufnahme der fluktuierenden Erzeugung gelten in Folge dieser Maßnahmen als wesentliche Bausteine der Energiewende.

Gleichzeitig bergen diese Technologien Chancen und Risiken für die Umsetzung der Energiewende. Ein Risiko kann sich beispielsweise durch die zeitliche und räumliche Entkopplung von Energieerzeugung (PV-Anlagen) und –verbrauch (Elektrofahrzeuge) ergeben. Als Chance kann gesehen werden, dass Haushalte mit PV-Anlagen ihren PV-Eigenverbrauch mit gesteuerten Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge und/oder Hausspeichersystemen erhöhen können und dadurch ihre CO<sub>2</sub>-Bilanz und die des Wohngebietes verbessern können.

Diese Dissertation untersucht den Nutzen sowie mögliche Risiken, die sich bei der Energieversorgung von Wohngebieten durch das Zusammenspiel von PV-Anlagen, Hausspeichersystemen und Elektrofahrzeugen ergeben. Als potenzieller Nutzen ist beispielsweise der PV-Eigenverbrauch der Haushalte und des Wohngebietes zu nennen, der eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen ermöglicht. Risiken können durch Netzinstabilitäten und einen daraus resultierenden Bedarf an Netzverstärkungen oder Abschaltungen von Anlagen resultieren.

Eine ganzheitliche Betrachtung des Zusammenspiels der Komponenten Haushalt, Elektrofahrzeug, PV-Anlage und Hausspeichersystem in zukünftigen Wohngebieten ist eine der Hauptmotivationen dieser Arbeit. Durch eine hochaufgelöste Jahressimulationen werden die saisonalen Einflüsse der Fragestellungen betrachtet. Weiterhin werden Regelalgorithmen für diese drei Komponenten entwickelt und der Einfluss auf das lokale Niederspannungsnetz simulativ betrachtet.

### **1.2 Zielsetzung**

Ein wesentliches Ziel der Arbeit ist es Wohngebiete energetisch und netztechnisch zu simulieren. Hierbei werden die Auswirkungen von PV-Anlagen, Hausspeichersystemen und Elektrofahrzeugen auf die Netzstabilität, auf resultierende Lastflüsse und auf den PV-Eigenverbrauch simuliert und die CO<sub>2</sub>-Emissionen abgeschätzt. Saisonale Unterschiede werden durch eine ganzjährige Simulation berücksichtigt.

Den Simulationen liegen individuelle Verbrauchslastgänge für die Haushalte, reale Erzeugungsgänge der PV-Anlagen, sowie anhand von Fahrprofilen konventioneller Fahrzeuge generierte Ladeprofile für Elektrofahrzeuge zu Grunde. Diese Eingangsdaten ermöglichen eine realitätsnahe Simulation und erhöhen dadurch die Aussagekraft der Ergebnisse.

Um Teile des Modells zu parametrieren und zu validieren werden parallel zur Entwicklung des Simulationsmodells Messungen in Wohngebieten durchgeführt. Für die wesentlichen Komponenten, PV-Anlage, Hausspeichersystem und Elektrofahrzeug, werden bestehende und mögliche, zukünftige Wirk- und Blindleistungsregelungen integriert.

Bei der Bestimmung der Auswirkungen von PV-Anlagen, Hausspeichersystemen und Elektrofahrzeugen in Wohngebieten sind Netzstabilität, Lastgänge und PV-Eigenverbrauch von primärem Interesse. Die Auswirkungen werden für Wohngebiete mit überwiegend Ein-/Zweifamilienhausbebauung bestimmt. Realitätsnahe und visionäre Szenarien, in Bezug auf Verbreitung, Eigenschaften und Regelungen, spannen hierfür den Rahmen auf.

### **1.3 Stand der Wissenschaft**

Die Zielsetzung der Arbeit erfordert die Zusammenführung und Verdichtung aktueller wissenschaftlicher Arbeiten zu energietechnischen und energiewirtschaftlichen Forschungsthemen, insbesondere zu Netzintegration von Photovoltaik-Anlagen, Elektrofahrzeugen und Hausspeichersystemen.

#### **Netzintegration von PV-Anlagen**

In der Dissertation von G. Kerber /TUM-04 11/ wurde die Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen für die Einspeisung aus PV-Anlagen betrachtet. Er kam zum Ergebnis, dass überwiegend Land-, Dorf- und Vorstadtnetze bei der Integration von PV-Anlagen problematisch sein können. Bei Vernachlässigung des 2 % Spannungskriteriums (siehe Kapitel 2.2) treten Probleme in der Spannungsstabilität nur geringfügig auf. In diesem Fall kann zwischen 45 % und 60 % des PV-Potentials in dem jeweiligen Netzgebiet integriert werden. Weiterhin kann durch eine Blindleistungsregelung bei PV-Anlagen effektiv das Spannungsband einhalten werden. Eine Blindleistungsregelung kann zudem dazu verwendet werden die Spannungsfluktuationen zu reduzieren.

J. Scheffler betrachtete im Rahmen seiner Dissertation /SCH-01 02/ die maximale Netzanschlussleistung von PV-Anlagen in Wohngebieten. Er kam zu dem ähnlichen Ergebnis wie Kerber, dass bei Block- und Zeilenbebauung das volle PV-Potential an das Stromnetz angeschlossen werden kann ohne Netzengpässe oder Spannungsprobleme zu verursachen. Bei Einfamilienhaussiedlungen zeigten die Berechnungen, dass die Netzverluste um den Faktor drei ansteigen wenn das volle Potential an PV-Leistung ausgenutzt wird. Die geringsten Netzverluste entstehen wenn das PV-Potential zu ca. 20 % erschlossen wird. /SCH-01 02/

#### **Netzintegration von Elektrofahrzeugen**

Die Veröffentlichung „Requirements on electrical power infrastructure by Electric Vehicles“ /SIE-01 10/ entstand im Rahmen des Projekts IRENE um festzustellen wie viele Elektrofahrzeuge in das lokale Stromnetz der Allgäuer Überlandwerke GmbH integriert werden können. Die Autoren berechneten, dass bei der Hälfte der Hausanschlüsse ein Elektrofahrzeug mit 3,7 kW laden kann ohne Netzprobleme zu verursachen. Bei ungünstigen Verteilungen kann aber bereits eine geringe Anzahl von Elektrofahrzeugen zu Problemen führen.

In der Veröffentlichung /ET-15 13/ des Projekts „NET ELAN“ schreiben die Autoren, dass es bei Worst-Case-Szenarien (gleichzeitigem Laden an einem Netzanschlusspunkt) bereits ab einer Durchdringung von 2 % zu Überlastungen der Komponenten kommen kann. Eine Elektrofahrzeug Durchdringung von bis zu 50 % ist bei einer Gleichverteilung der Fahrzeuge im Netzgebiet und einer maximalen Ladeleistung von 3,3 kW möglich.

Die Dissertation von G. Stöckl /TUM-02 14/ zum Thema „Integration der Elektromobilität in das Energieversorgungsnetz“ kommt zum Ergebnis, dass „typische“ Netztopologien keine Instabilitäten aufweisen selbst wenn jeder Hausanschluss über ein Elektrofahrzeug verfügt. Zur Senkung der Transformatorbelastung und zur Erhöhung des Eigenverbrauchs eignet sich eine Optimierung des Ladevorgangs auf die Einspeisung lokaler, erneuerbarer Energien. Um

die regionale Netzbelastung zu senken schlägt er preisgesteuertes Laden vor, wobei in manchen Niederspannungssträngen hohe Lastspitzen entstehen können.

Zusammenfassend zeigen alle Studien, dass bei „typischen“ Netztopologien und einer hohen Anzahl von Elektrofahrzeugen grundsätzlich keine Probleme zu erwarten sind. Nur bei besonders ungünstigen Verteilungen der Elektrofahrzeuge oder schwachen Netzen kann es zu Netzinstabilitäten kommen.

#### **Netzintegration von Hausspeichersystemen**

Bei den Simulationen in /KIT-02 13/ stellte sich heraus, dass es in keinem der dort simulierten Fälle Hausspeichersysteme zu einer Reduzierung der Spitzenlast kommt.

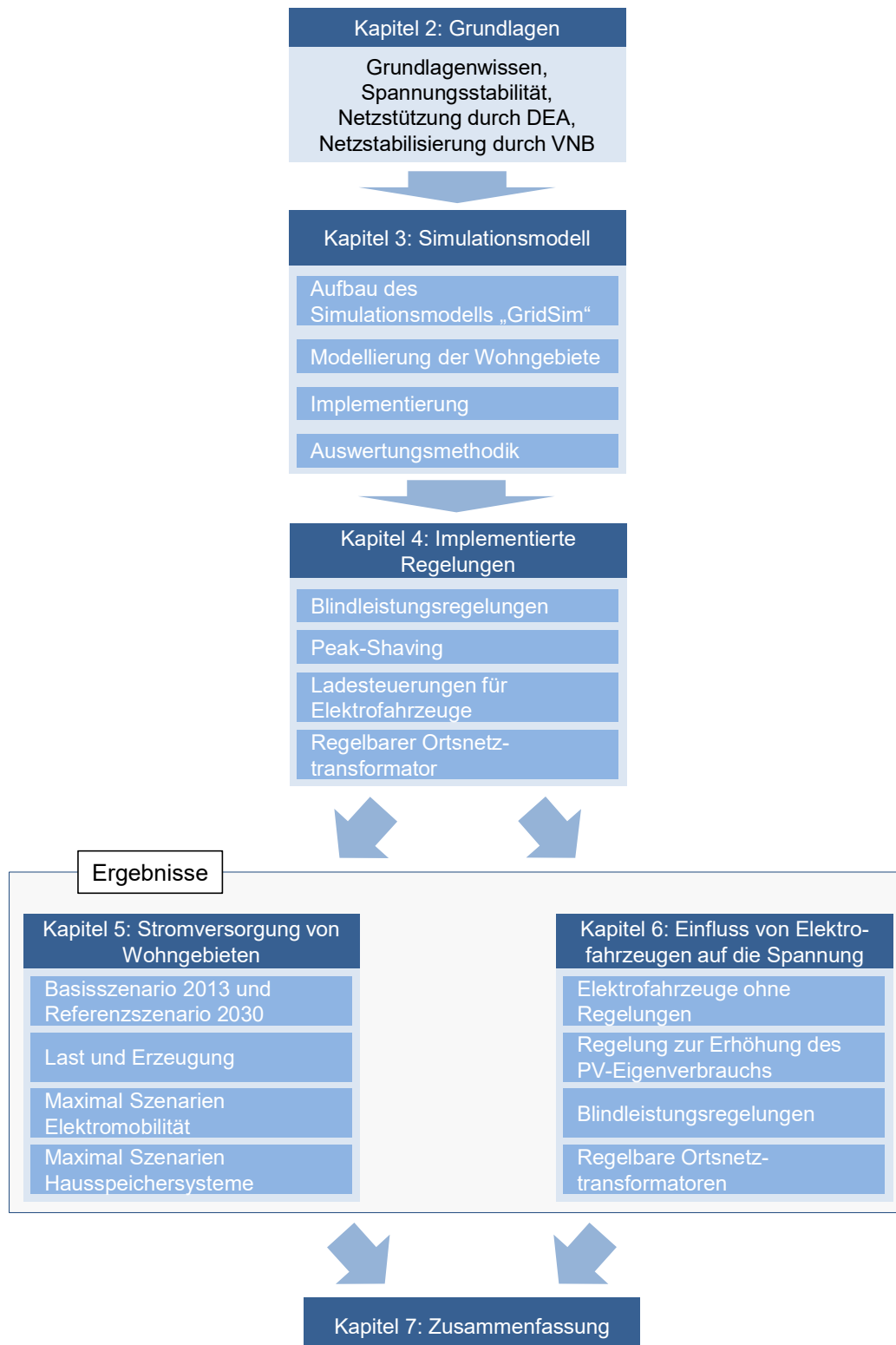
In /UMSICHT-01 11/ soll das Netz durch eine Erhöhung des PV-Eigenverbrauchsanteil entlastet werden. Im Gegensatz zu /KIT-02 13/ konnte hier gezeigt werden, dass Hausspeichersysteme sich hierzu eignen.

Die Agora Speicherstudie /AGORA-08 14/ kommt zum Ergebnis, dass Speicher in der Niederspannungsebene, sofern sie zur Verstetigung der Netzbelastung geführt werden, Netzausbau vermeiden können.

Auf dem Weg zu 100 % erneuerbarer Energieversorgung sieht die Fraunhofer Speicherstudie 2013 /ISE-01 13/ Netzengpässe als ein Haupthindernis. Die Studie untersucht den Einfluss von netzdienlich geführten Hausspeichersystemen und kommt zur Erkenntnis, dass diese die Einspeisespitze um 40 % reduzieren können. Netzdienlich bedeutet hier eine kombinierte Zielfunktion aus der Minimierung der Einspeiseleistung bei zeitgleicher Maximierung des Eigenverbrauchs.

## 1.4 Aufbau der Arbeit

Der folgende Abschnitt vermittelt dem Leser einen Überblick über den Aufbau der Arbeit. Eine schematische Darstellung des Aufbaus befindet sich in **Abbildung 1-1**. Anhand dieser Abbildung wird die Strukturierung der Arbeit erläutert.



**Abbildung 1-1:** *Aufbau der Arbeit*

Im Anschluss an das Einleitungskapitel folgt ein Kapitel mit Grundlagenwissen zum besseren Verständnis dieser Arbeit. In Kapitel 2.1 wird auf Photovoltaik-Anlagen, Hausspeichersysteme, Elektrofahrzeuge und Niederspannungsnetze eingegangen. Dabei wird primär Wissen vermittelt, welches für die spätere Modellierung der Simulation und der Netzstabilisierungsmaßnahmen sowie für die Bildung der betrachteten Szenarien von Relevanz ist. Die Abschnitte 2.2 bis 0 behandeln das Themenfeld der Netzstabilität in Niederspannungsnetzen. Im ersten Abschnitt wird auf die Anforderung an die Netzstabilität gemäß EN 50160 eingegangen. Nach dem Erneuerbaren Energie Gesetz 2014 und der VDE Anwendungsregel AR-N 4105 müssen dezentrale Energieerzeugungsanlagen sich an der Netzstabilisierung beteiligen. Die dazugehörige Gesetzgebung wird im zweiten Abschnitt dargestellt. Der letzte Abschnitt stellt dar, welche Möglichkeiten aktuell dem Netzbetreiber zur Verfügung stehen um die Netzstabilität zu gewährleisten.

Die Kapitel 3 und 4 bilden den Methodenteil dieser Arbeit.

In Kapitel 3 wird (Abschnitte 3.1 und 3.2) das Konzept und der Aufbau des entwickelten Simulationsmodells dargestellt. Darauf folgt in mehreren Unterkapiteln des Abschnitts 3.3 die detaillierte Erläuterung der Modellierung der wesentlichen Bausteine des Simulationsmodells. Diese umfasst die Niederspannungsnetze, die Haushalte, die Elektrofahrzeuge, die Photovoltaik-Anlagen sowie die stationären Batteriespeicher. Die Methodik der zufallsbasierten Lastverteilung wird im Unterkapitel 3.4 näher beschrieben. Die Darlegung, wie die verschiedenen Modelle aus Unterkapitel 3.3 miteinander vernetzt werden und wie die Lastflussberechnung aufgebaut ist, ist im Abschnitt 3.5 geschildert. Nachdem die Simulation durchgelaufen ist, müssen die berechneten Ergebnisse ausgewertet werden. Die mehrstufige Vorgehensweise für diesen Prozess ist im Abschnitt 3.6 beschrieben.

Der Zweck und eine Beschreibung der Implementierung der im Simulationsmodell angewandten Regelungen für die modellierten Komponenten werden im Kapitel 4 aufgezeigt und beschrieben. Zuerst wird Grundlagenwissen zum Thema Blindleistung vermittelt, um in Anschluss daran die implementierten Blindleistungsregelungen vorzustellen. Der Abschnitt 4.3 zeigt wie das Peak-Shaving der PV-Anlagen in verschiedenen Varianten im Simulationsmodell implementiert wurde. Das Unterkapitel 4.4 behandelt Wirkleistungsladesteuerungen für Elektrofahrzeuge, welche das Ziel verfolgen die Spannung anzuheben oder den PV-Eigenverbrauch zu erhöhen. Der Implementierung des regelbaren Ortsnetztransformators mit einer konventionellen und einer neuartigen Regelung erfolgt im letzten Abschnitt des Kapitels.

Die Ergebnisse dieser Arbeit befinden sich in den Kapitel 5 und 6.

Im Kapitel 5 „Einfluss von PV-Anlagen, Hausspeichersystemen und Elektrofahrzeugen auf die Stromversorgung von Wohngebieten“ werden zwei wesentliche Szenarien gebildet um die ganzheitlichen Einflüsse der genannten Komponenten auf die Stromversorgung in Wohngebieten zu bestimmen. Das erste Szenario „Basisszenario 2013“ gibt den „heutigen“ Stand der Stromversorgung in durchschnittlichen Wohngebieten wieder und das zweite Szenario, „Referenzszenario 2030“, stellt ein mögliches Zukunftsszenario dar. Für diese Szenarien wird analysiert, wie sich die Last- und Erzeugungssituation im Wohngebiet ändert und welche Auswirkungen dies auf die Lastgänge und Spannungen im Wohngebiet hat. Dazu gibt es einen Abschnitt der die Auswirkungen der Szenarien auf die Netzstabilität bei verschiedenen Netztopologien beinhaltet. Im Anschluss an die Betrachtung dieser beiden Szenarien wird kurz auf Szenarien mit maximaler Durchdringung von Elektrofahrzeugen, PV-



Anlagen und Hausspeichersystemen eingegangen. Diese dienen dazu, dem mit dem „Basisszenario 2013“ und dem „Referenzszenario 2030“ aufgespannten Szenario-Trichter einzugrenzen. Zudem lassen sich die Sensitivitäten der einzelnen Komponenten anhand der Maximalszenarien besser abschätzen.

Das Kapitel 6 „Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Spannung unter spannungsstabilisierenden Maßnahmen“ beleuchtet primär den Ergebniswert „Spannung“ für verschiedene Szenarien. Die Szenarien werden durch eine Variation der Elektrofahrzeug-Durchdringung (0 % bis 100 %) und der Ladeleistung der Elektrofahrzeuge (3 kW bis 21 kW) gegeben. Insgesamt entstehen hierdurch 77 Szenarien. Zuerst wird für alle Szenarien betrachtet welche Auswirkungen sich durch ungesteuerte Elektrofahrzeuge auf die Spannung ergeben. Im Anschluss daran wird betrachtet ob eine Ladesteuerung zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs einen Einfluss auf die Spannungsstabilität ausübt. Im Abschnitt 6.4 wird betrachtet, wie Wirk- und Blindleistungsregelungen für Elektrofahrzeuge die Spannungsstabilität verbessern können. Den Einfluss von regelbaren Ortsnetztransformatoren auf das Spannungsniveau in den verschiedenen Szenarien wird im letzten Abschnitt analysiert.

In Kapitel 7 wird die erarbeitete Methodik sowie die wesentlichen Ergebnisse zusammengefasst. Im Abschnitt „Weiterer Forschungsbedarf“ werden Bereiche aufgezeigt, in denen eine weitere Erforschung dem Autor sinnvoll erscheint.



## 2 Grundlagen

In diesem Kapitel werden Grundlagen vermittelt, die zum besseren Verständnis der Arbeit hilfreich sind. Da ein Simulationsmodell entwickelt wird, um Wohngebiete netztechnisch und energetisch simulieren zu können, werden zuerst die für das Modell wichtigen Komponenten erläutert. Darauf folgt eine Erklärung der für die Modellierung und Analyse wichtigen regulatorischen Rahmenbedingungen. Zuletzt werden die aktuellen Maßnahmen der Netzbetreiber zur Netzstabilisierung dargestellt.

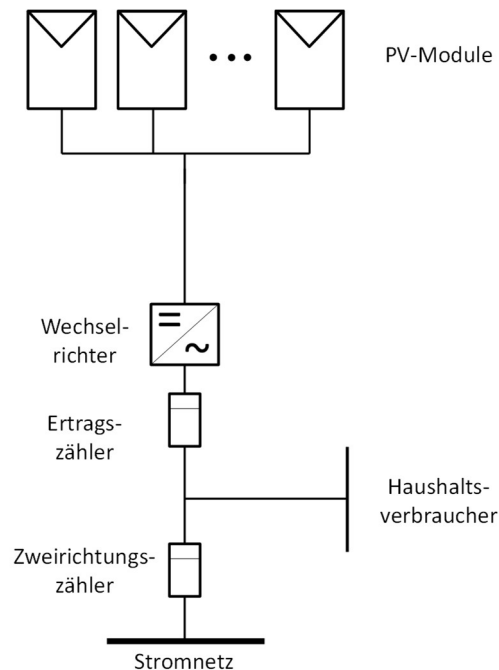
### 2.1 Grundlagenwissen zu den wesentlichen Komponenten

Die folgenden Erläuterungen beziehen sich auf die wesentlichen Komponenten und Begrifflichkeiten der Simulation: Photovoltaik-Anlagen, Hausspeichersysteme, Elektrofahrzeuge, Hausanschluss und Niederspannungsnetz.

#### 2.1.1 Photovoltaik-Anlagen

PV-Anlagen erzeugen mit Solarzellen elektrische Energie aus der solaren Einstrahlung. Die Solarzellen werden in PV-Modulen gebündelt. Der Wirkungsgrad von aktuellen, waferbasierten PV-Modulen beträgt im Mittel 16 % /ISE-01 14/ und ist von der Höhe der solaren Einstrahlung und der Modul-Temperatur abhängig.

Die schematische **Abbildung 2-1** stellt vereinfacht den Anschluss einer PV-Anlage mit Eigenverbrauch an den Hausanschluss dar. Eine PV-Anlage mit Eigenverbrauch bedeutet, dass nur die Energie ins Stromnetz eingespeist wird welche nicht im Haushalt verbraucht wird. Die PV-Module werden mit einem Wechselrichter an den Stromnetzanschluss des Hauses angeschlossen. Bei Anlagen größer 10 kWp muss auch ein Ertragszähler nach dem Wechselrichter verbaut sein um die Eigenverbrauchsquote bestimmen zu können. Bei PV-Anlagen mit einer Leistung kleiner 10 kWp reicht ein Zweirichtungszähler am Hausanschluss. Bei Anlagen ohne PV-Eigenverbrauch ist ein Ertragszähler Pflicht. /BMF-01 14/ /DBT-02 14/



**Abbildung 2-1:** Vereinfachte Darstellung des Anschlusses einer PV-Anlage

Für die Auslegung der Anschlüsse des Wechselrichters (WR) gilt Folgendes /VDE-01 15/:

- $S_{PV} < 4,6 \text{ kVA}$ : Ein-Einphasiger oder Ein-Dreiphasiger WR
- $4,6 < S_{PV} < 9,2 \text{ kVA}$ : Zwei-Einphasige oder Ein-Dreiphasiger WR
- $9,2 \text{ kVA} < S_{PV} < 13,8 \text{ kVA}$ : Drei-Einphasige oder Ein-Dreiphasiger WR
- $S_{PV} > 13,8 \text{ kVA}$ : Dreiphasiger WR

Der Wirkungsgrad eines Wechselrichters muss in Deutschland als „Europäischer Wirkungsgrad“ ausgewiesen werden. Dieser berücksichtigt den Wirkungsgrad verschiedener Teillastbereiche und gewichtet diese entsprechend ihrer Häufigkeit in Mitteleuropa. Der Europäische Wirkungsgrad heutiger PV-Wechselrichter beträgt ca. 91 - 95 %. /HTI-01 05/

Die Alterung von Dünnschichtphotovoltaikmodulen bei in Deutschland üblichen Witterungsbedingungen beträgt knapp 1 % der Modulleistung pro Jahr. Die Alterung ist dabei definiert durch die Wirkungsgradabnahme. Die wesentlichen Faktoren für die Alterung sind Temperatur, relative Luftfeuchtigkeit und Globalstrahlung /WIRTH-01 12/. Die Hersteller von PV-Modulen vergeben in der Regel Garantien von 25 Jahren auf eine Mindestleistung von 80 % der Nennleistung.

Um PV-Eigenverbrauch bilanziell abzurechnen wird ein saldierender Zweirichtungszähler benötigt. Im Falle einer zeitgleichen, einphasigen Einspeisung und einem Bezug auf einer anderen Phase kann es bei einem phasenbezogenen Zweirichtungszähler zu finanziellen Nachteilen führen, da die Vergütung für die Einspeisung in der Regel geringer ist als der Bezugspreis vom Stromversorger.

Für PV-Anlagen, die ab dem 1. August 2014 gebaut wurden muss für eigenverbrauchten PV-Strom ein Anteil der EEG-Umlage gezahlt werden. Aktuell sind es 30 %, in 2016 35 % und ab 2017 40 % der jeweiligen EEG-Umlage. Diese EEG-Umlage muss nur für Anlagen die eine EEG-Förderung erhalten gezahlt werden. Für PV-Anlagen bis 10 kWp sind 10 MWh/a PV-Eigenverbrauch umlagebefreit. (EEG 2014 §61) /EEG-02 14/

Der PV-Eigenverbrauch wird im Rahmen dieser Arbeit als PV-Eigenverbrauchsgrad angegeben:

$$PV - \text{Eigenverbrauchsgrad} = \frac{\text{Eigenverbraucht PV Energie in kWh}}{\text{Erzeugte PV Energie in kWh}}$$

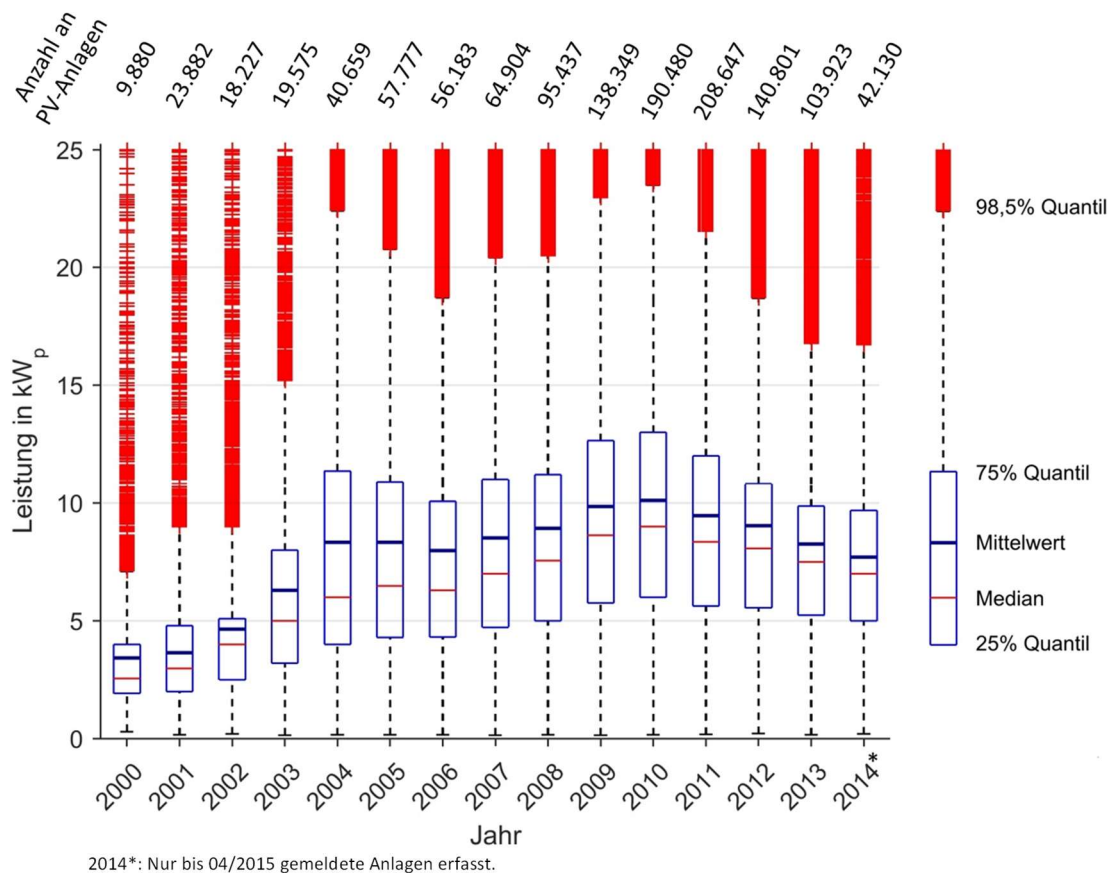
Daneben wird noch der PV-Eigendeckungsgrad, bzw. Autarkiegrad verwendet:

$$PV - \text{Eigendeckungsgrad} = \frac{\text{Eigenverbrauchte PV Energie in kWh}}{\text{Energieverbrauch in kWh}}$$

Die EEG-Einspeisevergütung für PV-Anlagen bis 10 kWp beträgt im Juni 2015 12,40 Ct/kWh /BSW-01 15/.

Die Höhe der EEG-Einspeisevergütung für eine Neuanlage hängt von dem PV-Zubau in den Monaten vor der Inbetriebnahme ab. Die Basisdegression der Förderhöhe beträgt 0,5 % pro Monat. Als Zielkorridor für die Basisdegression ist ein Zubau von 2,4 bis 2,6 GWp pro Jahr vorgesehen. Bei einer Abweichung vom Zielkorridor wird die Degression automatisch angepasst (EEG 2014 §31) /EEG-02 14/.

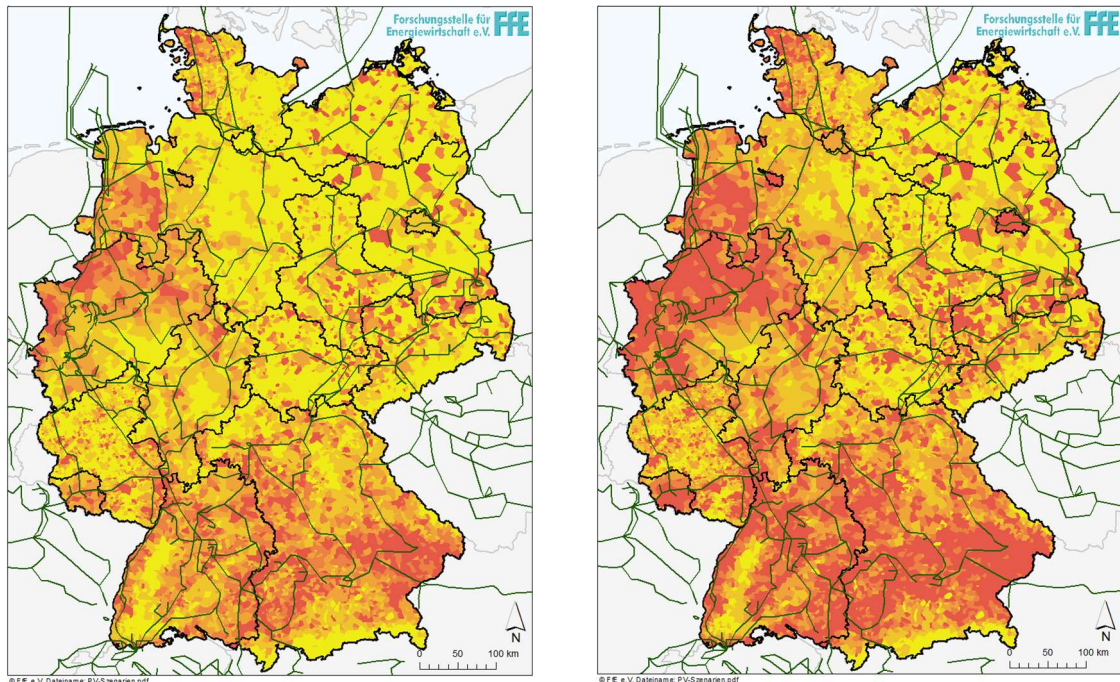
Die Verteilung der PV-Anlagengröße neu errichteter privater Anlagen ab dem Jahr 2000 in Deutschland ist **Abbildung 2-2** dargestellt. Die Daten hierfür stammen aus der EEG-Datenbank des FfE-Regionenmodells /FFE-39 14/. Um überwiegend private PV-Anlagen auf Wohngebäuden zu analysieren, wurden für die dargestellte Auswertung nur PV-Anlagen mit einer Leistung kleiner 25 kWp und einem Netzanschluss in der Niederspannungsebene berücksichtigt.



**Abbildung 2-2:** Verteilung der Leistung neu installierter PV-Anlagen

Ersichtlich ist, dass seit 2013 75 % dieser PV-Anlagen kleiner als 10 kWp sind und seit 2014 25 % der PV-Anlagen kleiner als 5 kWp sind. Insgesamt ist ein Trend hin zu kleineren PV-Anlagen seit 2010 sichtbar.

Die installierte PV-Leistung betrug in Deutschland im Jahr 2014 35,1 GWp. Nach dem Szenario B2025 des Netzentwicklungsplans soll die installierte PV-Leistung im Jahr 2025 ca. 54,9 GWp betragen. Bis dahin ist ein jährlicher Zubau von 2,5 GWp vorgesehen. Vom Jahr 2025 bis zum Jahr 2035 ist jedoch nur ein Zubau auf 59,9 GWp vorgesehen /BNETZA-13 14/. Im Jahr 2014 betrug der PV-Zubau etwa 1,9 GWp.



**Abbildung 2-3:** PV-Kapazität; Links: Bestand 2014, Rechts: Szenario NEP B2025 (Darstellungen aus dem FfE-Regionenmodell)

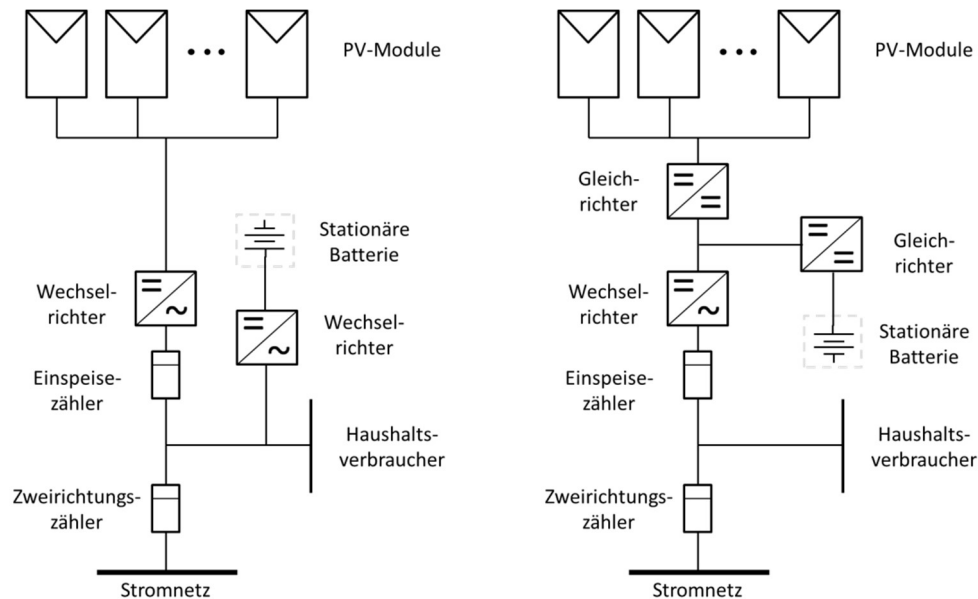
In **Abbildung 2-3** ist die regionale Verteilung der PV-Leistung in Deutschland nach dem Bestand 2014 (links) und nach dem NEP Szenario B2025 (rechts) dargestellt. Deutlich erkennbar ist, dass die installierte PV-Leistung nicht gleichmäßig in Deutschland verteilt ist.

In einer Analyse der Fraunhofer ISE wurden die zukünftigen PV-Stromgestehungskosten untersucht. Demzufolge betragen die PV-Stromgestehungskosten für Mitteleuropa im Jahr 2025 ca. 4-6 Ct/kWh. /AGORA-02 15/

### 2.1.2 Hausspeichersysteme

Hausspeichersysteme (HSS) oder Photovoltaik-Pufferspeicher sind gesteuerte, elektrochemische Speicher mit dem primären Ziel überschüssige PV-Energie einer PV-Anlage zu speichern. Die Ausspeicherung erfolgt zu Zeiten, in denen der Stromverbrauch des Haushaltes größer ist als die momentane Erzeugung der PV-Anlage. Dadurch wird der Eigenverbrauch von PV-Strom erhöht und die Bezugskosten für Strom aus dem Netz reduziert.

Hausspeichersysteme können in zwei Gruppen unterteilt werden, AC- und DC-gekoppelte Hausspeichersysteme. Die Anschlussarten sind in folgender **Abbildung 2-4** schematisch dargestellt.

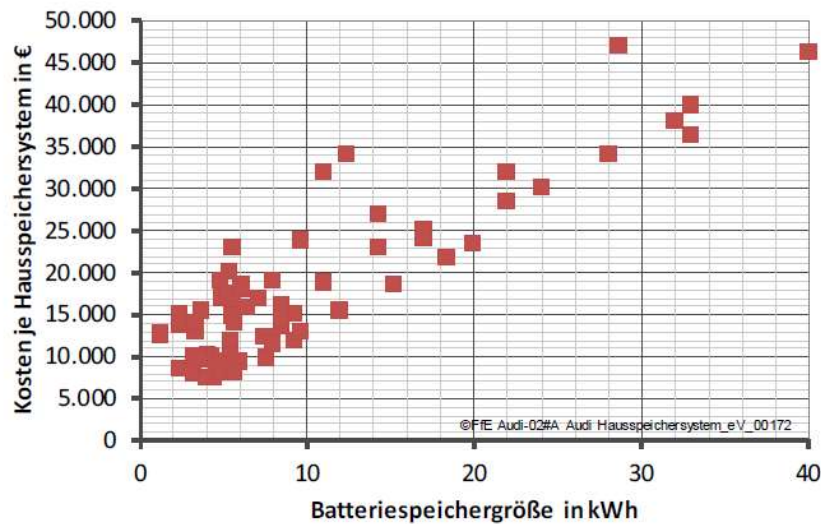


**Abbildung 2-4:** Vereinfachte Darstellung des Anschlusses von Hausspeichersystemen, links: AC-gekoppeltes HSS, rechts: DC-gekoppeltes HSS

AC-gekoppelte HSS verfügen über die Vorteile, dass der Aufstellungsstandort sehr flexibel ist (keine Nähe zum PV-Wechselrichter notwendig) und dass es nachträglich installiert werden kann.

DC-gekoppelte HSS besitzen in der Regel einen höheren Wirkungsgrad als AC-gekoppelte Systeme, da eine Wandlungsstufe weniger notwendig ist. Ein weiterer Vorteil ist, dass mit DC-gekoppelten Speichersystemen das nach EEG 2014 §9 erforderliche Peak-Shaving der PV-Anlage durchgeführt werden kann, indem der Speicher lädt. Dadurch wird eine Kappung der PV-Einspeisung seltener notwendig /SMA-02 13/.

Aktuelle Hausspeichersysteme kosten ca. 1.000-2.500 € / kWh, wie folgende **Abbildung 2-5** zeigt. Bei den angegebenen Kosten handelt es sich um Systemkosten. Aufgrund der hohen Preise eignen sie sich zurzeit nicht zur wirtschaftlichen Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs. /FFE-48 14/



**Abbildung 2-5:** Preise von Hausspeichersystemen im Jahr 2014 (Darstellung aus /FFE-48 14/)

Nach mehreren Studien, zusammengefasst in /FFE-16 15/, sinken die spezifischen Batteriekosten bis 2030 gegenüber heute um ca. 61 % wie **Tabelle 2-1** aufzeigt. Hierbei handelt es sich um eine Prognose der künftigen Produktionskosten von Lithium-Traktions-Batterie-Packs für die Automobilindustrie. Aufgrund dessen ist mit einem starken Preisverfall bei Hausspeichersystemen zu rechnen, so dass diese wirtschaftlich darstellbar sind um die selbsterzeugte PV-Energie zwischenzuspeichern. Die Zwischenspeicherung ist wirtschaftlich, wenn die Summe aus PV-Stromgestehungskosten, Speicherkosten je kWh-Durchsatz, Anteilige EEG-Umlage und möglicher Umsatzsteuer geringer ist als die Strombezugskosten beim Versorger.

**Tabelle 2-1:** Spezifische Batteriekosten (in Anlehnung an /FFE-16 15/)

Jahr	2015	2020	2025	2030
Spezifische Kosten in € / kWh	391	237	176	152
Änderung der spezifischen Kosten gegenüber heute in %	-	39%	55%	61%

### 2.1.3 Elektrofahrzeuge

Für die Netzintegration von Elektrofahrzeugen (EFZ) sind die Batteriekapazität, der Verbrauch, die Ladeleistung und die Möglichkeit für Lademanagement relevant.

Elektrofahrzeuge verfügen zurzeit über eine mittlere, installierte Batteriekapazität von 22 kWh. Diese Batteriekapazität wird in den nächsten Jahren stark ansteigen, so dass im Jahr 2030 bereits mit einer mittleren Batteriekapazität von 47 kWh gerechnet werden kann. In **Tabelle 2-2** ist die Prognose der Entwicklung der Batteriekapazität für die Fahrzeugklassen Klein, Mittel und Groß dargestellt /FFE-16 15/. In der Studie wird davon ausgegangen, dass



ein direkter Zusammenhang zwischen steigenden Energiedichten und sinkenden Batteriekosten in EFZ verbauter Batteriekapazität besteht.

**Tabelle 2-2:** *Prognose zur Entwicklung der installierten Batteriekapazität in Elektrofahrzeugen (in Anlehnung an /FFE-16 15/)*

Jahr	Batteriekapazität in kWh:								
	Fahrzeugklasse "Klein"			Fahrzeugklasse "Mittel"			Fahrzeugklasse "Groß"		
	Pessi- mistisch	Mittel	Opti- mistisch	Pessi- mistisch	Mittel	Opti- mistisch	Pessi- mistisch	Mittel	Opti- mistisch
2015	18	18	18	22	22	22	35	35	35
2020	25	29	34	32	36	43	50	58	68
2025	29	36	42	37	46	52	59	73	83
2030	30	37	42	38	47	52	60	74	83

Der Verbrauch von Elektrofahrzeugen für den Antrieb liegt bei 16 – 21,6 kWh/100 km. Heizung, Klimaanlage, Scheinwerfer und weitere Nebenverbraucher müssen entsprechend hinzugefügt werden. Eine Liste mit den Verbräuchen von Nebenverbrauchern findet sich in /VDE-01 14/. Große Effizienzsprünge sind beim Antrieb nicht zu erwarten, da der Tank-to-Wheel Wirkungsgrad von Elektrofahrzeugen nach /KIT-03 10/ bereits bei 90 % liegt. Zum Vergleich: Verbrennungsmotoren verfügen über einen Tank-to-wheel Wirkungsgrad von 18 – 30 % /KIT-03 10/.

In der Norm IEC 61851 sind allgemeine Anforderungen an die elektrische Ausrüstung von Elektrofahrzeugen festgelegt, u.a. sind hier die verschiedenen Lademodi definiert. Die entsprechenden Modi der Norm und ihre jeweilige maximale Ladeleistung sind in **Tabelle 2-3** dargestellt. Nahezu alle in Deutschland erhältlichen Fahrzeuge unterstützen die Norm IEC 61851.

**Tabelle 2-3:** *Lademodi und Ströme nach IEC 61851*

Modus	Beschreibung	max. Ladeleistung
1	AC bis 16 A	3,7 kW (einphasig)
	Ohne Pilotkontakt	11 kW (dreiphasig)
2	AC bis 32 A	7,4 kW (einphasig)
	Mit Pilotkontakt	22 kW (dreiphasig)
3	AC bis 250 A Mit Pilotkontakt	173,2 kW (dreiphasig)
4	DC bis 400 A Mit Pilotkontakt	Aktuelle Stecker: max. 80 kW

Alle in Deutschland erhältlichen Elektrofahrzeuge können an einer normalen Schutzkontaktsteckdose (bis 16 A) laden. Aus Sicherheitsgründen wird jedoch selten mit einer Leistung größer als 3 kW an einer Schutzkontaktsteckdose geladen, da diese nicht für einen Dauerbetrieb mit einem Strom von 16 A ausgelegt ist. Für höhere Ladeleistungen wird eine sogenannte Wallbox empfohlen, eine elektrische Vorrichtung, die einen genormten „Typ 2“ Anschluss (IEC 62196) und eine höhere Stromtragfähigkeit besitzt. Eine Wallbox für den Hausgebrauch wird durch einen Elektroinstallateur installiert und unterstützt in der Regel Modus 2 der Norm IEC 61851 und somit eine dreiphasige Ladeleistung bis 22 kW und eine einphasige Ladeleistung bis 7,2 kW. Hierbei sei angemerkt, dass nach der TAB Niederspannung („Technische Bedingungen für Anschluss und Betrieb von Anlagen direkt angeschlossener Kunden an das Niederspannungsnetz“, Ausgabe 2011, Kapitel 5.1 Satz 5)

nur der einphasige Anschluss von Verbrauchsgeraten bis 4,6 kVA zulässig ist. Im Rahmen dieser Arbeit wird letzteres als mazgebend für die maximale Ladeleistung angenommen.

Sämtliche in Europa erhältlichen Elektrofahrzeuge müssen bis 2017 mit einem Typ-2 Stecker (IEC 62196) ausgestattet sein /VDE-03 13/.

Nach der Norm IEC 61851 ist auch ein Pilotkontakt vorgesehen, welcher im Typ-2 Stecker realisiert wurde. Dieser Pilotkontakt ermöglicht der Ladesäule mittels Pulsweitenmodulation die maximale Ladeleistung der Elektrofahrzeuge zu regeln. Der kleinste, einstellbare Ladestrom beträgt 6 A.

Ein deutlich umfangreicheres Lademanagement soll die derzeit in Entwicklung befindliche Norm IEC 15118 ermöglichen. Insbesondere sollen Tarifabellen dem Fahrzeug ermöglichen seinen Ladevorgang selbst kostenoptimal zu steuern. /KIT-03 13/

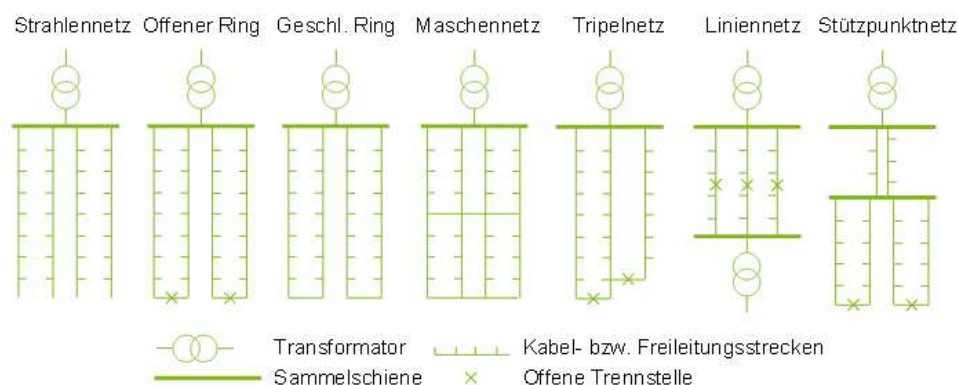
### 2.1.4 Hausanschluss

Wohnhäuser werden in Deutschland seit den 1950er Jahren standardmazig dreiphasig angeschlossen. Davor war das technisch einfachere Einphasen-Dreileiternetz in der Niederspannungsebene Standard, wie es derzeit in USA oder Japan immer noch der Fall ist /SIE-02 15/.

Bei der Absicherung eines Hausanschlusses ist es neben der Anzahl an Wohneinheiten relevant ob die Wohneinheiten elektrisch Heizen oder über eine elektrische Warmwasserbereitung verfügen. Die genaue Höhe der Absicherung erfolgt nach DIN18015-1. Beispielsweise wird der Hausanschluss eines Mehrparteienhauses mit bis zu fünf Wohneinheiten und ohne elektrische Warmwasserbereitung mit 63 A abgesichert /ASJ-01 04/. Diese Absicherung wäre bei einem Elektrofahrzeug mit 22 kW Ladeleistung noch ausreichend, aber spätestens bei einem zweiten Elektrofahrzeug müsste der Hausanschluss des Hauses vergroert werden.

### 2.1.5 Niederspannungsnetz

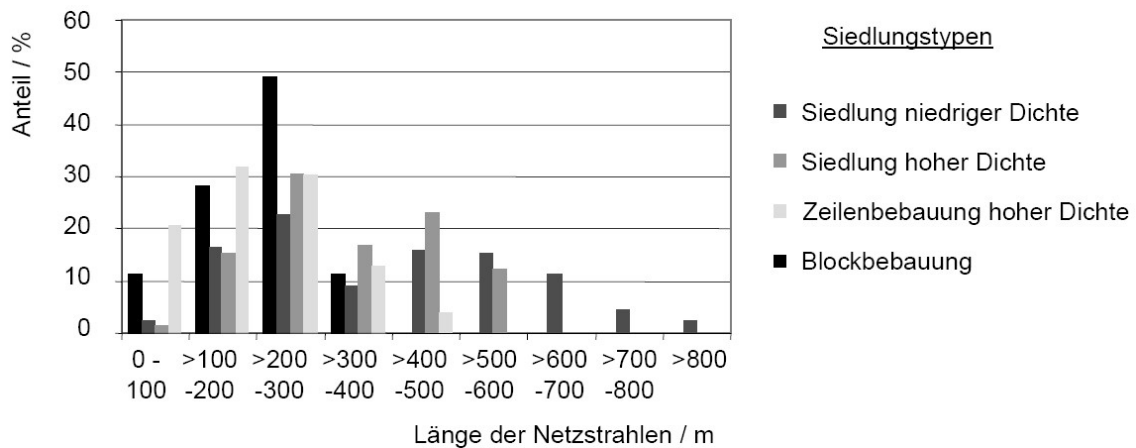
Ein Niederspannungsnetz wird über einen oder mehrere, parallel geschaltete Ortsnetztransformatoren (ONT) von der Mittelspannungsebene aus gespeist. Weit verbreitete Niederspannungsnetzformen sind Strahlen- und offene Ringnetze. Neben den in **Abbildung 2-6** dargestellten Varianten gibt es Mischformen, wie z.B. ein Strahlennetz mit einem offenem Ring /DENA-14 12/.



**Abbildung 2-6:** Verteilnetzstrukturen (Darstellung aus /DENA-14 12/)

Eine Analyse von Niederspannungsnetzen hat ergeben, dass die spezifische Transformatorleistung je Hausanschluss in vorstädtischen Netzen bei 5 kVA liegt, gegenüber 15 kVA in Landnetzen. Die spezifische Transformatorleistung ist bei vorstädtischen Netzen geringer, da die Dimensionierung des ONTs vor allem vom Spitzenlastanteil abhängt, und dieser ist in vorstädtischen Netzen aufgrund der größeren Anzahl an Verbrauchern geringer als in Landnetzen. In vorstädtischen Netzen sind meistens Transformatoren mit einer Leistung von 400 oder 630 kVA verbaut. In ländlich geprägten Netzen ist die Lastdichte geringer und die Transformatoren haben häufig eine Nennleistung von 100 oder 160 kVA. /KRE-01 08/

In **Abbildung 2-7** ist eine Verteilung von Stranglängen in unterschiedlichen Siedlungstypen aus Deutschland dargestellt. Der Siedlungstyp Blockbebauung entspricht einem innerstädtischen Netz. Deutlich erkennbar ist, wie dieses über die geringsten Stranglängen verfügt im Vergleich zu den Typen Siedlung geringer bzw. hoher Dichte. In Ein-/Zweifamilienhaus Wohngebieten (Siedlung niedriger und hoher Dichte) haben Stranglängen von 200 - 300 m den größten Einzelanteil /SCH-01 02/.



**Abbildung 2-7:** Stranglängen in unterschiedlichen Siedlungstypen (Darstellung aus /SCH-01 02/)

Die in höheren Spannungsebenen bekannte (n-1)-Regel findet in der Niederspannungsebene keine Anwendung. Aus diesem Grund dürfen Niederspannungsleitungen und Transformatoren zu 100 % ausgelastet werden /DENA-14 12/ bevor ein Netzausbau aus thermischen Gründen notwendig wird.

## 2.2 Spannungsstabilität in Verteilnetzen

Die Europäische Norm EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ legt die Charakteristiken der Spannung im fehlerfreien Betrieb fest. In **Tabelle 2-4** ist eine Zusammenstellung über die Höhe der Spannung und die jeweils zulässigen Spannungsbänder der verschiedenen Spannungsebenen dargestellt.

**Tabelle 2-4:** Untere- und obere Bandgrenzen der verschiedenen Spannungsebenen

Spannungsebene	Nennspannung in kV	untere Spannungsgrenze in kV	obere Spannungsgrenze in kV
Niederspannung	0,4	0,36	0,44
Mittelspannung	10	$0,9 \cdot U_C$	$1,1 \cdot U_C$
	20	$0,9 \cdot U_C$	$1,1 \cdot U_C$
	25/30	$0,9 \cdot U_C$	$1,1 \cdot U_C$
Hochspannung	110	93,5	123
Höchstspannung	220	187	245
	380	340	420

$U_C$ : Vereinbarte Versorgungsspannung

$U_C$  stellt die vereinbarte Versorgungsspannung in der Mittelspannungsebene dar. Diese ist im Regelfall gleich der Nennspannung  $U_N$ , jedoch dürfen auch Netzbetreiber und Kunde eine andere Spannung am Übergabepunkt vereinbaren. Diese ist dann die „vereinbarte Versorgungsspannung“  $U_C$ .

Folgend werden die, für diese Arbeit relevanten, Charakteristiken zur Niederspannung aus der EN 50160 dargestellt:

- Langsame Spannungsänderungen:
  - 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte der Effektivspannung jeder Woche müssen innerhalb von  $\pm 10$  % der Nennspannung sein
  - 100 % der 10-Minuten-Mittelwerte der Effektivspannung müssen innerhalb von -15 % bis +10 % der Nennspannung sein
- Spannungsunsymmetrie:
  - 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte des Unsymmetriefaktors dürfen maximal 2 % betragen. Der Unsymmetriefaktor ist der Betrag des Verhältnisses der komplexen Gegensystemkomponente zur komplexen Mitsystemkomponente und wird in Prozent angegeben. Zur Berechnung des Spannungsunsymmetriefaktors können sowohl die Leiter-Erde- als auch die Leiter-Leiter-Spannungen verwendet werden.

Diese Norm stellt einen wesentlichen Auslöser von Netzstabilisierungsmaßnahmen dar.

## 2.3 Netzstützung durch Erzeugungsanlagen in der Niederspannungsebene

Zur Einhaltung der in Kapitel 2.2 genannten Spannungscharakteristiken wurde im EEG und in der Anwendungsregel VDE AR-N 4105 verbindlich festgelegt welche netzstützenden Maßnahmen durch EEG-Anlagen und Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz erfolgen müssen.

### 2.3.1 Erneuerbare Energien Gesetz (EEG 2014)

Nach EEG 2014 §9 (vorherige Fassungen: §6) müssen PV-Anlagen bis 30 kWp zur Gewährung der Netzstabilität:

- Eine ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung ermöglichen, oder
- die Einspeiseleistung auf 70 % der installierten Modulleistung begrenzen.

PV-Anlagen über 30 kWp müssen über die erste Option erfüllen. Die ferngesteuerte Reduzierung kann der Netzbetreiber bei Netzüberlastung vornehmen. Es findet keine Erstattung des Ertragsverlustes statt.

Durch die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70 % der Modulleistung erleiden die Anlagenbetreiber in einem durchschnittlichen Jahr einen Ertragsverlust von ca. 2 % bis 3,5 % pro Jahr /SOLARLOG-01 14/ /STRB-02 13/.

### 2.3.2 VDE AR-N 4105:2011-08

Die VDE-Anwendungsregel „VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ ist seit dem 1.01.2012 verbindlich für alle neuen PV-Anlagen. Für sonstige Erzeugungseinheiten gilt die Regel seit dem 1.07.2012

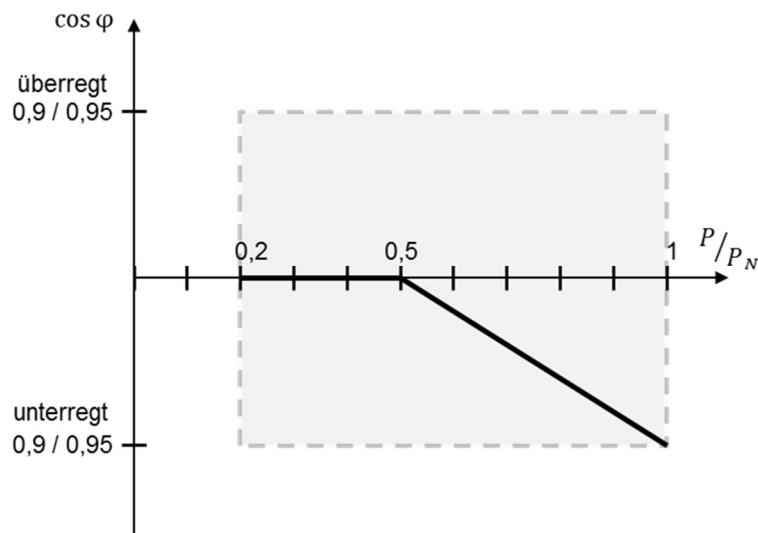
Sie gilt für Planung, Errichtung, Betrieb und Änderung von Erzeugungsanlagen, die parallel mit dem Niederspannungsnetz eines Netzbetreibers betrieben werden (Netzanschlusspunkt im Niederspannungsnetz). /VDE-01 15/

Im Folgenden wird nur der Teil der Vorschrift wiedergegeben, der dem Verständnis dieser Arbeit nützlich ist.

Seit der Verbindlichkeit dieser VDE-Anwendungsregel müssen PV-Anlagen in der Lage sein eine Blindleistungsregelung durchführen zu können, solange die Spannung im Spannungsband  $U_n \pm 10\%$  liegt und die Wirkleistungsabgabe größer als 20 % der Nominalleistung ist. Die Blindleistungsregelung wird i.d.R. in Form einer Kennlinie vom Netzbetreiber vorgegeben.

Bei Anlagen mit einer Scheinleistung  $\sum S_{Emax} > 13,8 \text{ kVA}$  gilt diese Vorgabe des Netzbetreibers innerhalb von  $\cos\varphi = 0,9_{\text{untererregt}}$  bis  $0,9_{\text{überregt}}$ . Bei Anlagen mit einer Scheinleistung  $3,68 \text{ kVA} < \sum S_{Emax} < 13,8 \text{ kVA}$  gilt die Vorgabe des Netzbetreibers innerhalb von  $\cos\varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$  bis  $0,95_{\text{überregt}}$ . Bei Anlagen mit einer Scheinleistung  $\sum S_{Emax} < 3,68 \text{ kVA}$  gilt ein  $\cos\varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$  bis  $0,95_{\text{überregt}}$  nach DIN EN 50438 und nicht nach der Vorgabe des Netzbetreibers.

Die graue Fläche in **Abbildung 2-8** stellt den Leistungsbereich der PV-Anlage dar für welche diese in der Lage sein muss einen vorgegeben  $\cos\varphi$  einzustellen.



**Abbildung 2-8:** Blindleistungsbereich (grau) und Standard-Kennlinie für  $\cos \varphi (P)$  (schwarz)

Die Standard-Kennlinie nach VDE-AR-N 4105 ist ebenfalls in **Abbildung 2-8** dargestellt. Die dargestellte Kennlinie bedeutet, dass die Anlage mit einem Verschiebungsfaktor von 0,9 bzw. 0,95 unterregt betrieben werden muss, sobald sie bei Nennleistung betrieben wird. Durch den Verbrauch induktiver Blindleistung sinkt die Spannung, die durch die maximale Einspeisung bereits angehoben wurde. Dadurch wird der Einfluss der Anlage auf das lokale Spannungsniveau (am Anschlusspunkt der PV-Anlage) verringert.

Weiterhin ist in der Anwendungsregel festgelegt, dass Spannungsänderungen die durch das Zu- oder Abschalten von Erzeugungsanlagen auftreten können, maximal 3 % der Netzspannung betragen dürfen. Diese Spannungsschwankung darf auch nicht an einem anderen als dem Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage auftreten. Dabei ist auch zu beachten, dass mehrere Erzeugungsanlagen am selben Netzanschlusspunkt angeschlossen werden können, dann gilt, dass das gemeinsame Zu- oder Abschalten aller am Anschlusspunkt befindlichen Anlagen nicht zu Spannungsschwankungen größer als 3 % der Netzspannung ohne Erzeugungsanlagen führen dürfen.

## 2.4 Netzstabilisierung durch den Netzbetreiber

Dem Netzbetreiber stehen zur Netzstabilisierung in der Niederspannungsebene verschiedene Maßnahmen zur Verfügung:

- Netzausbau/-verstärkung
- Ersatz konventioneller ONT durch regelbaren ONT (rONT)
- Stromkompoundierung im HS/MS Umspannwerk
- Längsregler in der Mittelspannungsebene
- Blindleistungsregelung in der Mittelspannungsebene

Nur die ersten drei Optionen haben einen Einfluss auf das Zusammenspiel von PV-Anlage, Hausspeichersystem und Elektrofahrzeug. Aus diesem Grund werden diese drei Optionen kurz erklärt.

### 2.4.1 Netzausbau

Laut der DENA Verteilnetzstudie /DENA-14 12/ entspricht der Ausbaubedarf bis 2030 ca. 5 % aller vorhandenen Niederspannungsnetze in Deutschland. Je nach Szenario sollen sich die Kosten hierfür bis 2030 auf 3,6 – 4,2 Mrd. € belaufen. /DENA-14 12/

Bei der Verstärkung von Niederspannungsnetzen sind drei Maßnahmen üblich:

- Netzverstärkung durch eine partielle Parallelleitung
- Netzverstärkung durch weiteren ONT an anderer Stelle
- Netzverstärkung durch parallelen ONT

Eine partielle Parallelleitung wird i.d.R. dann verlegt, wenn es sich um eine lokale Leitungsüberlastung oder ein lokales Spannungsproblem in einem Abgang handelt. Sind mehrere Abgänge von einer Instabilität betroffen, so wird häufig ein zweiter ONT an einer anderen Stelle im Netz eingesetzt, und das Netzgebiet wird in Form von zwei getrennten Bereichen betrieben. Ist ein ONT überlastet, wird dieser durch einen stärkeren ersetzt oder ein zweiter wird parallel angeschlossen. /DENA-14 12/ /KRE-01 08/

Eine Übersicht der Kosten für verschiedene Netzverstärkungsmaßnahmen in der Niederspannungsebene wurde im Rahmen des Projektes „Smart Grid Controller“ der FfE erhoben. In **Tabelle 2-5** sind die Kosten in die Kategorien Investitionen und Betriebskosten aufgeschlüsselt. Die Nutzungsdauer von Niederspannungskomponenten beträgt in der Regel zwischen 30 und 40 Jahren. /FFE-23 15/

Bei der Errichtung älterer Niederspannungsnetze erfolgte die Auslegung als reine Versorgungsnetze, also ohne Erzeugungseinheiten /TUM-04 11/. Durch den Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen auf der Niederspannungsebene sind daher zunehmend Netzanpassungen notwendig.

**Tabelle 2-5:** *Kosten der Netzverstärkung in der Niederspannungsebene (Darstellung aus /FFE-23 15/)*

Kostenart	Betriebsmittel/Bereich	Beschreibung	Einheit	Ausgewählter Wert
Investitionen	reiner Kabelpreis (ohne Verlegung etc.)	NAYY 4x120 SE	T€/km	8,5
		NAYY 4x150 SE	T€/km	10,5
	Verlegungskosten je nach Untergrund	unbefestigt	T€/km	40
		Pflaster/Platten	T€/km	60
		Bitumen Gehweg	T€/km	85
		Fahrbahn	T€/km	100
	Pauschalwerte für Kosten Kabel inkl. Verlegung je nach Netzgebiet <sup>1)</sup>	Land	T€/km	50
		Vorstadt	T€/km	60
		Stadt	T€/km	90
	Transformatoren	250 kVA	T€/Stk.	7
		400 kVA	T€/Stk.	8,5
		630 kVA	T€/Stk.	12
	Ortsnetzstation MS/NS	begehbar, ohne Trafo	T€/Stk.	15
	weitere Komponenten	Niederspannungsverteilung 6-10 Abgänge	T€/Stk.	2,9 – 3,5
		Niederspannungsverteilung Einbindung (Arbeitszeit etc.)	T€/Stk.	0,5 – 0,7
Abzweigmuffe		€	200	
Betriebskosten	Kabel	pauschale Betriebskostenzuschläge bezogen auf Investitionsvolumen	%/a	1
	sonstige Anlagen		%/a	2
Nutzungsdauer	Kabel		a	40
	Transformatoren		a	30
	Ortsnetzstation, Kabelverteilerschränke		a	30 - 35

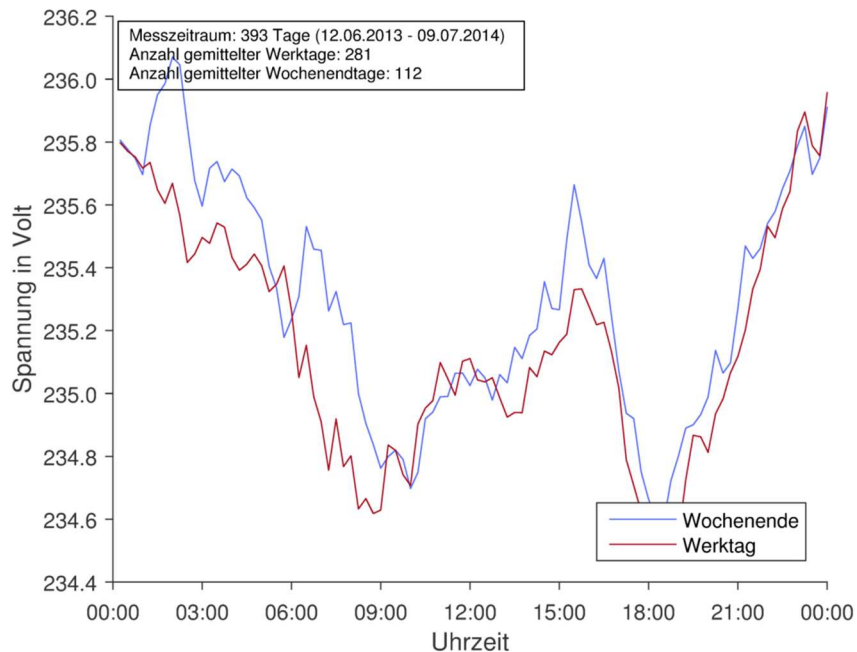
1) Verwendung von Pauschalwerten, wenn genaue Angaben über verwendeten Kabeltyp und Untergrund fehlen



### 2.4.2 Spannungsregelung über regelbare Ortsnetztransformatoren

Das Niederspannungsnetz ist mit dem Mittelspannungsnetz über den ONT starr gekoppelt. ONTs verfügen in der Regel über drei Stufen zur Einstellung des Übersetzungsverhältnisses, die nicht automatisch und nur im stromlosen Zustand schalten können. Diese befinden sich auf der Oberspannungsseite des ONTs und werden bei der Installation manuell eingestellt. In den untersuchten Netzen in Garmisch-Partenkirchen werden die ONTs so eingestellt, dass bei Normallast auf der Unterspannungsseite eine 0 - 2 % höhere Spannung als die Nennspannung von 400 V anliegt. Dies erfolgt aus dem Grund, dass somit ein größerer Spannungsfall über die Stränge erfolgen kann ohne die Spannungsbandkriterien zu verletzen.

Zum besseren Verständnis ist in **Abbildung 2-9** der Typtag einer Außenleiterspannung an einem Transformator (aus Garmisch-Partenkirchen) dargestellt. Ein Typtag gibt den „typischen Tagesverlauf“ wieder und wird durch Mittelung des Tagesverlaufs berechnet. Der dargestellte Typtag wurde auf Basis einer einjährigen Messung erstellt. Die Spannung sinkt mit dem morgendlichen, ansteigenden Verbrauch. Aufgrund der PV-Einspeisung ist mittags die mittlere Spannung vermutlich etwas höher als abends oder morgens. Der Mittelwert der Spannung beim dargestellten ONT ca. 1,8 % über der Nennspannung von 230,9 V.



**Abbildung 2-9:** Typtag der Spannung an einem Ortsnetztransformator

Da die Spannungen und die Last innerhalb der verschiedenen Niederspannungsnetze im Tagesverlauf schwanken, variiert auch die Spannung in der Mittelspannungsebene. Diese Spannungsschwankungen werden auch in andere Niederspannungsnetze übertragen.

Da die Spannung am ONT ( $U_{\text{ONT, Ist}}$ ) nicht konstant bei 1 p.u. liegt, ist nicht das volle Spannungsband von  $U_n \pm 10\%$  nutzbar. Dies erschwert die Integration von erneuerbaren Energien. Mit steigender PV-Erzeugung in der Niederspannungsebene erhöht sich die Spannung im Niederspannungsnetz und kann an einem Strangende, beispielsweise bei einer PV-Anlage, höher als am ONT sein.

Aus diesem Grund teilt die Verteilnetzstudie der DENA /DENA-14 12/ das verfügbare Spannungsband  $U_n \pm 10\%$  auf die Nieder- und Mittelspannungsebene (NS- und MS-Ebene) auf:

- $\pm 4\%$  für die NS-Ebene
- $\pm 2\%$  für die MS/NS-Umspannebene (ONT)
- $\pm 4\%$  für die MS-Ebene

Im Gegensatz zu einem konventionellen ONT, kann ein regelbarer ONT (rONT) unter Last und automatisch das Übersetzungsverhältnis des Transformators anpassen. Dies ermöglicht eine nahezu konstante Spannung von 1 p.u. an der Niederspannungsseite des Transformators. Durch diese Maßnahme steht der Niederspannungsebene das volle Spannungsband  $U_n \pm 10\%$  zur Verfügung und es können höhere PV-Leistungen und Lasten integriert werden, sofern es keine thermischen Engpässe im Netz gibt.

Eine Übersicht der Kosten die sich durch den Einsatz von rONTs ergeben ist in **Tabelle 2-6** dargestellt. Daraus ergeben sich Kosten in Höhe von ca. 25,25 T€ (Kauf: 22 T€, Einbau: 3,25 T€) durch den Austausch eines ONTs mit einem rONT der Leistung 630 kVA. Ein rONT ist also etwa doppelt so teuer wie ein ONT. /FFE-23 15/

**Tabelle 2-6:** *Kosten von regelbaren Ortsnetztransformatoren (Darstellung aus /FFE-23 15/)*

Kostenart	Betriebsmittel/Bereich	Beschreibung	Einheit	Ausgewählter Wert
Investitionen	regelbarer Ortsnetztransformator	250 kVA	T€/Stk.	18
		400 kVA	T€/Stk.	20
		630 kVA	T€/Stk.	22
		davon Sekundärtechnik (bezogen auf Investitionsvolumen)	%	15
	Trafotausch konventionell zu rONT	Kosten Ein- und Ausbau, Transport	T€/Stk.	3,25
Betriebskosten	regelbarer Ortsnetztransformator		€/a	450
Nutzungsdauer	unterschieden nach Bestandteilen	Primärtechnik	a	40
		Sekundärtechnik	a	20

### 2.4.3 Stromkompoundierung im HS/MS-Umspannwerk

Eine weitere Möglichkeit die Spannung in der Niederspannungsebene anzupassen ist die Stromkompoundierung im HS/MS Umspannwerk. Üblicherweise werden Stufenschalter in HS/MS-Umspannwerken spannungsabhängig geregelt. Dies führt dazu, dass die Mittelspannung in einem definierten Spannungsband gehalten wird. Bei der Stromkompoundierung ist die Stufenschalterregelung leistungsflussabhängig. In der Regel wird dies realisiert in dem der Spannungswert des Reglers basierend auf einer U(I)-Kennlinie eingestellt wird. Der Grundgedanke dahinter ist, dass bei einer hohen Stromlast eine hohe Spannung eingeregelt wird und bei einer hohen Stromrückspeisung eine geringe Spannung eingeregelt wird und dadurch die Spannung an die ONTs relativ konstant gehalten werden kann. Diese Regelung erfordert Kenntnisse über die Verbraucher und Erzeugerstruktur im geregelten MS-Netz und eignet sich primär für Netzgebiete mit homogener Verteilung der Erzeugungsanlagen.

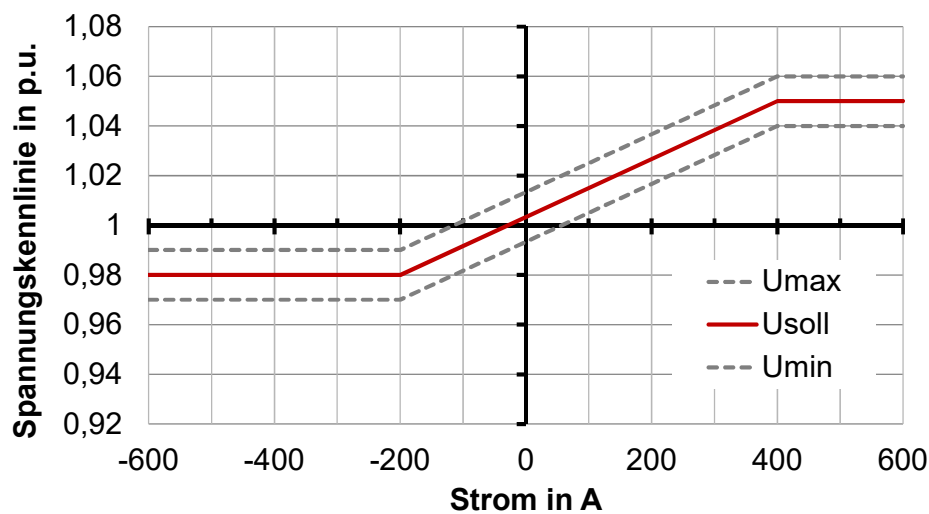


Abbildung 2-10: Beispielkennlinie zur Stromkompoundierung



### 3 Methodik und Simulationsmodell „GridSim“

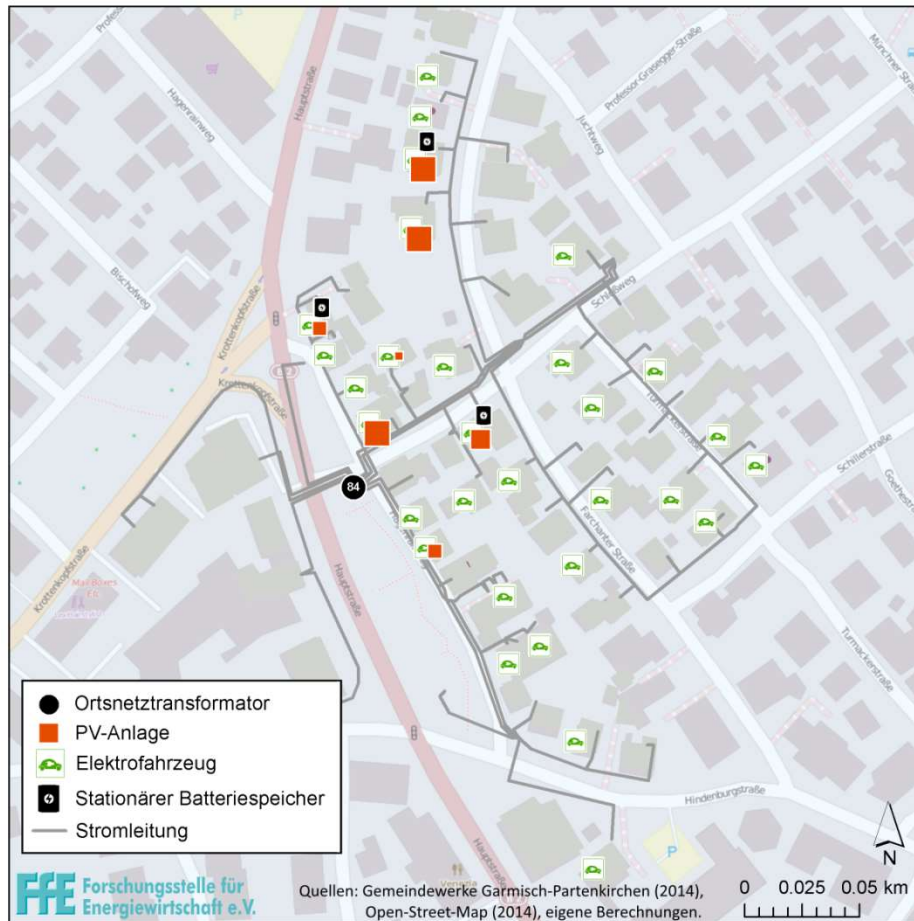
Die Entwicklung eines Simulationsmodells zur realitätsnahen Simulation der Energieversorgung von Wohngebieten erfordert eine gründliche Modellierung der energierelevanten Akteure eines Wohngebietes. Deshalb wird in diesem Kapitel das Konzept der Simulation vorgestellt sowie auf die Modellierung der wesentlichen Komponenten des Simulationsmodells eingegangen. Im Anschluss wird die Auswertungsmethodik mit ihren zugehörigen Auswertungsstufen und Begriffen beschrieben, da dies für das Verständnis der späteren Auswertungen hilfreich ist.

#### 3.1 Konzept GridSim

Um das Zusammenwirken von Verbrauchern und Erzeugern mit unterschiedlichen Regelungen in einem Niederspannungsnetz analysieren zu können ist eine rechnergestützte Verknüpfung aller Komponenten in einem Simulationsmodell mit Lastflussberechnung notwendig.

Daher wurde das Modell „GridSim“ entwickelt. Der Name leitet sich aus dem englischen Wort für Stromnetz „Grid“ und „Sim“ von Simulation ab. In der GridSim können verschiedene netztechnische und energetische Zustände in Wohngebieten simuliert werden. Für die netztechnische Simulation (dynamische Lastflussberechnung) wurde eine physikalische Modellierung des Wohngebietes realisiert, inklusive Ortsnetztransformator und Leitungstypen. Die Modellierung aller Lasten und Erzeuger im Wohngebiet erfolgt asymmetrisch, d.h. alle Lastgänge und Erzeugungsgänge sind phasenspezifisch.

Zum besseren Verständnis ist in **Abbildung 3-1** ein beispielhaftes Wohngebiet – wie es simuliert werden kann - dargestellt. Der schwarze Kreis stellt den Ortsnetztransformator und die grauen Linien die Stromleitungen dar. Elektrofahrzeuge, PV-Anlagen und Hausspeichersysteme wurden nach voreingestellter Häufigkeit zufällig im Wohngebiet verteilt.



**Abbildung 3-1:** *Beispiel eines Wohngebietes mit Komponenten*

GridSim ist für Zeitschritte von fünf Sekunden bis einer Stunde optimiert. Die Simulation von stark dynamischen Ereignissen (Unfälle/Fehler), wie beispielsweise Erdschluss oder ungewollte Inselnetzbildung, ist nicht vorgesehen.

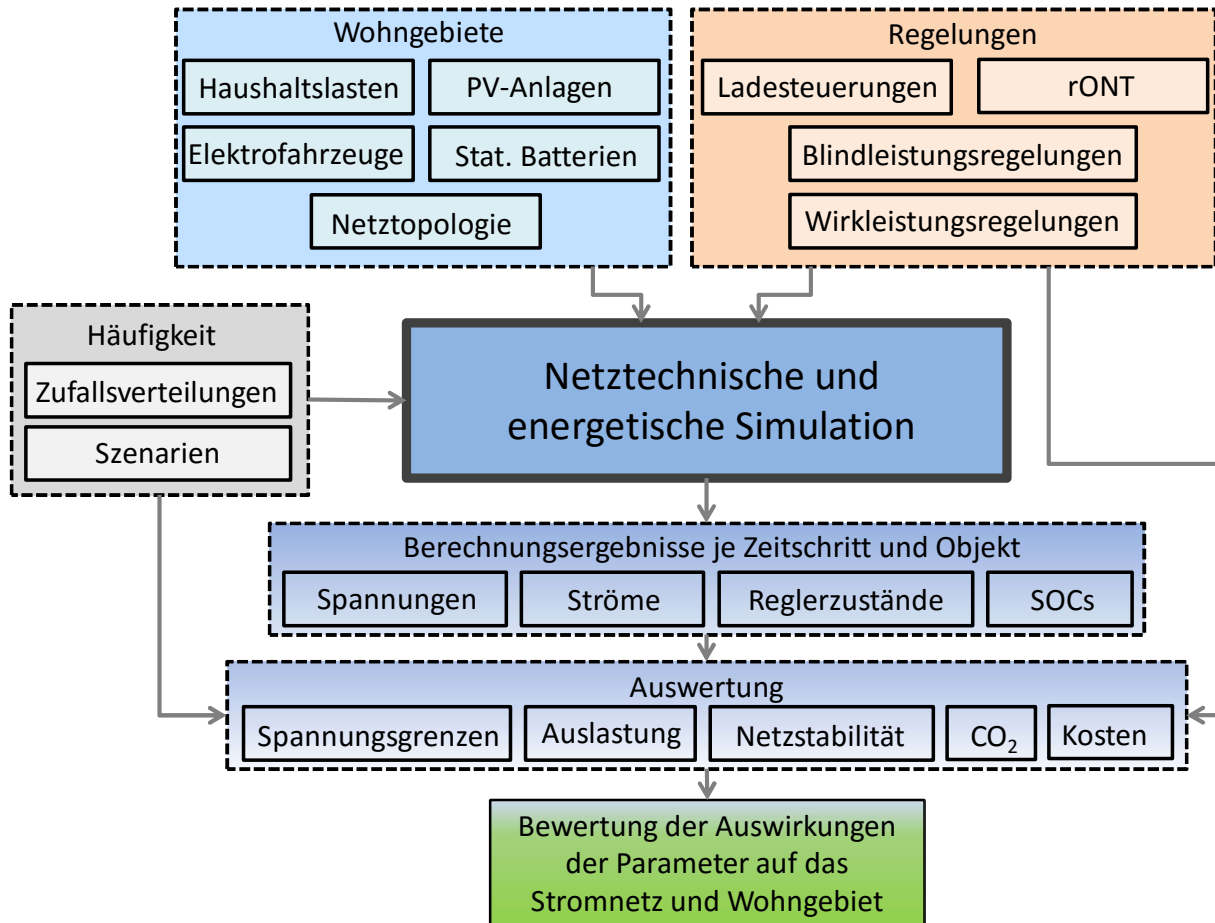
Ergebnisse einer Simulation sind die Zustände (Spannungen, Ströme, Speicherzustände,...) aller Komponenten und Netzknoten zu jedem Zeitschritt.

Die generierten Ergebnisse können in einem nachgelagerten Analyseblock automatisch ausgewertet und auf Kennzahlen und Typtage reduziert werden. Dazu können auch automatisch Grafiken zu den Auswertungen erstellt werden.

### 3.2 Aufbau des Simulationsmodells GridSim

GridSim ist in voneinander abhängigen Modulen aufgebaut. Der modulare Aufbau der GridSim gewährleistet, dass das Simulationsmodell - trotz seiner Komplexität - gepflegt, erweitert und auf neue Fragestellungen angepasst werden kann.

Der schematische Aufbau von GridSim ist in der folgenden **Abbildung 3-2** dargestellt:



**Abbildung 3-2:** Übersicht Simulationsmodell GridSim

Die Komponenten Haushalte, PV-Anlagen, Elektrofahrzeuge, Hausspeichersysteme und die Netztopologie werden im Modul „Wohngebiete“ zusammengefasst. Die Modellierung dieser Komponenten wird im folgenden Abschnitt 3.3 beschrieben.

Die Komponenten verfügen ihrerseits über weitreichende Regelungen um beispielsweise den PV-Eigenverbrauch zu erhöhen oder zur Unterstützung der statischen Spannungshaltung. Die implementierten Regelungen sind von der Modellierung der Last- und Erzeugungsgänge unabhängig und werden aus diesem Grund gesondert im Kapitel 4 vorgestellt.

In einem Szenario sind primär alle wesentlichen Kennwerte und Parameter - beispielsweise der Verbreitungsgrad von Elektrofahrzeugen - definiert. Bei der Simulation eines Szenarios werden die Komponenten zufällig den Hausanschlüssen zugewiesen. Dies geschieht zu den vorgegebenen Randbedingungen nach einem vorgegebenen Zufallsschlüssel. Da die Verteilung zufällig verläuft, können Verteilungen auftreten welche ungewöhnlich „netzunfreundlich“ (z.B. überwiegend am Strangende eine hohe Last durch Elektrofahrzeuge)

oder ungewöhnlich „netzfreundlich“ sind. Aus diesem Grund wird jedes Szenario mehrfach mit verschiedenen, vorgegebenen Zufallsschlüsseln berechnet. Die Methodik hiervon ist im Unterkapitel 3.4 erläutert.

Auf Basis des Szenarios werden die verschiedenen Eingangsdaten (z.B. Lastgang eines Haushaltes) in die Simulationsumgebung geladen und die eigentliche energetische und netztechnische Simulation kann durchgeführt werden. Die Umsetzung dessen wird schematisch im Unterkapitel 3.5 wiedergegeben. Dazu werden auch die Berechnungsergebnisse, die im Anschluss an eine durchgeführte Simulation vorliegen, aufgezeigt.

Die Auswertung der Berechnungsergebnisse erfolgt in einem zeitlich, von der Simulation, entkoppeltem Modul, dem Auswertungsmodul. In diesem werden die Berechnungsergebnisse zusammengefasst und dargestellt. Beispiele hierfür sind z.B. das Erstellen von Jahresdauerlinien oder die Generierung von Kennzahlen wie z.B. den PV-Eigenverbrauchsgrad der Haushalte. Die automatisierte Auswertung betrifft neben der Erstellung von Kennzahlen vor allem die Netzstabilität aber auch Bereiche wie z.B. CO<sub>2</sub>-Bilanzen, Energiekennzahlen, Netzausbaukosten oder die Annuitäten von einzelnen Haushalten. Die Methodik sowie der Aufbau des Auswertungsmoduls ist in Unterkapitel 3.6 beschrieben.

Die Einstellungen zum verwendeten Netzgebiet, der Durchdringung von Elektrofahrzeugen, PV-Eigenversorgung, Verwendung von stationären Batteriespeichern, Parameter der Ladesteuerungen etc. werden in einer Excel-Tabelle vor der Simulation eingestellt. Diese Tabelle erleichtert die Bedienung des Simulationsmodells und die Änderung von Simulationsparametern. Zudem ist sie für Batch-Prozesse (Simulation mit mehreren Zufallsverteilungen und unterschiedlichen Parametereinstellungen) ausgelegt. Einstellungen für den Export von Grafiken aus den Simulationsergebnissen werden auch in dieser Tabelle gespeichert.

### **3.3 Modellierung der Wohngebiete**

Im Folgenden wird die Modellierung der wesentlichen Bestandteile bzw. Komponenten der Wohngebiete dargestellt.

Ein Wohngebiet ist festgelegt als ein Niederspannungsnetzgebiet mit zugehöriger Netztopologie und Hausanschlüssen sowie einem Ortsnetztransformator. An jedem Hausanschluss können mehrere Komponenten, auch des gleichen Typs, angeschlossen werden. Komponenten wiederum sind Haushalte, Elektrofahrzeuge, PV-Anlagen und Hausspeichersysteme.

In einem Wohngebiet verfügt jeder Haushalt, jedes Elektrofahrzeug und jede PV-Anlage über einen individuellen Last-, Fahr- bzw. Erzeugungsprofil. Zudem verfügen die Komponenten PV-Anlage, Elektrofahrzeug und Hausspeichersystem über individuelle Parameter, wie beispielsweise PV-Anlagenleistung oder Speicherkapazität, welche die jeweilige Komponente charakterisieren. Dazu können die Komponenten über Regelungen verfügen welche die Aufnahme und Abgabe von Wirk- und Blindleistung steuern. Der Zweck der implementierten Regelungen ist es entweder den Eigenverbrauch an selbsterzeugter PV-Energie zu erhöhen oder die Netzstabilität zu verbessern.



### 3.3.1 Modellierung der Niederspannungsnetze

In der GridSim können reale und synthetische Niederspannungsnetze simuliert werden. Ein Niederspannungsnetz besteht hier aus einem Transformator, Stromleitungen, Verteilerkästen und Hausanschlüssen.

Für diese Arbeit werden reale Netze aus Garmisch-Partenkirchen sowie synthetische Referenznetze aus der Dissertation von Dr. Kerber /TUM-04 11/ verwendet.

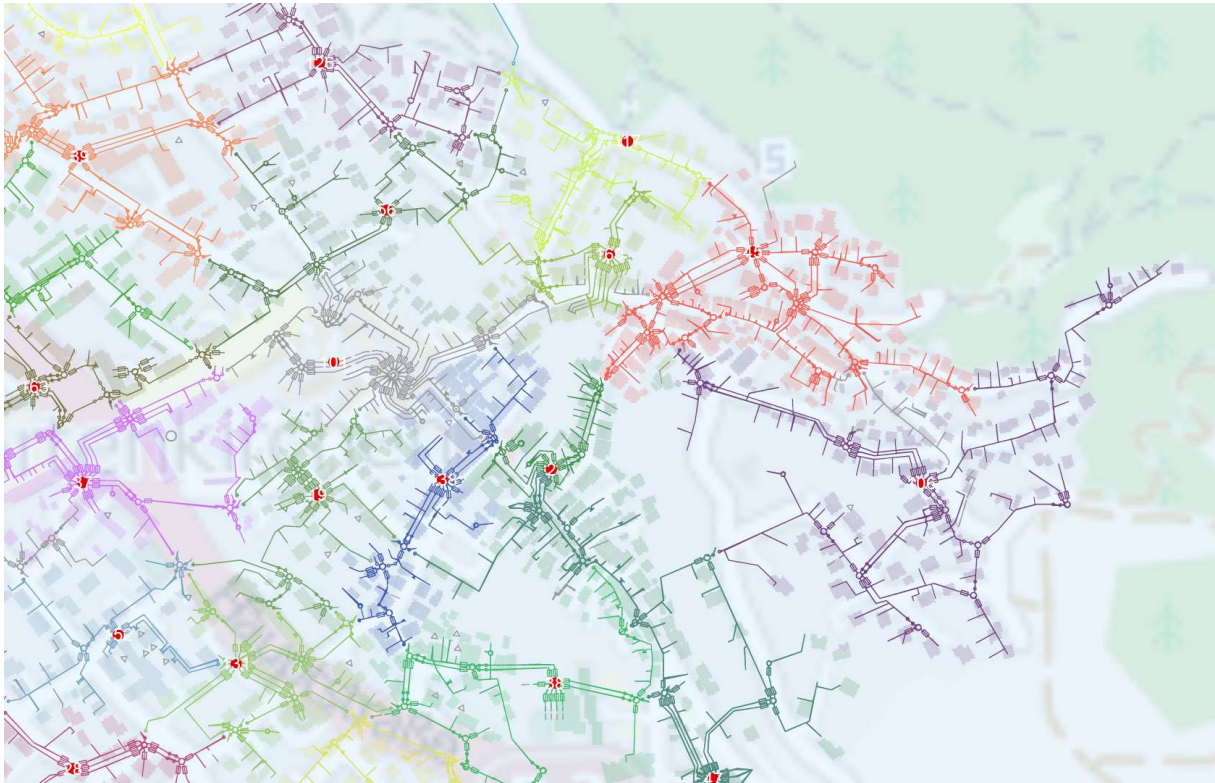
#### 3.3.1.1 Reale Netze

Da diese Arbeit im Rahmen der Modellkommune Elektromobilität Garmisch-Partenkirchen (e-GAP) durchgeführt wurde, bei welchem auch die Gemeindewerke Garmisch-Partenkirchen Projektpartner sind, war ein Zugang zu realen Netzdaten möglich.

In Garmisch-Partenkirchen (GAP) gibt es 205 Niederspannungsversorgungsgebiete bei ca. 26.100 Einwohnern. Insofern werden durchschnittlich 135 Einwohner von einem Niederspannungsnetzgebiet versorgt.

Alle Netze liegen digitalisiert im CAD-Datenformat DWG vor und sind insofern nicht rechenbar. Die GridSim verwendet zur Definition der Netztopologien das offene Format „OpenDSS“ /EPRI-01 15/. Aus diesem Grund müssen alle Netze, die in der GridSim verwendet werden, in das rechenbare Format OpenDSS übersetzt werden. Für die Konvertierung ist es notwendig die zu untersuchenden Stromnetze in dem Netzberechnungsprogramm Neplan /NEP-01 15/ manuell zu digitalisieren. Anschließend werden in diesem Programm, basierend auf dem elektrischen Schaltplan des Netzbetreibers, die Zustände der Trennstellen eingestellt. Neplan ermöglicht anschließend das Speichern der Netztopologie in einem textbasierten Format (EDT).

In **Abbildung 3-3** ist ein Ausschnitt aus dem Schaltplan von Garmisch-Partenkirchen dargestellt. Die roten Kreise geben die Standorte von Ortsnetztransformatoren an. Die Linien stellen die Stromleitungen dar. Verschiedene Farben dienen zur Unterscheidung von unterschiedlichen Versorgungsgebieten. Gut erkennbar ist, dass die Niederspannungsnetze miteinander verbunden sind. Jeder Verteilerkasten verfügt jedoch über Trennstellen um einzelne Leitungen bzw. Verbindungen aufzutrennen, so dass kein ONT unterspannungsseitig mit einem anderen ONT verbunden ist.



**Abbildung 3-3:** *Kolorierter Ausschnitt aus dem Schaltplan von Garmisch-Partenkirchen (Quellen: Gemeindewerke Garmisch-Partenkirchen (2013), OpenStreetMap (2013))*

Nachdem die Netztopologie im Neplan Format gespeichert wurde wird dieses mithilfe eines Python-Skripts in das OpenDSS-Format konvertiert.

Da der gesamte Prozess der Konvertierung sehr zeitaufwendig ist, konnten nur 32 ausgesuchte Stromnetze rechenbar gemacht werden. Die zu digitalisierenden Stromnetze wurden basierend auf den folgenden Kriterien ausgewählt:

- Kein innerstädtisches Gebiet
- Keine Industrie
- Überwiegend Wohngebiet mit geringem Gewerbeanteil
- Keine Anschlüsse von Anlagen des Wintertourismus (z.B. Wasserpumpen, Skilift,...)
- Keine Wasserkraftanlagen oder einspeisende BHKWs im Netzgebiet

Diese Kriterien wurden gewählt, da Industrie- und Gewerbegebiete prinzipiell nicht geeignet sind um die Fragestellungen dieser Arbeit zu beantworten und weiterhin sind Wohngebiete mit Ein-/ Zweifamilienhausstruktur nach dem Stand der Wissenschaft (Kapitel 1.3) die Wohngebiete mit der höchsten Anfälligkeit für Netzinstabilitäten. Aus diesen beiden Gründen sollen Wohngebiete mit überwiegend Ein-/ Zweifamilienhausstruktur untersucht werden.

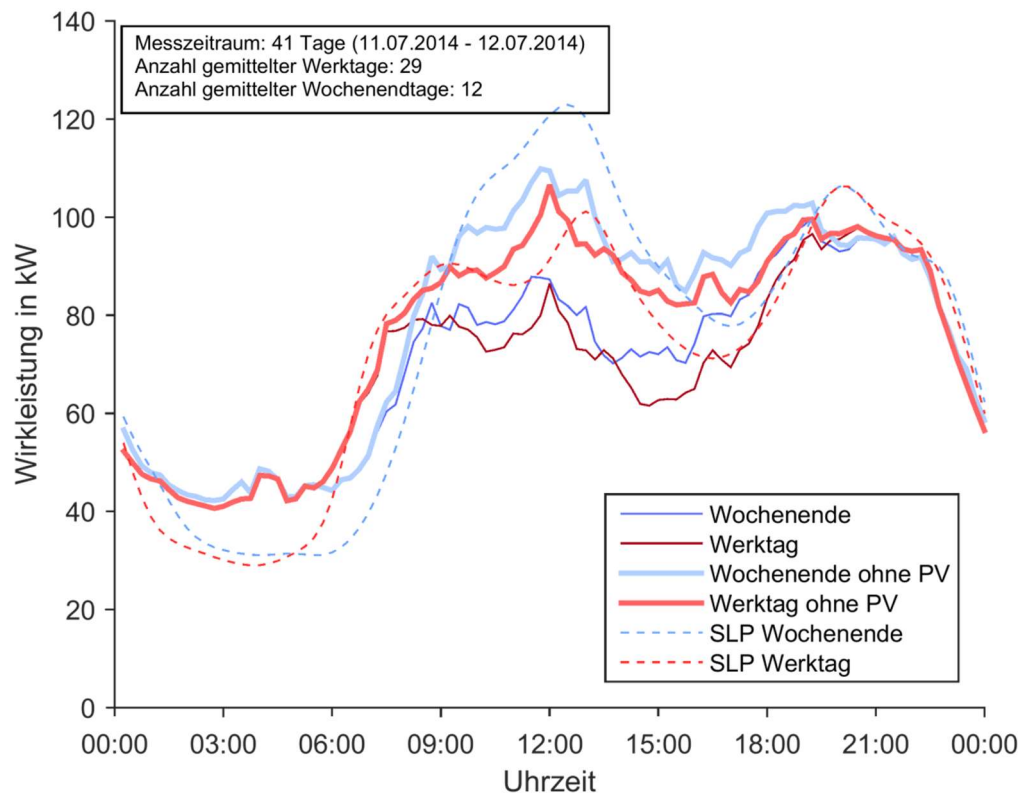
In den meisten Wohngebieten in Garmisch-Partenkirchen sind die Wohngebäude mehrheitlich oder zum Teil Mehrfamilienhäuser, d.h. an einem Hausanschluss sind mehrere Haushalte angeschlossen. Um die Wohngebiete möglichst realistisch simulieren zu können ist es folglich notwendig die Anzahl an Haushalten in einem Wohngebiet zu kennen.

Die Information, wie viele Haushalte im jeweiligen Versorgungsgebiet angeschlossen sind, liegt den Gemeindewerken GAP nicht vor. Aus diesem Grund wurde eine Methodik entwickelt um die Anzahl an Haushalten abzuschätzen. Diese Methodik wird im Folgenden Absatz erläutert.

An jedem ONT der digitalisierten Netzgebiete wurden Messungen durchgeführt. Gemessen wurden der Lastfluss sowie die Spannung über eine Zeitdauer von ca. sechs Wochen. Basierend auf den EEG-Anlagenstammdaten und einer Georeferenzierung der PV-Anlagen ist bekannt wie hoch die installierte PV-Kapazität in den jeweiligen Netzgebieten ist. Mit einer zeitgleichen Messung mehrerer PV-Anlage kann die PV-Leistung dieser Anlagen mit der gesamten PV-Kapazität in diesem Wohngebiet skaliert werden. Durch die Addition des Lastflusses am ONT mit der abgeschätzten Erzeugungsleistung aller PV-Anlagen ist die gesamte Verbrauchslast in diesem Wohngebiet für mehrere Wochen bekannt. Im nächsten Schritt werden Verbrauchslast-Typtage für die Werk- und Wochenendtage erstellt. Basierend auf dem dynamisierten Standardlastprofil für Haushalte (SLP H0) werden ebenfalls, für denselben Zeitraum, Typtage erstellt. Dieser SLP-Typtag wird skaliert, so dass die Energie in diesem der Energie des Verbrauchslast-Typtag entspricht. Das Jahres-SLP wird mit demselben Faktor skaliert. Die Integration des skalierten Jahres-SLP gibt den abgeschätzten Energieverbrauch des Wohngebietes wieder.

Es wird das SLP der Gemeindewerke Garmisch-Partenkirchen verwendet, da in Garmisch-Partenkirchen die Messungen durchgeführt wurden. Das Jahr des SLP (2012, 2013, 2014) richtet sich nach dem Messzeitraum. Beispielsweise wird für eine Messung im Jahr 2013 das SLP des Jahres 2013 verwendet.

Zur Veranschaulichung dieser Methodik sind in **Abbildung 3-4** die Typtage der Messungen sowie das skalierte SLP H0 für ein Wohngebiet als Beispiel dargestellt. Die dünne rote Linie gibt die gemessene Last am ONT gemittelt über alle aufgezeichneten Werkstage wieder. Die dünne blaue Linie stellt diese Mittelung für die Wochenendtage dar. Die etwas breitere blaue (Wochenende) und rote Linie (Werktag) stellen eine Abschätzung der Last in dem Netzgebiet dar. Für diese Abschätzung wurde wie oben beschrieben der skalierte PV-Erzeugungsgang aus dem gemessenen Zeitraum auf die Lastmessung addiert. Analog zu **Abbildung 3-4** befinden sich im Anhang in Kapitel A.V die Darstellungen der Lastverläufe aller verwendeten Wohngebiete.



**Abbildung 3-4:** Typtag der Transformatorlast am ONT 88

Aus dem Zensus 2011 /DESTATIS-12 14/ und der BDEW-Statistik zum Energieverbrauch von Haushalten /BDEW-11 13/ kann der durchschnittliche Energieverbrauch eines Haushalts in GAP berechnet werden. Dieser liegt bei 2.990 kWh. Indem der Jahres-Energieverbrauch des skalierten SLP mit dem durchschnittlichen Energieverbrauchs eines Haushaltes geteilt wird, lässt sich abschätzen wie viele Haushalte im betrachteten Wohngebiet liegen. Nach einer Division der Anzahl an Haushalten durch die Anzahl an Hausanschlüssen ist bekannt wie viele Haushalte im Mittel je Hausanschluss angeschlossen sind.

Zur Validierung dieser Methodik wurde in einem Netzgebiet die Anzahl an „Namensschilder/Klingeln“ gezählt, die Zählung stimmte in etwa überein mit der Schätzung basierend auf der Messung.

Alle rechenbaren Netzgebiete mit folgenden Eigenschaften wurden verworfen:

- $\frac{\text{Anzahl Haushalt}}{\text{Anzahl Hausanschlüsse}} > 4$
- $|\text{Kor}(x,y)| < 0,75$

mit  $x$ : Typtag "Werktag ohne PV"

$y$ : Typtag "Skaliertes Standardlastprofil H0 Werktag"

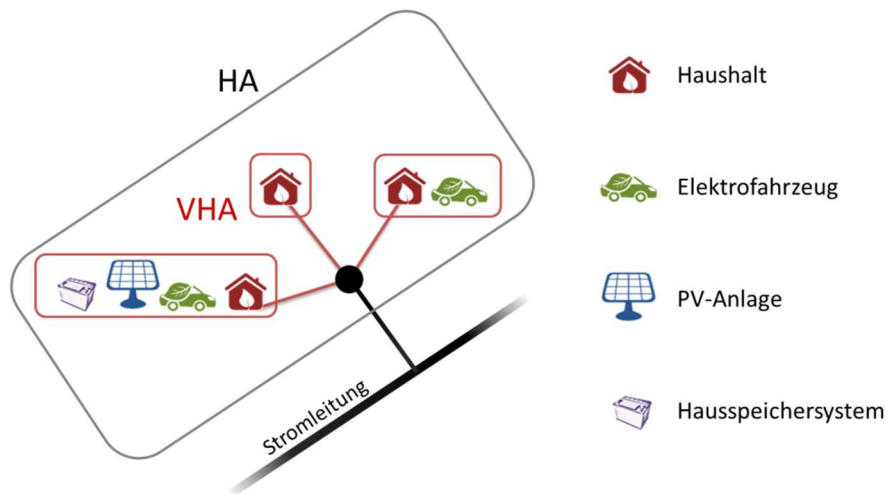
Dabei stellt  $|\text{Kor}(x,y)|$  den Betrag des Korrelationskoeffizienten zwischen dem abgeschätzten Typtag „Werktag ohne PV“ und dem Typtag des skalierten Standardlastprofils H0 dar.

Durch diese Kriterien soll vermieden werden, dass Netzgebiete betrachtet werden welche nicht überwiegend Wohngebiete sind. Nach dieser Maßnahme blieben 17 geeignete Netzgebiete

übrig, welche für die geplanten Analysen herangezogen wurden. Die geeigneten Netzgebiete haben im Mittel 71,2 Hausanschlüsse und 2,5 Haushalte je Hausanschluss. Im Anhang in Kapitel A.IV sind Visualisierungen einer Auswahl von verwendeten Wohngebieten dargestellt.

Die Tatsache, dass ein Hausanschluss (HA) über mehrere Haushalte (HH) verfügen kann wird in der GridSim mittels virtuellen Hausanschlüssen umgesetzt. Jeder Haushalt wird einem virtuellen Hausanschluss (VHA) zugewiesen. Jeder HA verfügt über mindestens einen VHA. Pro HA kann es jedoch nur eine PV-Anlage geben. Die Anzahl der maximalen Elektrofahrzeuge und stationäre Batteriespeicher je HA entspricht der Anzahl der VHAs am jeweiligen HA.

Zur Veranschaulichung ist in **Abbildung 3-5** das Konzept von HA und VHA dargestellt.



**Abbildung 3-5:** Veranschaulichung der Modellierung des Hausanschlusses

Bei der Simulation von realen Netzen, wird die Verteilung der Energieverbräuche der einzelnen Haushalte nach **Tabelle 3-1** getätigt.

Der Energiebedarf der simulierten Haushalte basiert auf der statistischen Verteilung der Haushaltsgrößen in GAP /DESTA-12 14/. Die Energieverbräuche stammen aus der BDEW-Statistik zum Energieverbrauch von Haushalten /BDEW-11 13/. Tabelle 3-1 zeigt die Verteilung der Haushaltsgrößen für GAP und den entsprechenden Energieverbrauch.

**Tabelle 3-1:** Haushaltsstromverbrauch für verschiedene Haushaltsgrößen

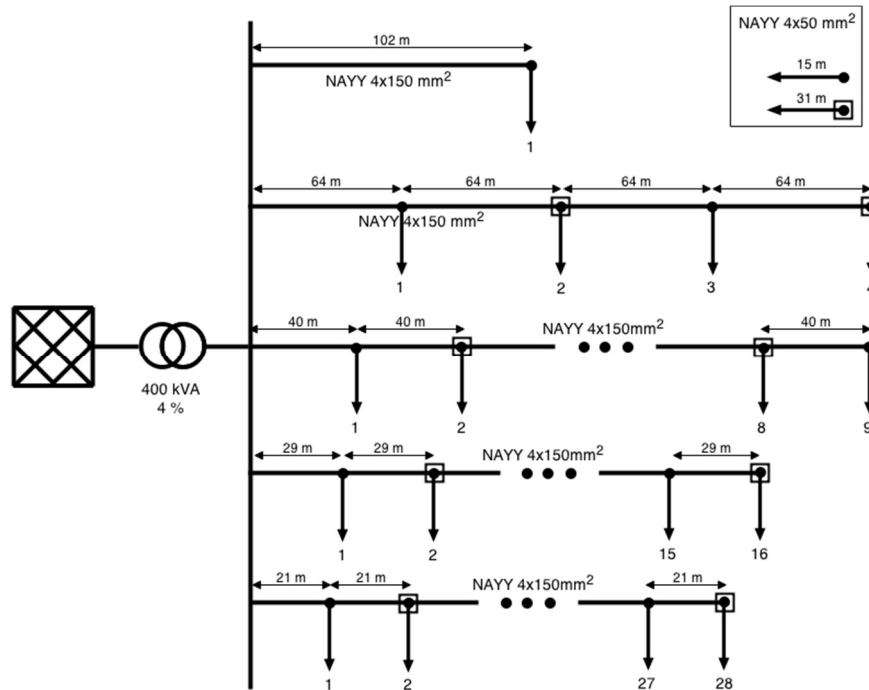
Haushaltsgröße in Personen	1	2	3	4	5
Häufigkeit in %	47,5%	32,6%	9,7%	7,0%	3,1%
Energieverbrauch in kWh	2.050	3.440	4.050	4.750	5.370

### 3.3.1.2 Synthetische Netze

Um neben Aussagen zu realen Netzgebieten aus GAP tätigen zu können wurden noch synthetische Netzgebiete für die Verwendung in der GridSim aufbereitet.

Hierfür wurden alle Referenz- und Extrem-Netze aus der Dissertation von Dr. Kerber gewählt. Diese wurden auf Basis einer statistischen Untersuchung von realen Netztopologien erstellt. Die genaue Methodik ist in /TUM-04 11/ beschrieben.

In **Abbildung 3-6** ist beispielhaft das Extremnetz „Landnetz mit langen Netzausläufern“ dargestellt.



**Abbildung 3-6:** Extremnetz nach Kerber

Die synthetischen Netze nach /TUM-04 11/ haben pro Hausanschluss einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch in Höhe von 4.500 kWh.

Die synthetischen Netze unterscheiden sich in Referenz- und Extremnetze. Die sieben Referenznetze sind Netze mit mittleren Kennwerten (beispielsweise mittlere Stranglänge, mittlere Transformatorleistung je Hausanschluss etc.) und sie sind unterteilt in die Kategorien Land, Stadt, Vorstadtnetz. Die zehn Extremnetze sind ebenfalls in diese Kategorien unterteilt, doch haben sie im Unterschied zu den Referenznetzen längere Stränge oder geringere Transformatorleistungen je Hausanschluss. Die Parameterkonstellationen der Extremnetze sind so gewählt, dass in mindestens 95 % der Fälle die Betriebsmittelbelastungen oder Spannungsanhebungen in einem vorhandenen Netz besser oder gleich dem eines Extremnetzes sind. /TUM-04 11/

#### 3.3.1.3 Slack Bus Spannung

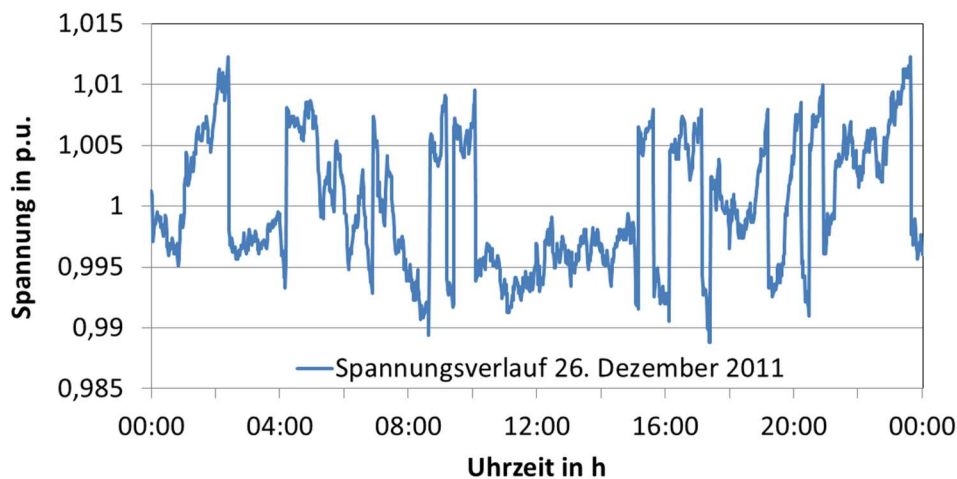
Bei Netzberechnungen wird der oberspannungsseitige Anschlusspunkt des ONTs mit der Mittelspannungsebene als Slack Bus bezeichnet. Dieser Anschlusspunkt bzw. Knoten bildet das vorgelagerte Netz, welches den ONT mit Energie versorgt, ab. Insofern gibt die Slack Bus Spannung die Spannungsschwankungen in der Mittelspannungsebene wieder, welche ebenfalls Einfluss auf die Spannung im Niederspannungsnetz hat.

In der GridSim verfügt dieser Knoten wahlweise über eine konstante Spannung am Netzanschlusspunkt (konstante Slack Bus Spannung) oder über eine zeitvariable Spannung, die der realen Spannung am Anschlusspunkt der Mittelspannungsebene nachempfunden ist. Die simulierte zeitvariable Spannung basiert auf einer einjährigen, unterspannungsseitigen

Messung an einem ONT aus GAP mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute. Eine Messung an der 20 KV-Mittelspannungsebene war mit den verfügbaren Messgeräten nicht möglich. Insofern beinhaltet die gemessene Spannung Schwankungen aus der Mittelspannungsebene und aus dem versorgten Netzgebiet.

In **Abbildung 3-7** ist ein Ausschnitt aus dem aufgezeichneten Spannungsverlauf dargestellt. Der sichtbare, stufenartige Abfall oder Anstieg der Spannung entsteht durch den automatischen Stufensteller am HS/MS-Umspannwerk.

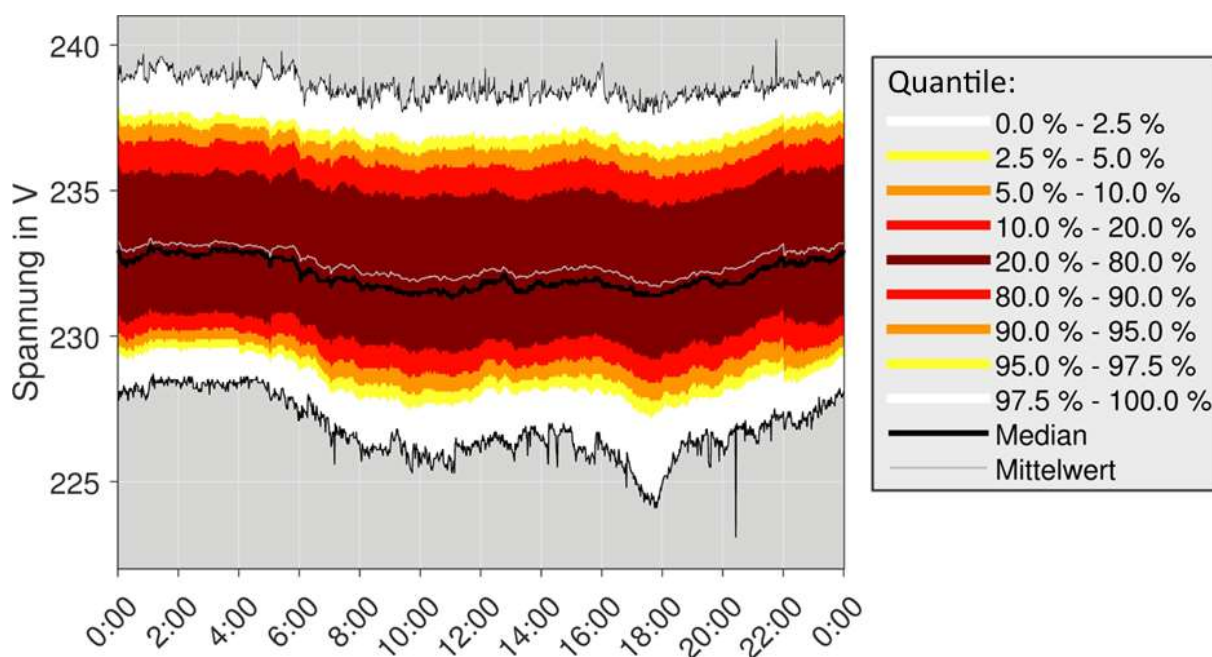
Die simulierte Slack Bus Spannung erhöht die Spannungsschwankungen im Niederspannungsnetz und dient zu einer realistischeren Simulation des betrachteten Netzgebietes. Die Spannungsschwankungen können durch zwei Simulations-Eingangsparameter verstärkt oder reduziert werden. Der Parameter Offset erhöht oder reduziert den Mittelwert aller Spannungen um den angegebenen Wert. Der Parameter Scaling skaliert die Schwankungen, so dass diese ausgeprägter oder gedämpft werden.



**Abbildung 3-7:** Ausschnitt aus dem Spannungsverlauf des Slack Bus

Die Modellierung der Slack Bus Spannung hat den Vorteil gegenüber einer statischen Spannung, dass Spannungsschwankungen aus der Mittelspannungsebene in der simulierten Niederspannungsebene abgebildet werden können. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit eine Spannungsbandverletzung erst bei Über- oder Unterschreitung des Spannungsband ( $U_n \pm 10\%$ ) angenommen. Es findet somit keine Einschränkung des erlaubten Spannungsbandes wie in Kapitel 2.4.2 beschrieben statt.

Zur weiteren Validierung dieser Vorgehensweise wurde die Spannung an 31 ONTs in GAP über eine Zeitdauer von insgesamt 2.119 Tagen gemessen. Die Spannung wurde unterspannungsseitig an den ONTs abgegriffen. Im gesamten Messzeitraum ist zu jedem Zeitpunkt ein Spannungsfall über die Stromleitungen von mindestens 6,6 % möglich gewesen (die geringste gemessene Spannung betrug 223,1 V bzw. 0,9662 p.u.). Für 95 % der Zeit war ein Spannungsfall von 9,0 % möglich. In **Abbildung 3-8** ist die Verteilung der aller gemessenen Spannungshöhen für einen mittleren Tagesverlauf dargestellt. Die Verteilung wird in Form von verschiedenen Quantilgrößen dargestellt.



**Abbildung 3-8:** Verteilung der gemessenen Spannungen an allen 31 ONTs in Abhängigkeit der Uhrzeit

Unter der Annahme, dass der Spannungsfall über einen ONT 3 % beträgt, dann war in allen 31 gemessenen Netzgebieten zu jedem Zeitpunkt ein Spannungsfall von mindestens 9,6 % möglich. Zu 95 % der Zeit war ein Spannungsfall im Netzgebiet von mindestens 12 % möglich.

In Kapitel A.II befinden sich weitere Darstellungen zu den gemessenen Spannungen.

#### 3.3.1.4 Stromleitungen

Das Format OpenDSS, in welchem die Netztopologien gespeichert werden, verwendet zur elektrischen Beschreibung der Stromleitungen die Methode der „Symmetrischen Komponenten“.

Für die unsymmetrische Lastflussberechnung werden je Leitung folgende Leitungsparameter benötigt:

- Kapazität im Mit- und Nullsystem
- Widerstand im Mit- und Nullsystem
- Impedanz im Mit- und Nullsystem
- Stromtragfähigkeit

Bei einer symmetrischen Bauweise der Stromleitungen entsprechen die Parameter des Gegensystems dem des Mitsystems. Aus diesem Grund sind keine gesonderten Werte für das Gegensystem notwendig. Eine detaillierte Beschreibung zur Modellierung von Stromleitungen nach der Methode der „Symmetrischen Komponenten“ befindet sich in /SPVG-01 11/.

Die aufbereiteten realen GAP-Netze und die synthetischen Referenz- und Extremnetze verwenden insgesamt 26 verschiedene Leitungstypen. Um die Parameter für diese Leitungen zu gewinnen wurden verschiedene Quellen zusammengeführt:

- Elektrische Kraftwerke und Netze (Oeding/Oswald) /SPVG-01 11/



- Bibliothek des Lastflussberechnungsprogramm DlgSILENT PowerFactory 14.1 /DPF-01 12/
- Bibliothek des Lastflussberechnungsprogramm Neplan /NEP-01 15/

Bei abweichenden Angaben zwischen den Quellen wurden die Angaben von Oeding/Oswald bevorzugt, da dies ein anerkanntes Fachbuch ist.

In der Bibliothek des Programms Neplan werden keine Kapazitätsbeläge angegeben. Diese fehlenden Informationen werden durch Interpolationen zwischen Leitungen desselben Typs, aber unterschiedlichem Querschnitt, abgeleitet.

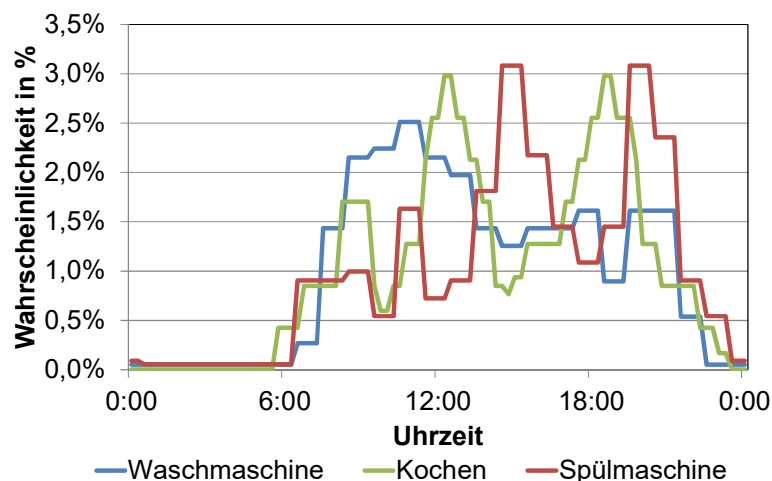
Die resultierenden Leitungsparameter sind im Anhang in Kapitel A.I angegeben.

### 3.3.2 Modellierung der Haushalte

Jeder Haushalt im Netzgebiet verfügt über einen individuellen, dreiphasigen Lastgang. Diese Lastgänge werden mit einem Haushaltslastgenerator erstellt. Dieser basiert auf der Diplomarbeit von Florian Samweber /FFE-22 12/ in welchem der HHLG einphasige Lastgänge in 15 Minuten Auflösung auf Basis des SLP H0 erstellt. Dieser wurde weiterentwickelt, so dass nun Phasen-asymmetrische Haushaltslastgänge in einminütiger Auflösung auf Basis von Standardlastprofilen oder Smart Meter Lastgängen erstellt werden können. Die Methodik dessen wird im Folgenden erklärt.

#### 3.3.2.1 Methodik

Im Haushaltslastgenerator sind für verschiedene Geräte bzw. Ereignisse Einschalt- bzw. Auftrittswahrscheinlichkeiten für Werktage, Samstage und Sonntage hinterlegt /UNIKA-01 05/. In **Abbildung 3-9** ist beispielhaft die Einschaltwahrscheinlichkeit für Waschmaschine und Spülmaschine sowie der Auftrittswahrscheinlichkeit des Ereignisses Kochen für jede Viertelstunde dargestellt, für den Fall, dass dieses Ereignis an diesem Tag stattfindet.



**Abbildung 3-9:** *Beispielhafte Einschaltwahrscheinlichkeiten*

Die Einschaltwahrscheinlichkeiten werden zu einem Vektor mit der gleichen Länge und vom selben Zeitraum wie das Eingangsprofil ausgedehnt. Die Vektoren der Einschaltwahrscheinlichkeit und dem Eingangsprofil werden miteinander multipliziert um individualisierte Einschaltwahrscheinlichkeiten zu erhalten. Die Integrale der Einschaltwahrscheinlichkeiten werden für alle Verbrauchsbereiche auf eins normiert.

Der Soll-Energieverbrauch des Haushaltes wird dem HHLG vorgegeben. Auf Basis von **Tabelle 3-2** wird der Energieverbrauch der verschiedenen Verbrauchsbereiche berechnet.

**Tabelle 3-2:** *Anteile der Verbrauchsbereiche im Haushalt /EANRW-02 11/*

Gerät	Prozentuale Anteil
Waschmaschine	5,5 %
Wäschetrockner	7,6 %
Geschirrspüler	5,9 %
Kochen	10,0 %
Kühlschrank	12,0 %
Gefrierschrank	5,3 %
Unterhaltung	13,3 %
Restbedarf	40,4 %

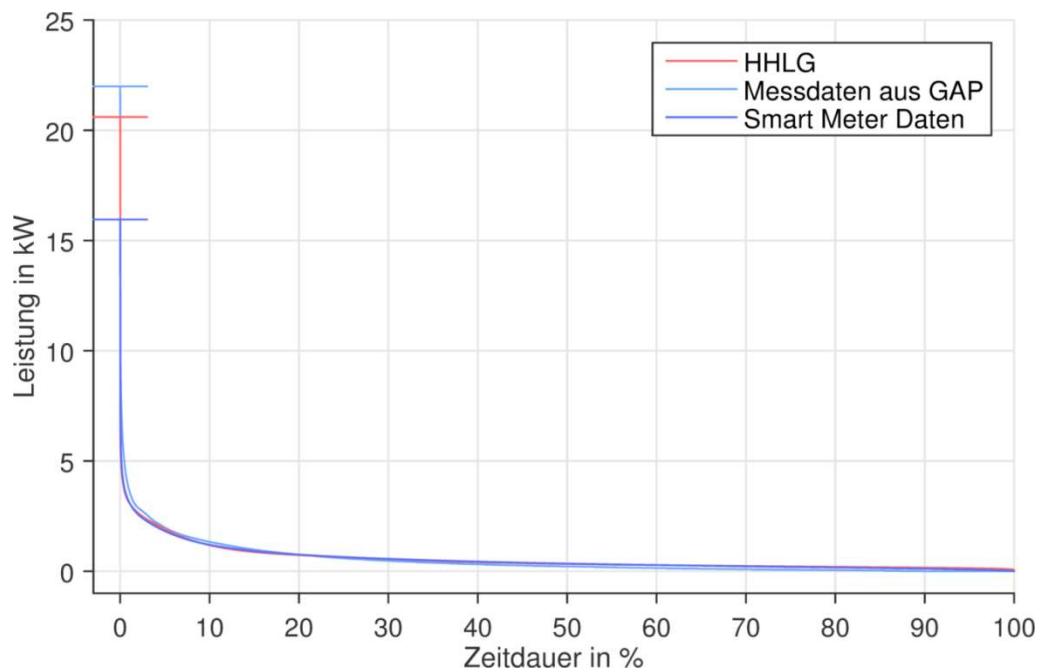
Mit dem Wissen wie viel Energie ein Gerät, z.B. Waschmaschine, pro Nutzung verbraucht, kann berechnet werden wie viele Nutzungen es pro Jahr gegeben hat. Die Anzahl an Nutzungen wird mit der normierten Einschaltwahrscheinlichkeit dieser Verbrauchsgruppe multipliziert. Zur Bestimmung der Einschaltzeitpunkte in der Simulation wird die Einschaltwahrscheinlichkeit mit einer gleichförmigen Zufallszahlenreihe, deren Fließkommazahlen zwischen 0 und 1 liegen, verglichen. Wenn die Einschaltwahrscheinlichkeit größer als die Zufallszahlenreihe ist, wird der Verbraucher an diesem Zeitpunkt eingeschalten. Diese Einschaltbedingung wird um weitere Nebenbedingungen, wie z.B. das Trocknen nach dem Waschen erfolgen muss, ergänzt. Da die Einschaltwahrscheinlichkeit vorher mit der Anzahl an Nutzungen skaliert wurde, wird das Gerät in etwa so häufig wie vorher berechnet aktiviert.

Für Waschmaschinen, Trockner und Spülmaschine liegen jeweils mehrere Messreihen (Wirk- und Blindleistung) in Minutenaufösung vor. Diese Messreihen werden nun an die Einschaltzeitpunkte kopiert. Jedes Gerät wird zufällig an einer Phase angeschlossen und behält diese Phase für die vollständige Simulation bei. Der Restlastgang, welcher nicht durch Einzelgeräte dargestellt ist, wird mit Hilfe von Zufallszahlen (1 bis 10) zufällig auf die drei Phasen verteilt.

### 3.3.2.2 Validierung der synthetischen Haushaltslastgänge

Reale, drei-phasige Haushaltslastgänge liegen nicht in ausreichender Anzahl und Zeitdauer vor, so dass diese nur zu Parametrierung und Validierung der synthetischen Haushaltslastgänge verwendet werden können und nicht zur eigentlichen Simulation.

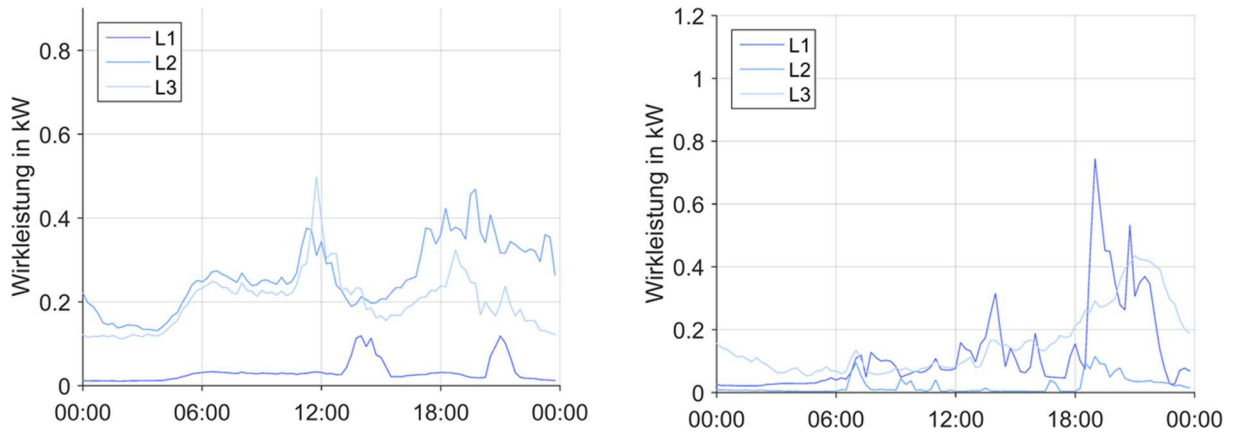
In **Abbildung 3-10** ist die Jahresdauerlinie von 200 zufällig ausgewählten synthetischen Haushaltslastgängen (rote Kurve) mit realen Daten verglichen. Die grüne Kurve stellt die Jahresdauerlinie von 200 realen Smart Meter Jahres-Lastgängen aus Haushalten dar. Die blaue Kurve besteht aus mehreren Stücken von 40 Smart Meter Lastgängen welche in GAP erhoben wurden. Erkennbar ist, dass keine der drei Jahresdauerlinien voneinander nennenswert abweicht.



**Abbildung 3-10:** *Dauerlinie der Lastgänge*

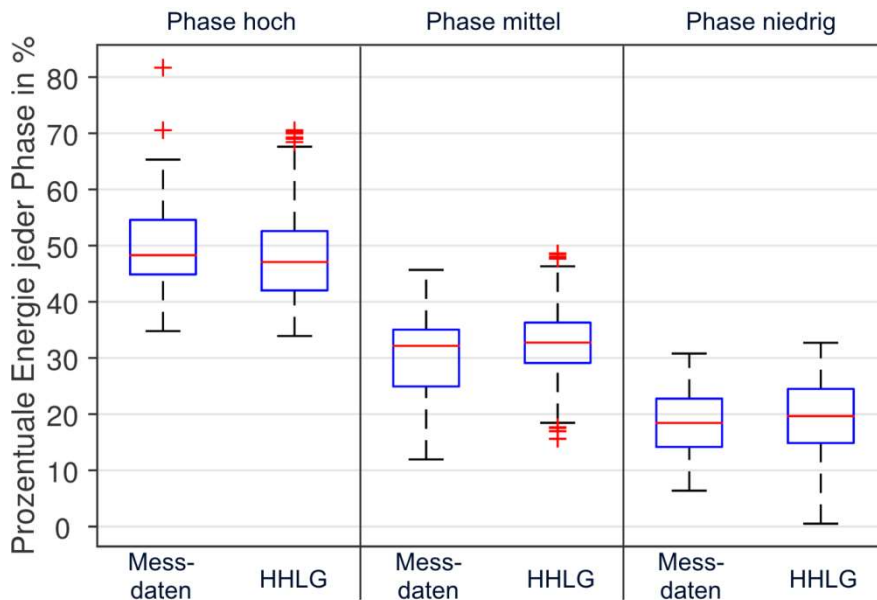
Da in der GridSim eine asymmetrische Simulation durchgeführt wird, muss die Phasen-Asymmetrie verglichen werden.

In **Abbildung 3-11** ist auf der linken Seite ein frei gewählter Tag eines synthetischen Haushaltslastgangs dargestellt. Auf der rechten Seite ist ein frei gewählter Tag eines realen Haushaltslastgangs dargestellt. Erkennbar ist, dass die Phasen-Asymmetrie bei beiden Lastgängen groß ist, der reale Lastgang jedoch noch etwas mehr Phasen-Asymmetrie hat. Bei diesem ist auf Phase L2 die Last nahezu Null und auf Phase L1 ist abends eine sehr große Lastspitze.



**Abbildung 3-11:** Links: Haushaltslastgang des HHLG, Rechts: Gemessener Haushaltslastgang

Zur genaueren Analyse der Phasen-Asymmetrie wurden 200 zufällig ausgewählte synthetische Haushaltslastgänge gewählt. Von jedem Lastgang wurde der Energieverbrauch der einzelnen Phase berechnet und absteigend sortiert. Dasselbe wurde für die 40 realen Smart-Meter Lastgänge aus GAP erstellt welche drei-phasig vorliegen. In **Abbildung 3-12** ist ein Box-Whisker-Plot der sortierten, relativen Energieverbräuche dargestellt. Im linken Drittel der Abbildung ist die energetisch am stärksten belastete Phase dargestellt. Im rechten Drittel ist die energetisch am schwächsten belastete Phase dargestellt. Die drei Box-Whisker Paare stellen den Vergleich der synthetischen zu den gemessenen Lastgängen dar. Die roten Linien im blauen Kasten stellen den jeweiligen Median dar. Gut erkennbar ist, dass die Quantile und Mediane nur geringe Unterschiede aufweisen.



**Abbildung 3-12:** Vergleich der Phasen-Asymmetrie des Energieverbrauchs

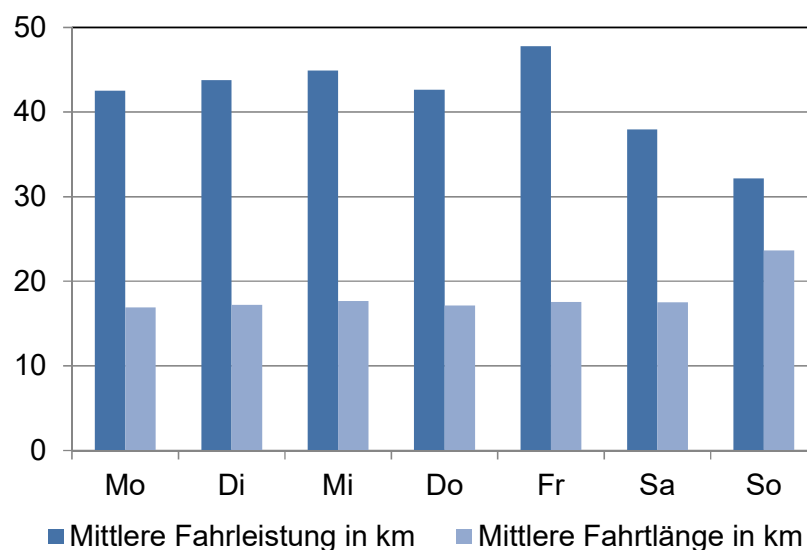
### 3.3.3 Modellierung der Elektrofahrzeuge

Ziel der Modellierung der Elektrofahrzeuge ist es, das die simulierten Elektrofahrzeuge ein möglichst realistisches Fahrverhalten und Energiebedarf aufweisen.

Die Elektrofahrzeuge wurden basierend auf GPS-Fahrprofilen aus konventionell betriebenen Fahrzeugen modelliert. Es stehen 130 GPS-Fahrprofile zur Verfügung. Gefiltert nach Kriterien wie Privatfahrzeug, Aufzeichnungsdauer, Fahrstrecken & -zeiten sowie Parkstandorte wurden 40 GPS-Fahrprofile für die Verwendung in GridSim ausgewählt. Ein GPS-Fahrprofil besteht im Wesentlichen aus den sekundlichen Werten Zeitstempel, GPS-Koordinaten, Geschwindigkeit und Höhe. Aufgezeichnet werden diese mit einem GPS-Logger, der im Fahrzeug installiert wird und mittels Zigarettenanzünder mit Strom versorgt wird. Die Fahrprofile wurden im Rahmen des FfE-Projekts „eFlott“ /FFE-22 11/ erhoben.

Die 40 gewählten Fahrprofile haben eine mittlere Aufzeichnungsdauer von 103 Tagen, von diesen wurde im Mittel an 82 Tagen das Fahrzeug benutzt. Hochgerechnet fahren die Probanden ca. 15.300 km pro Jahr und die mittlere Tagesfahrleistung betrug knapp 42 km/Tag.

In **Abbildung 3-13** ist die mittlere Fahrleistung und die mittlere Fahrtlänge der ausgewählten Fahrprofile für jeden Wochentag dargestellt. Der einzige Tag der etwas stärker abweicht ist der Sonntag, hier tätigten die Probanden im Mittel 1,36 Fahrten wohingegen Werktags durchgehend 2,5 bis 2,7 Fahrten pro Tag stattgefunden haben. Die mittlere Sonntagsfahrt ist 37 % länger als die mittlere Fahrt an Werktagen.



**Abbildung 3-13:** *Mittlere tägliche Fahrleistung und mittlere Fahrtlänge der gewählten Fahrprofile*

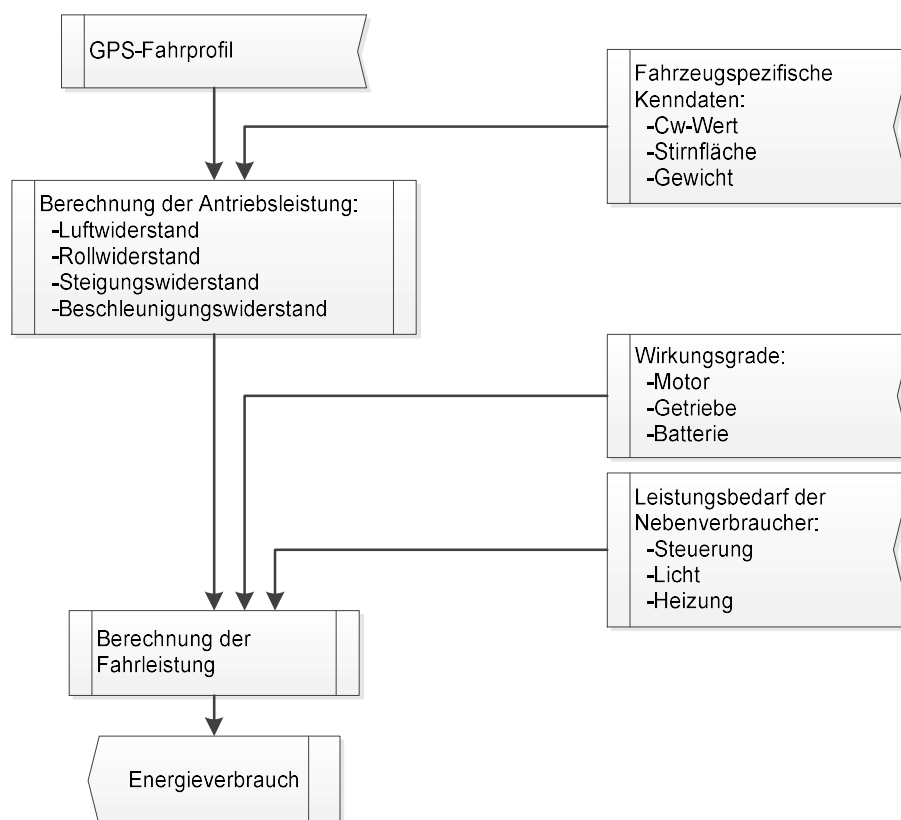
In Verbindung mit einem Fahrzeugmodell kann die erforderliche Antriebsleistung für die Fahrprofile berechnet werden.

Die Antriebsleistung besteht aus der Multiplikation der Geschwindigkeit mit der Summe der Kräfte Luftwiderstand, Steigungswiderstand, Rollwiderstand und Beschleunigungswiderstand. Dieser ergibt in Verbindung mit Wirkungsgraden (Getriebe, Elektromotor und

Batterieentladung) und Nebenverbrauchern (Bordelektronik, Licht, Heizung, etc.) die notwendige Fahrleistung wieder. Das Integral über die Fahrleistung stellt die notwendige Energie für diese Fahrt da. /FFE-22 11/ Die Berechnung wurde anhand von realen Fahrten eines Mini-E validiert.

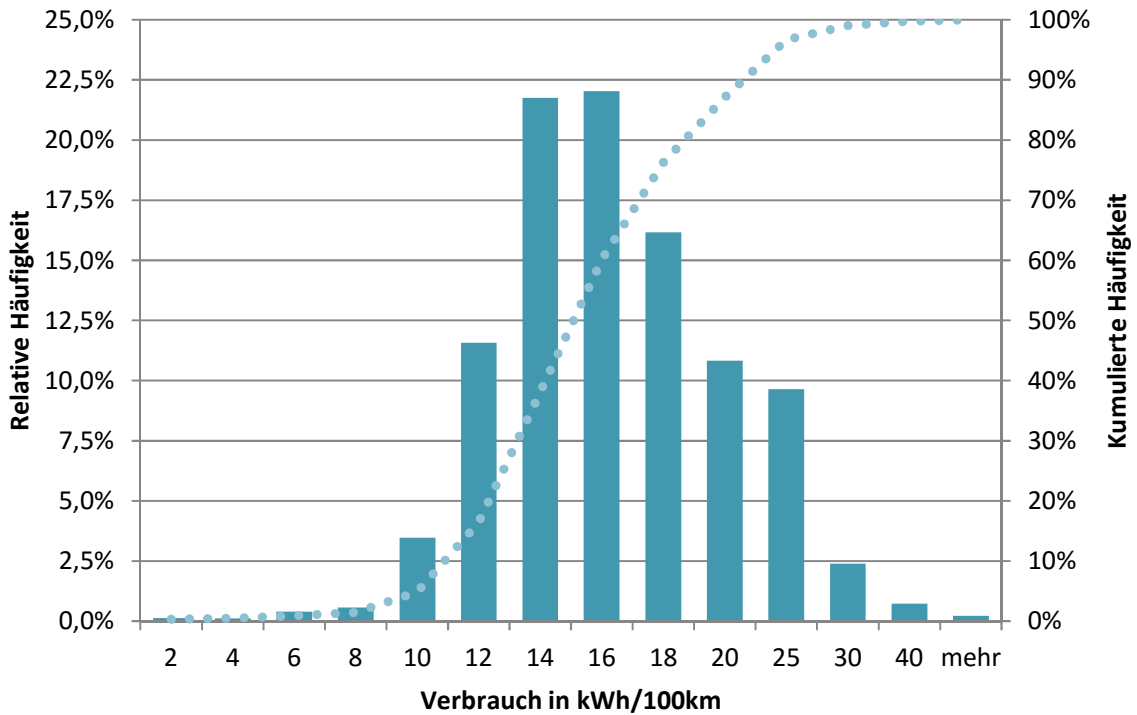
Die zur Berechnung des Energieverbrauchs notwendigen Fahrzeugkenndaten, wie z.B.  $C_w$ -Wert, Stirnfläche und Gewicht, werden vom konventionellen Fahrzeug, das bei der Aufzeichnung des GPS-Fahrprofils gefahren wurde, übernommen. Es gilt die Annahme, dass die Person in Zukunft ein vergleichbares Fahrzeug fahren wird.

In **Abbildung 3-14** ist die Methodik zur Bestimmung des Energieverbrauchs basierend auf Fahrprofilen dargestellt.



**Abbildung 3-14:** *Fahrleistungsmodell*

In **Abbildung 3-15** ist die Verteilung der Verbräuche über die simulierten Fahrten dargestellt. Es handelt sich dabei um die Verbräuche ohne Heiz- und Kühlbedarf. Bei 90 % der Fahrten war der spezifische Verbrauch kleiner als 25 kWh/100km. Meist liegt der Verbrauch bei etwa 14 – 18 kWh/100km.



**Abbildung 3-15:** *Verteilung der modellierten spezifischen Verbräuche*

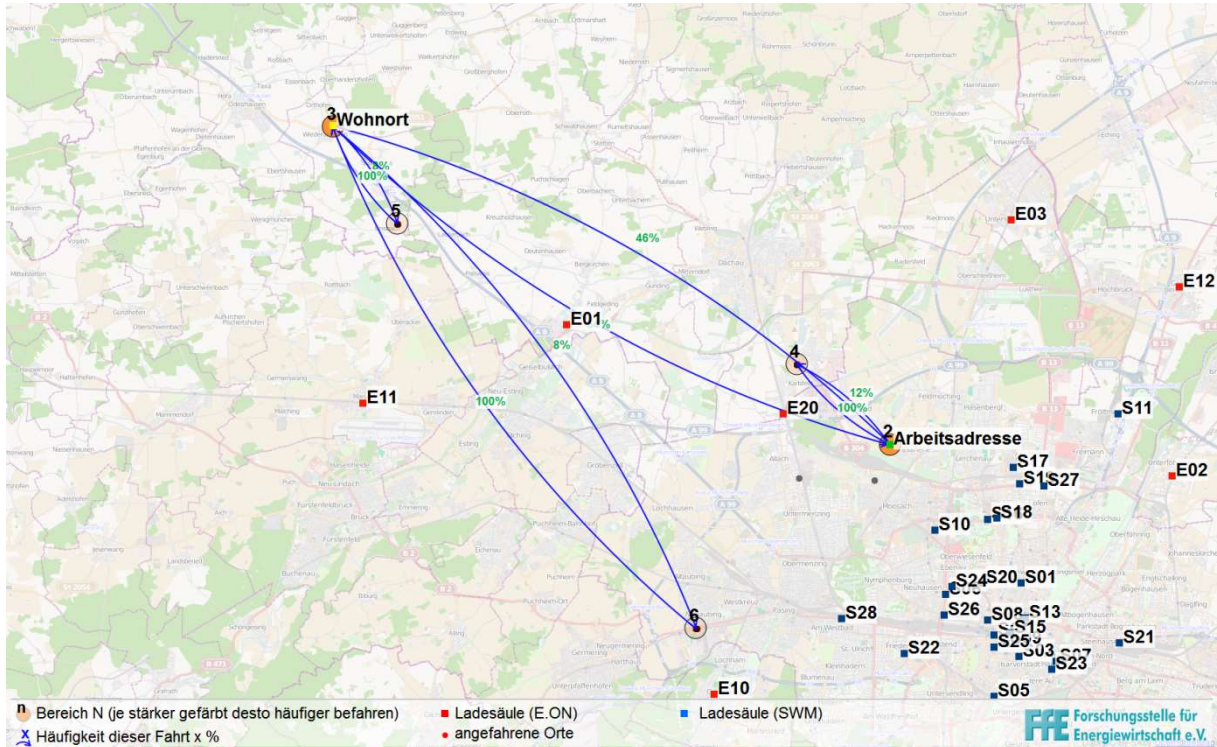
Basierend auf dem Zeitstempel, den GPS-Koordinaten der Start- und Endpunkte sowie dem Energieverbrauch jeder Fahrt wird ein Fahrtenbuch für jedes Fahrprofil erstellt. Dieses Fahrtenbuch enthält alle Informationen welche für die Simulation notwendig sind. Vor allem: Zeitstempel Abfahrt & Ankunft, Energieverbrauch und Start- & Endbereich der Fahrt.

Zum Verständnis ist in **Tabelle 3-3** ein ausgewählter Ausschnitt aus einem Fahrtenbuch dargestellt.

**Tabelle 3-3:** *Ausschnitt eines Fahrtenbuchs*

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Datum des Fahrtenstarts	Uhrzeit des Fahrtenstarts	Datum des Fahrtenendes	Uhrzeit des Fahrtenendes	Zurückgelegte Strecke während der Fahrt in km	Fahrzeit in Minuten	Verbrauch in kWh	Startbereich der Fahrt	Endbereich der Fahrt	Länge der Pause vor der Fahrt in Minuten
10.10.2010	10:05:45	10.10.2010	10:57:43	21,1	31	3,1	1	3	36,2
10.10.2010	14:43:08	10.10.2010	14:55:56	11,9	12,6	1,4	3	1	3,8
10.10.2010	19:52:34	10.10.2010	20:41:16	52,2	47	7,9	1	1	4,9
11.10.2010	10:19:48	11.10.2010	10:53:50	47,3	32,6	8	1	2	13,6
11.10.2010	13:15:58	11.10.2010	13:25:02	2,4	5,2	0,4	2	2	2,4
11.10.2010	18:01:22	11.10.2010	18:41:26	47,9	38,5	8,5	2	1	4,6
12.10.2010	07:27:10	12.10.2010	08:22:32	47,3	50,8	7,3	1	2	12,8
12.10.2010	08:52:55	12.10.2010	09:04:33	4,5	6,5	0,7	2	0	0,5

Der Start- & Endbereich der Einzelfahrten wurde basierend auf einer Standortanalyse der GPS-Koordinaten der Start- und Endpunkte jeder Fahrt bestimmt. Die Standortanalyse bündelt nah beieinander liegende Koordinaten in nummerierten Bereichen und gibt diese im Fahrtenbuch an. Durch Adressen ist es möglich den Bereichen auch einen Zweck z.B. „Zuhause“ (Wohnort) oder „Arbeit“ (Arbeitsadresse) zuzuweisen. In **Abbildung 3-16** ist eine Visualisierung der Bereiche eines Fahrprofils dargestellt.

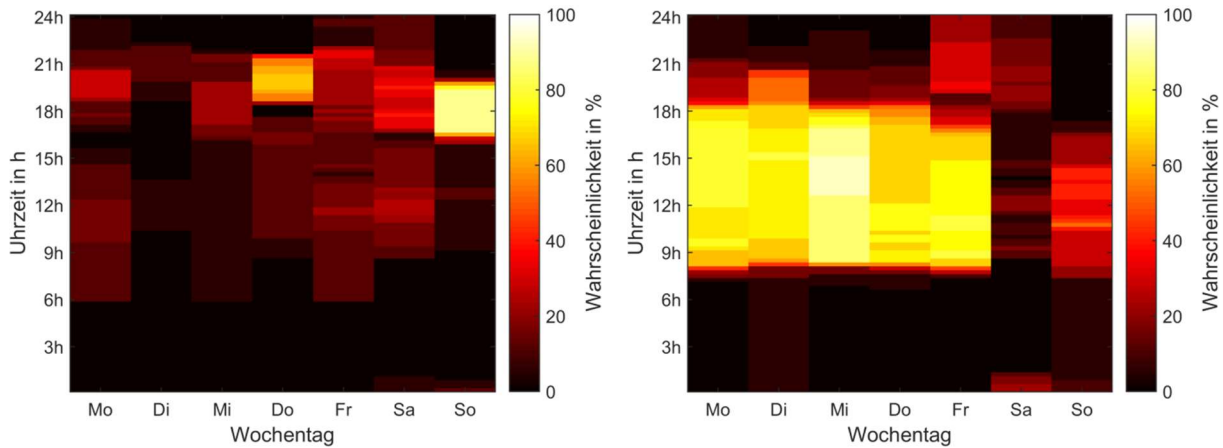


**Abbildung 3-16:** Visualisierung der (Park-)Bereiche eines Fahrprofils /FFE-22 11/

Zur Vereinfachung gilt im Rahmen der GridSim die Annahme, dass der Fahrer nur zuhause lädt. D.h. sämtliche Energie kann nur im „Zuhause“-Bereich wieder aufgeladen werden. Standorte in anderen Bereichen haben somit keinen Einfluss auf den Energiebedarf im „Zuhause“-Bereich.

In **Abbildung 3-17** ist für zwei ausgewählte Fahrprofile dargestellt, wie hoch die Wahrscheinlichkeit ist, dass die Fahrzeuge nicht im „Zuhause“-Bereich sind. In der rechten Grafik ist gut erkennbar, dass die Person regelmäßig mit ihrem Fahrzeug zur Arbeit pendelt und sonntags noch einen anderen regelmäßigen Termin hat. Der Fahrer aus der linken Grafik pendelt vermutlich nicht mit dem PKW zur Arbeit. Hat aber regelmäßige Termine am Donnerstag- und Sonntagabend. Im Anhang befinden sich in Kapitel A.III für alle verwendeten Fahrprofile die Darstellungen der jeweiligen Wahrscheinlichkeiten, dass das Fahrzeug nicht im „Zuhause“-Bereich steht.





**Abbildung 3-17:** *Wahrscheinlichkeiten von PKWs, das sie nicht im „Zuhause“-Bereich sind*

In der GridSim sind die Ladeleistungen für die Fahrzeuge frei wählbar, jedoch begrenzt auf zwei unterschiedliche je Simulation. Z.B. kann definiert werden, dass 20 % der Fahrer dreiphasig mit 14 kW laden und der Rest einphasig mit 3,5 kW. Zudem muss ein Ladewirkungsgrad definiert werden. Auf welche Phasen das EFZ angeschlossen werden entscheidet der Zufall, es sei der Parameter „Setze den Anschluss des EFZ auf die Phasen der PV-Anlage – wenn verfügbar“ ist gesetzt. Im Rahmen dieser Arbeit ist dieser Parameter nicht gesetzt, da es zurzeit keine Pflicht für den Anschluss des EFZ auf die einspeisenden Phasen der PV-Anlage gibt.

Die Batteriekapazität ist frei einstellbar mit maximal drei unterschiedlichen Kapazitäten und Häufigkeiten. Es kann beispielsweise festgelegt werden, dass 30 % der Fahrzeuge über eine Batteriekapazität von 50 kWh verfügen, 50 % über 35 kWh und 20 % über 20 kWh. Dazu muss der nutzbare SOC-Swing definiert werden sowie der SOC zu Beginn der Simulation. Letzteres ist nur bei Simulation relevant bei denen wenige Tage simuliert werden. Da für die Ergebnisse dieser Arbeit nur Jahressimulationen betrachtet werden, hat dies keinen merkbaren Einfluss auf die Ergebnisse. Es wird angenommen, dass zu Jahresbeginn die Batterien der Elektrofahrzeuge aufgeladen sind. Bei dieser Vorgehensweise ist die gespeicherte Energie in den EFZ beim Jahresende im Vergleich zum Jahresbeginn etwa 3,7 kWh pro EFZ geringer. Bezogen auf die je EFZ verbrauchte Energie entspricht dies 0,15 % und wird somit, aufgrund der Geringfügigkeit, im Rahmen dieser Arbeit vernachlässigt.

Für die Elektrofahrzeuge stehen mehrere Ladesteuerungen zur Verfügung, welche in Kapitel 4 detailliert vorgestellt werden. Es wird zwischen Wirk- und Blindleistungsregelungen unterschieden. Wirkleistungsregelungen dienen i.d.R. dazu die Kosten der Strombeschaffung zu senken. Z.B. durch Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs oder durch Laden im Niedertarif. Blindleistungsregelungen werden eingesetzt um die Spannung zu stützen.

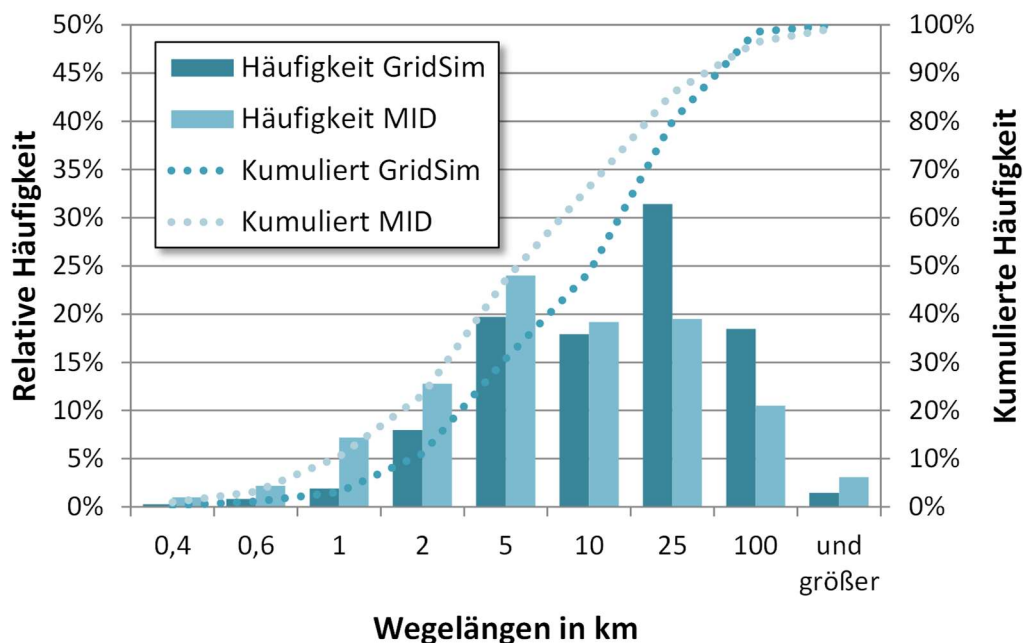
Da es sich um eine realistische, zeitkontinuierliche Simulation handelt, kann es vorkommen, dass aufgrund der gewählten Fahrzeugparameter oder Ladesteuerungen die Elektrofahrzeuge nicht ausreichend Energie bei sich führen um Fahrten oder Teile von Fahrten abzudecken. Aus diesem Grund sind alle simulierten Elektrofahrzeuge mit einem Range Extender ausgestattet welcher es gestattet alle Fahrten zu tätigen. Dadurch entsteht ein Benzinverbrauch, welcher ebenfalls bilanziert wird und mit in die Auswertung einfließt.

Daneben werden Parameter, wie z.B. rein-elektrische Fahrprofilabdeckung berechnet, die mit in die Bewertung der Ladesteuerung fließen. Beispielsweise ist es möglich den PV-Anteil an der Fahrenergie des Elektrofahrzeuges zu erhöhen durch vermehrtes Laden von PV-Strom oder Reduzierung des Bezugs von eingekauftem Strom.

Bei der Berechnung des Benzinverbrauchs wird ein Range Extender Motor mit einem Nutzungsgrad von 30 % angenommen. Dies entspricht in etwa einem Range Extender auf Basis eines Freikolbenmotors mit einer Systemleistung von 20 kW. Dieser verfügt nach /MFW-01 12/ über einen Systemwirkungsgrad von 31 bis 33 % bei 25 bis 100 % Last.

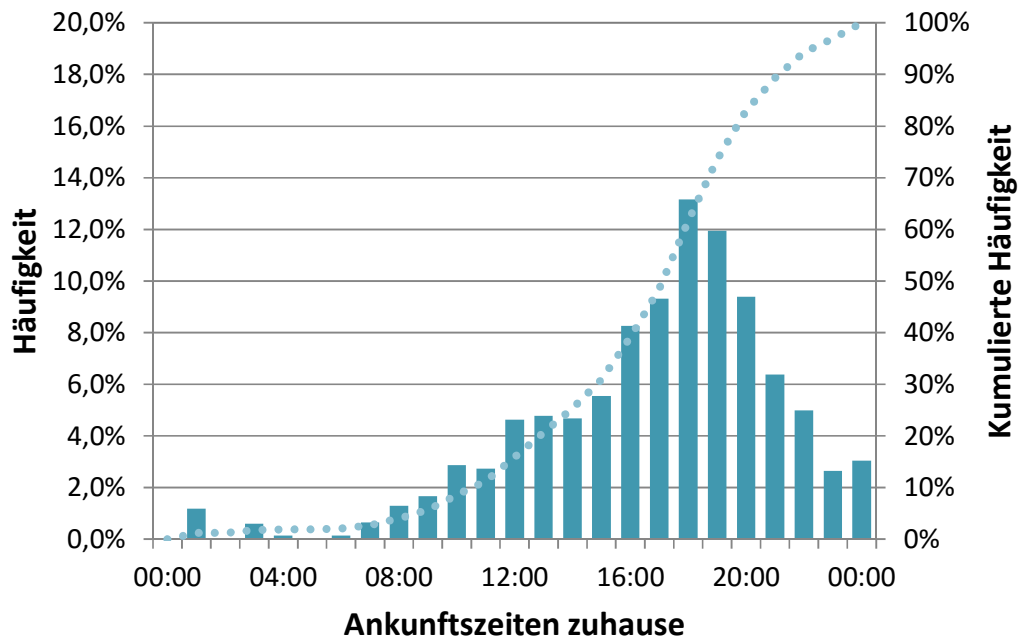
Für eine Simulation wird die Anzahl an Elektrofahrzeugen im Netzgebiet durch den „Anteil an Haushalten mit Elektrofahrzeugen“ festgelegt. Jeder Haushalt kann über maximal ein Elektrofahrzeug verfügen. Daneben kann noch definiert werden, wie viele Elektrofahrzeuge parallel zu einer PV-Anlage verteilt werden sollen – sofern ausreichend PV-Anlagen verfügbar sind.

Im Folgenden sind statistische Auswertungen des Fahr- und Ladeverhaltens der modellierten EFZ-Flotte dargestellt. In **Abbildung 3-18** ist die Verteilung der Wegelängen in der Simulation im Vergleich zur bundesweiten Mobilitätsbefragung „Mobilität in Deutschland“ (MID) aus 2008 /INFAS-01 10/ zu sehen. Die modellierten Fahrten weisen eine ähnliche Charakteristik auf, die Wege der erhobenen Fahrprofile sind jedoch tendenziell länger als im deutschen Durchschnitt. Die kumulierte Häufigkeit zeigt, dass in der Befragung als auch in der Simulation etwa 90 % der Fahrten unter 25 km lang sind.



**Abbildung 3-18:** Verteilung der Wegelängen

Die folgende Grafik zeigt das Histogramm über die Ankunftszeiten am Heimladeort. Die Verteilung der Ankunftszeiten korreliert mit dem Ladelastgang der EFZ, da die Fahrzeuge bei Bedarf direkt nach dem Ankommen am Ladeort geladen werden. Die höchste Gleichzeitigkeit ist gegen 18:00 Uhr erkennbar.

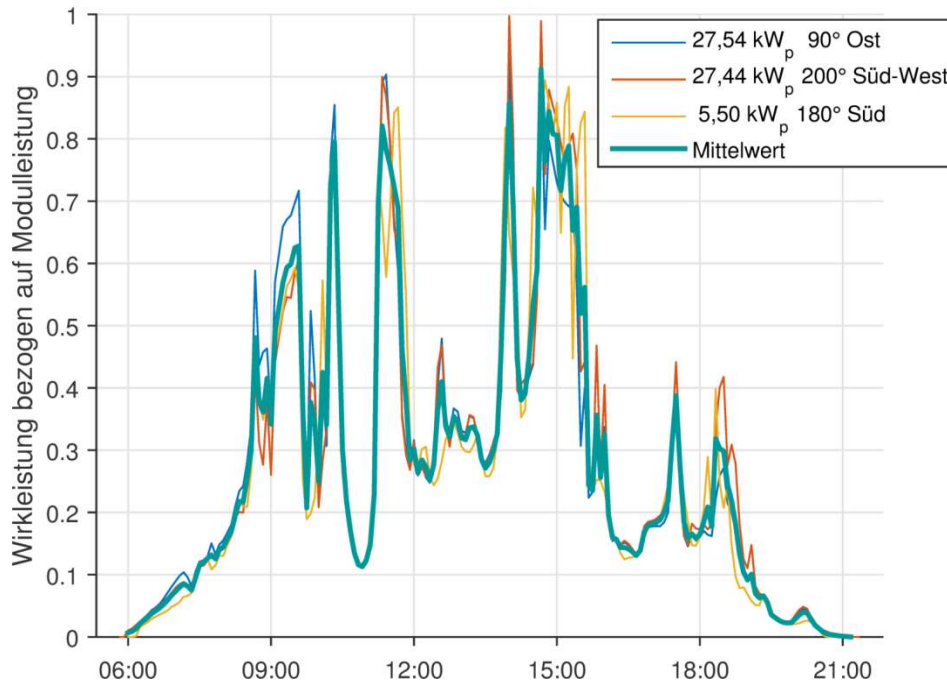


**Abbildung 3-19:** Verteilung der Ankunftszeiten

### 3.3.4 Modellierung der Photovoltaik-Anlagen

Alle simulierten PV-Anlagen werden durch reale PV-Erzeugungsgänge abgebildet. Diese wurden durch zeitgleiche Ganzjahresmessungen von acht PV-Anlagen aus Garmisch-Partenkirchen erhoben.

In **Abbildung 3-20** ist der gemittelte und normierte PV-Erzeugungsgang aller acht Anlagen für einen Tag dargestellt. Zum Vergleich wurden noch der Einzellastgang von drei zufällig ausgewählten PV-Anlagen dem Diagramm hinzugefügt. Erkennbar ist, dass die Abweichungen im Erzeugungsgang aller dargestellten Anlagen und der Mittelwert aller Anlagen zueinander gering ausfallen. Dies liegt an der räumlichen Nähe der Anlagen, welche maximal 800 m Luftlinie voneinander entfernt sind.



**Abbildung 3-20:** Beispielhafter Auszug aus den PV-Erzeugungsgängen

Die Originaldaten liegen in fünf Minuten Auflösung vor und werden bis zu einer Auflösung von einer Minute linear interpoliert. Auflösungen unter einer Minute werden mittels eines Fourier-Transformations-Verfahrens interpoliert um auf realitätsnähere Schwankungen im Erzeugungsgang zu kommen.

Die relative Häufigkeit der Ausrichtung der PV-Anlagen im Netzgebiet kann für die Kategorien (Ost, Süd, West) frei gewählt werden. Z.B. 25 % West-, 40 % Süd- und 35 % Ost-Ausrichtung.

In der GridSim kann weder die absolute Anzahl noch die relative Häufigkeit an PV-Anlagen in einem Wohngebiet direkt gesteuert werden. Stattdessen muss definiert werden wie hoch die PV-Eigendeckung des Wohngebietes sein soll und Eckdaten zu den PV-Anlagen: Mittelwert und Unter-/Obergrenzen für die Anlagengröße. Dies gewährleistet die Vergleichbarkeit von Simulation zu unterschiedlichen Wohngebieten mit gleichen Parametersätzen. Falls die gewählte PV-Eigendeckung des Wohngebietes nicht mit der gewählten mittleren Anlagegröße vereinbar ist, wird die mittlere Anlagengröße in Schrittgrößen von ein kW<sub>p</sub> erhöht.

Für reale Netze besteht zudem die Möglichkeit die realen PV-Anlagen aus diesem Wohngebiet zu aktivieren und diese ggf. um weitere Anlagen zu ergänzen.

Die Entscheidung ob der PV-Anschluss ein, zwei oder drei-phasig erfolgt, wird basierend auf der Leistung getätigt (s. Kapitel 2.1.1).

Die simulierten PV-Anlagen können über mehrere Regelungen zur statischen Netzstützung verfügen. Neben den bekannten Verfahren von Peak-Shaving oder wirkleistungsabhängiger Blindleistungsregelung kann auch eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung aktiviert werden.

### 3.3.5 Modellierung der stationären Batteriespeicher

Die Modellierung der stationären Batteriespeicher (Hausspeichersystem) benötigt keine Eingangsdaten. Definiert werden müssen die installierte Kapazität, der nutzbare SOC-Swing, Lade- und Entladeleistung, Lade- und Entladewirkungsgrad, Phasenanzahl, sowie die Parameter der Lade- und Entladesteuerung und der Blindleistungsregelung. Es sind dieselben Ladesteuerungen wie für die Elektrofahrzeuge möglich.

Die Anzahl an Hausspeichersystemen im Wohngebiet wird mittels Häufigkeiten für die verschiedenen Haushaltskategorien festgelegt:

- Haushalt mit PV-Anlage
- Haushalt mit PV-Anlage und Elektrofahrzeug

Die wichtigsten Parameter die dazu eingestellt werden müssen sind die Batteriekapazität, der nutzbare SOC-Swing, Lade- und Entladeleistung, sowie Lade- und Entladewirkungsgrad.

Neben Blindleistungsregelungen kann ein Hausspeichersystem am Peak-Shaving beteiligt werden.

Im Simulationsmodell wird standardmäßig das Hausspeichersystem an denselben Phasen wie die PV-Anlage angeschlossen.

## 3.4 Umsetzung der Zufallsverteilungen

Da die Verteilungen der Komponenten und ihrer Last-/Erzeugungsprofile auf die Hausanschlüsse sowie die Verteilungen der Regelungen auf die Komponenten zufällig verlaufen, unterscheidet sich jede Simulation von der vorherigen. Aus diesem Grund wird jedes Szenario mehrfach mit unterschiedlichen Zufallsverteilungen simuliert.

In den Einstellungen der GridSim wird nicht festgelegt wie viele, sondern welche Verteilungen berechnet werden sollen. Dies wird mittels alphanumerischen Schlüsseln festgelegt. Diese Schlüssel dienen als „Ursprung“ (engl. Seed) für den Algorithmus des Zufallsgenerators. Bei Verwendung desselben Schlüssels erzeugt der Zufallsgenerator dieselben Zufallsverteilungen.

Wenn beispielsweise fünf Simulationen gewünscht sind, könnte der Zufallsschlüssel wie folgt aussehen:

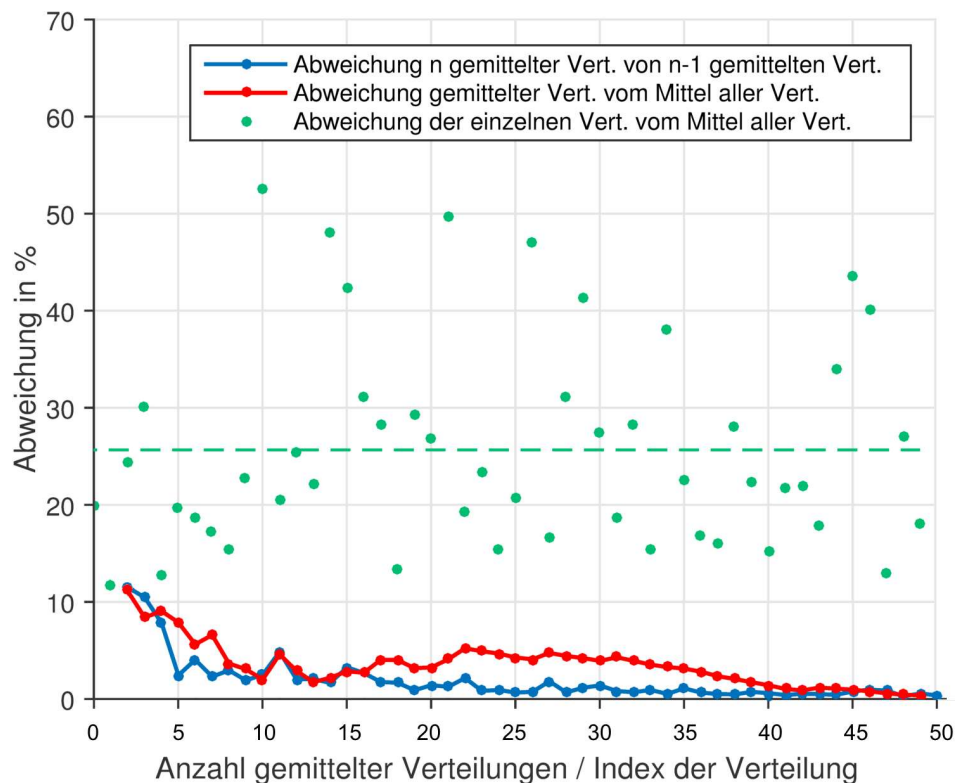
$$\text{Zufallsschlüssel} = \{ '123'; 'Tom'; '8'; 'Paul'; 'Berlin' \}$$

Immer wenn diese Zufallsschlüssel gewählt werden, werden dieselben Haushalte, Elektrofahrzeuge etc. am selben Hausanschluss mit denselben Regelungen angeschlossen. Wenn nun einzelne Parameter variiert werden, ermöglicht dies z.B. die Betrachtung der Veränderungen, die die unterschiedlichen Parametersätze auf das Wohngebiet verursachen.

Die eigentliche Zufallsverteilung ist somit nicht steuerbar, aber jede Zufallsverteilung lässt sich reproduzieren und für verschiedene Szenarien anwenden.

In folgender **Abbildung 3-21** ist für ein Szenario exemplarisch dargestellt wie sich der Mittelwert der Ergebnisse mit jeder weiteren Zufallsverteilung ändert. Im dargestellten Fall wurden 50 verschiedene Zufallsverteilungen simuliert. Als Referenzergebnis ist das Spannungshistogramm gewählt. Die grünen Punkte stellen die Abweichung der Mittelwerte

der Spannungshistogramme der einzelnen Zufallsverteilung zum Mittelwert aller Verteilungen dar. In diesem Szenario beträgt diese Abweichung im Mittel ca. 26 %. Die blaue Kurve stellt den Einfluss der neuen Berechnung auf den bisherigen Mittelwert aller Berechnungen dar, dieser liegt in diesem Fall ab der fünften Berechnung unter fünf Prozent. Dies bedeutet, dass jede weitere Berechnung das bisherige, gemittelte Ergebnis um maximal fünf Prozent verändert. Dies ist beispielsweise für die Mittelwertbildung über mehrere Verteilungen wichtig, da es aussagt wie stark sich diese Ergebniswerte noch mit weiteren Berechnungen ändern können.



**Abbildung 3-21:** Einfluss der Verteilungen auf das Spannungshistogramm

### 3.5 Implementierung des Simulationsmodells

Die GridSim ist im Wesentlichen innerhalb von zwei Blöcken implementiert. Beide Blöcke wurden in Mathworks MATLAB erstellt. Lediglich zur Berechnung des Lastflusses wird mittels der COM-Schnittstelle das Programm OpenDSS angesteuert. OpenDSS wurde vom gemeinnützigen „Electric Power Research Institute“ (EPRI) aus Kalifornien entwickelt und ist kostenfrei verwendbar. Der Ablauf der Berechnung ist in **Abbildung 3-22** dargestellt und wird im Folgenden erklärt.

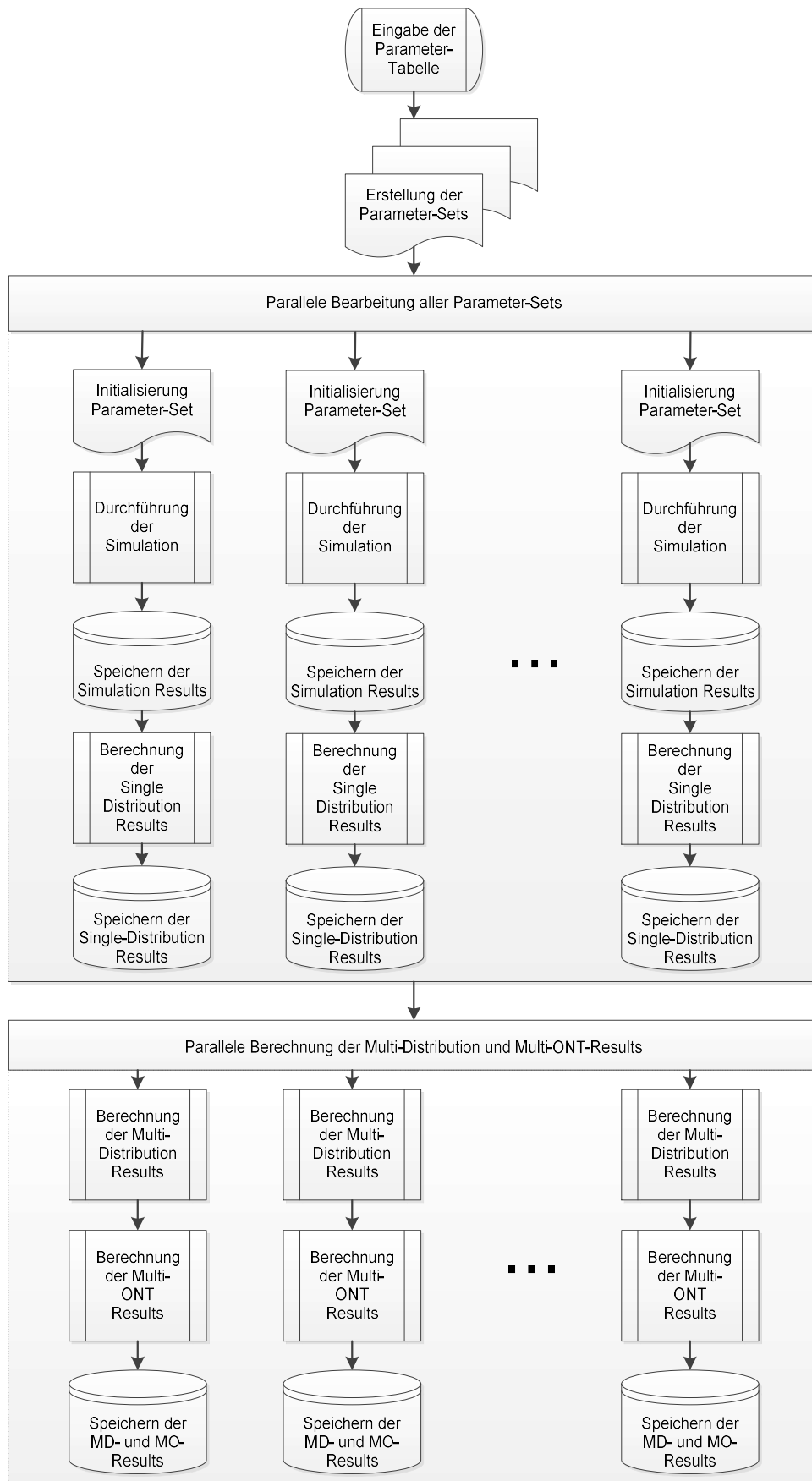


Abbildung 3-22: Implementierung GridSim

Der erste Block („Parallele Bearbeitung aller Parameter-Sets“) führt die eigentliche Simulation und Berechnung durch. Das Ergebnis dieses Blocks sind die sogenannten SimResults (Simulation Results) sowie die Single-Distribution-Ergebnisse (SD-Results). Die SimResults stellen die Rohergebnisse jeder Simulation dar. Die Rohergebnisse beinhalten die Ergebnisse der Lastflussberechnung sowie die Zustände aller Komponenten für jeden Zeitschritt. Die SD-Results sind automatisierte Auswertungen auf Basis der SimResults.

Der zweite Block führt die weitere Auswertung der SD-Results durch. Das Ergebnis sind Multi-Distribution-Ergebnisse (MD-Results) und die Multi-ONT-Ergebnisse (MO-Results). Auf die Auswertungsmethodik und die verschiedenen Stufen der Auswertung wird im Unterkapitel 3.6 näher eingegangen.

Vor diesen beiden Blöcken werden die Simulationsparameter geladen. Der Benutzer der GridSim trägt in einer Excel-Tabelle alle Parameter des betrachteten Szenarios ein. Diese Excel-Tabelle wird Parameter-Tabelle genannt.

In einer Parameter-Tabelle werden die 270 Parameter jedes Szenarios definiert. In **Abbildung 3-23** ist der Aufbau einer Parameter-Tabelle dargestellt. Ab der vierten Spalte stellt jede Spalte ein Szenario dar. Wenn ein Feld leer gelassen wird, wird der Standardwert genommen. Aus Platzgründen wird auf eine Aufstellung aller Parameter an dieser Stelle verzichtet.

The image shows a screenshot of an Excel spreadsheet representing a parameter table. The table has several columns. The first column contains parameter names, and the second column contains standard values. The remaining columns represent different scenarios. Red arrows point from labels to these columns: 'Name des Parameters' points to the first column, 'Standardwerte' points to the second column, and 'Parameter der Szenarien' points to the rest of the table. The table contains many rows of data, with some cells containing numerical values and others being empty. There are also some red dots in the middle of the table, possibly indicating a continuation of data.

**Abbildung 3-23:** Aufbau der Parameter-Tabelle

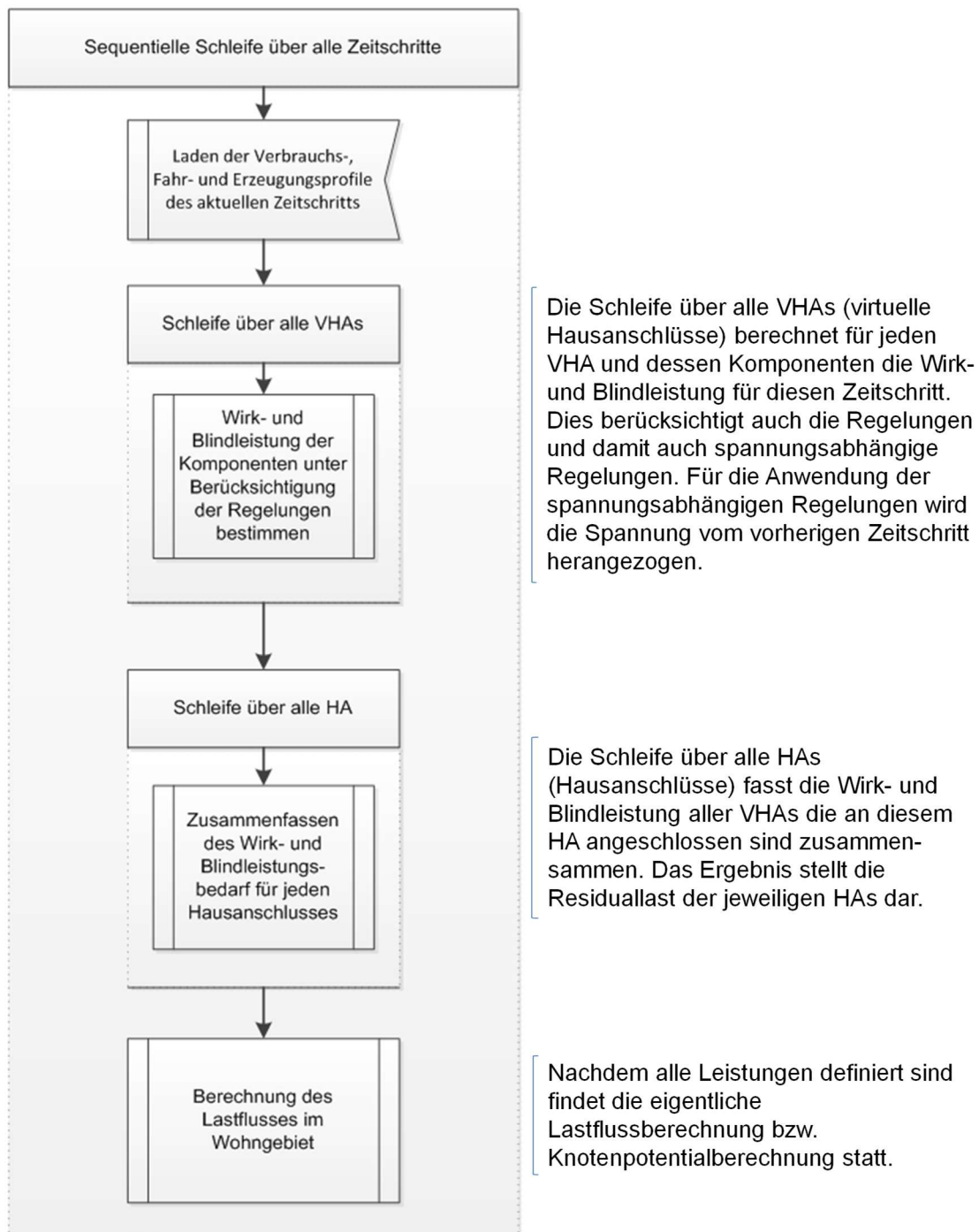


Nachdem die Parameter-Tabelle eingelesen wurde, werden die Parameter-Sets erstellt. Für jede Simulation wird ein eigenes Parameter-Set erstellt. In einem Parameter-Set werden alle Parameter die für eine einzelne Simulation notwendig sind sowie verschiedene Kontrollcodes um die Datenintegrität sicherzustellen gespeichert. Nachdem alle Parameter-Sets erstellt wurden beginnt die eigentliche Simulation.

Da die Berechnungen der GridSim sehr umfangreich sind, ist der Berechnungsprozess parallelisiert. Dies ermöglicht die zeitgleiche Berechnung mehrerer Parameter-Sets. Eine Jahres-Simulation eines Wohngebietes mit ca. 350 Haushalten in ein-minütiger Auflösung dauert ca. 20 Stunden und benötigt ca. 18 GB Arbeitsspeicher. Bei fünf-minütiger Auflösung sinkt der Arbeitsspeicherbedarf auf ca. 4 GB. Für umfangreiche Auswertungen steht an der Forschungsstelle für Energiewirtschaft ein leistungsstarker Server zur Verfügung.

Bevor die Berechnung starten kann erfolgt die Initialisierung. In dieser Phase werden alle Verteilungen und Zuordnungen der Komponenten erstellt. Beispielsweise bedeutet dies, dass basierend auf dem Zufallsschlüssel festgelegt wird welcher Haushalt über ein Elektrofahrzeug oder Hausspeichersystem verfügt. Die entsprechenden Last-, Erzeugungs- und Fahrprofile werden ebenfalls initialisiert und im Arbeitsspeicher wird der entsprechende Speicherplatz vorbelegt.

Der nächste Schritt ist die Durchführung der Simulation (siehe **Abbildung 3-24**). Beim Durchlauf wird für jeden Zeitschritt die Wirk- und Blindleistung von jedem virtuellen Hausanschluss berechnet. Bei der Berechnung der Wirk- und Blindleistung werden alle implementierten Regelungen abgefragt und durchgeführt. Spannungsabhängige Regelungen werden auf Basis des vorherigen Zeitschritts geregelt.



**Abbildung 3-24:** *Implementierung der Berechnung der Hausanschlussleistungen*

Nach der Berechnung aller Zeitschritte liegen die SimResults bzw. Rohergebnisse vor welche nun gespeichert werden. Die SimResults bestehen aus den Zuständen (Lastflüsse, Spannungen, Reglerzustände, Speicherzustände, etc.) aller Haushalte und Komponenten für jeden Zeitschritt. Insofern sind diese Daten sehr umfangreich. Bei einem Netzgebiet mit 350 Haushalten und einer zeitlichen Auflösung von 30 Sekunden erreicht die Rohergebnisdatei eine Größe von 40 GB. Bevor die Rohergebnisdatei aus dem Arbeitsspeicher gelöscht wird, erfolgt, falls aktiviert, die Berechnung der SD-Results. Die Methodik hinter den verschiedenen Auswertungsstufen wird im nächsten Unterkapitel beschrieben.

### 3.6 Auswertungsmethodik

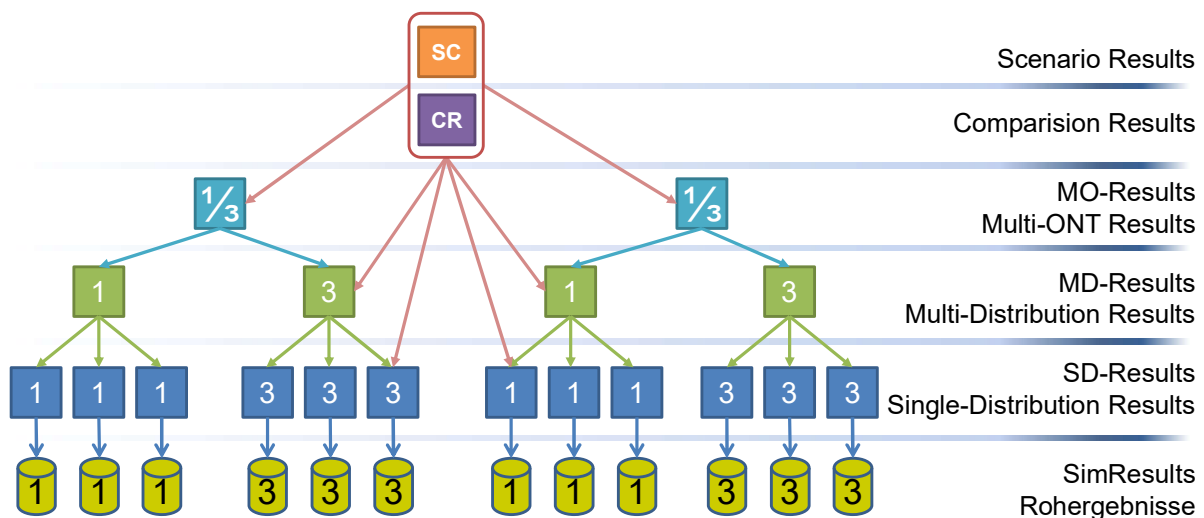
Die Auswertungen erfolgen auf Basis der Rohergebnisse der Simulation in einem mehrstufigen Prozess im zweiten Block.

#### 3.6.1 Stufenmodell

Da die Rohergebnisse einer Simulation primär aus Lastflüssen und Spannungen von allen Knoten und Zeitschritten bestehen, müssen diese ausgewertet werden um Aussagen zu ermöglichen. Diese Auswertung kann – aufgrund der Datenmenge - nur automatisch erfolgen und muss dabei auch berücksichtigen, dass ein Szenario mit mehreren, unterschiedlichen Verteilungen oder verschiedenen Netzgebieten simuliert werden kann. Weiterhin müssen Parametervariationen, welche schnell einen Umfang von mehreren Hundert Szenarien ausmachen können, ausgewertet werden können.

Um die verschiedenen Anforderungen abzudecken wurde ein sechs-stufiges Auswertungsmodell entwickelt.

In **Abbildung 3-25** ist der Auswertungsprozess dargestellt. Die Zahlen auf den Symbolen entsprechen der Nummer eines Netzgebietes und dienen in dieser Abbildung nur zum besseren Verständnis des Prozesses.



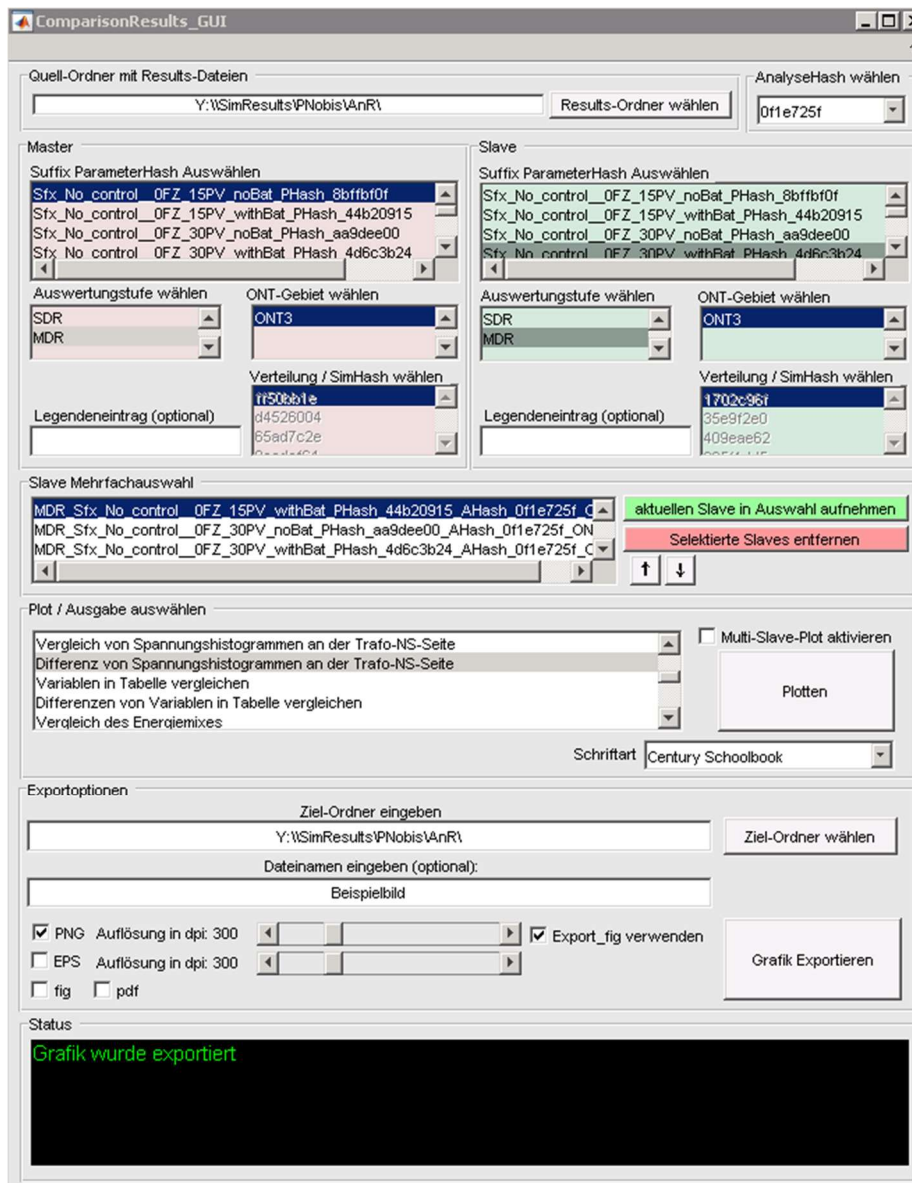
**Abbildung 3-25:** Übersicht über die Auswertungsstufen

Die erste Auswertungsstufe, Single-Distribution Results (SD-Results), erstellt basierend auf den Rohergebnissen Auswertungen. Beispielsweise werden automatisch Spannungshistogramme, Typtage zu Ergebnisgrößen, Auslastungshistogramme, Normverletzungen, CO<sub>2</sub>-Bilanzen, Stromkosten der Haushalte oder Asymmetrieanalysen erstellt. Im Gegensatz zu den mehreren Gigabyte großen Rohergebnis-Dateien ist eine SD-Results-Datei nur noch wenige 10 MB groß.

Die zweite Auswertungsstufe, Multi-Distribution Results (MD-Results), erstellt basierend auf den SDRs einer Simulation mit mehreren Zufallsverteilungen eine Ergebnisdatei mit statistischen Auswertungen zu den verschiedenen SDRs. Für alle Ergebniswerte werden die Mittelwerte, Mediane, Extrema und z.T. die Varianz berechnet.

Bei der dritten Stufe, der Multi-ONT Results (MO-Results), handelt es sich um einen Vergleich von Auswertungen zwischen verschiedenen Netzgebieten und mehreren Verteilungen. Dies dient zur Erkennung ob Effekte, welche z.B. bei einer Regelung in einem Netzgebiet auftreten, auch in anderen Netzgebieten auftreten.

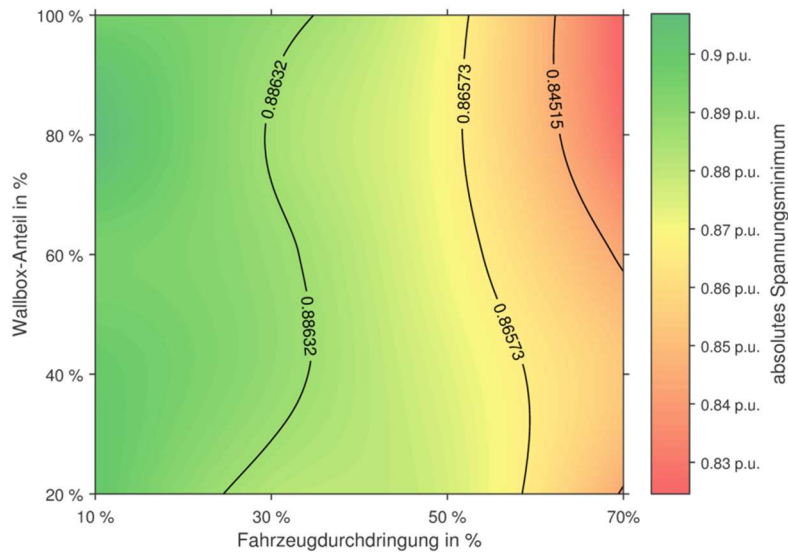
Die Comparison Results Stufe ist nicht wie die bisherigen Stufen voll-automatisiert. Diese Stufe dient zum direkten Vergleich von zwei Auswertungen – egal welchen Typs. Sie wird über eine graphische Oberfläche (GUI) gesteuert. Es können hier z.B. Differenzdiagramme erstellt werden um z.B. die Unterschiede von Auswertungen verschiedener Szenarien besser zu erkennen. Die graphische Oberfläche ist in **Abbildung 3-26** dargestellt.



**Abbildung 3-26:** Grafische Oberfläche (GUI) der Comparison Results

Die Scenario-Results sind halbautomatisierte Auswertungen ohne grafische Oberfläche. Sie dienen dazu, den Einfluss von zwei variierten Parametern auf einen beliebigen Ergebniswert darzustellen. Diese erstellen beispielsweise sogenannte Heatmaps oder Streudiagramme. In

**Abbildung 3-27** ist ein Heatmap für den Ergebniswert „absolutes Spannungsminimum“ und den variierten Parametern „Elektrofahrzeugdurchdringung“ und „Wallbox-Anteil“ dargestellt.



**Abbildung 3-27:** *Beispiel einer Heatmap*

Alle Auswertungsstufen sind modular aufgebaut und können einfach um weitere Auswertungen ergänzt werden.

### 3.6.2 Bilanzierung der Treibhausgas-Emissionen des Stromverbrauchs

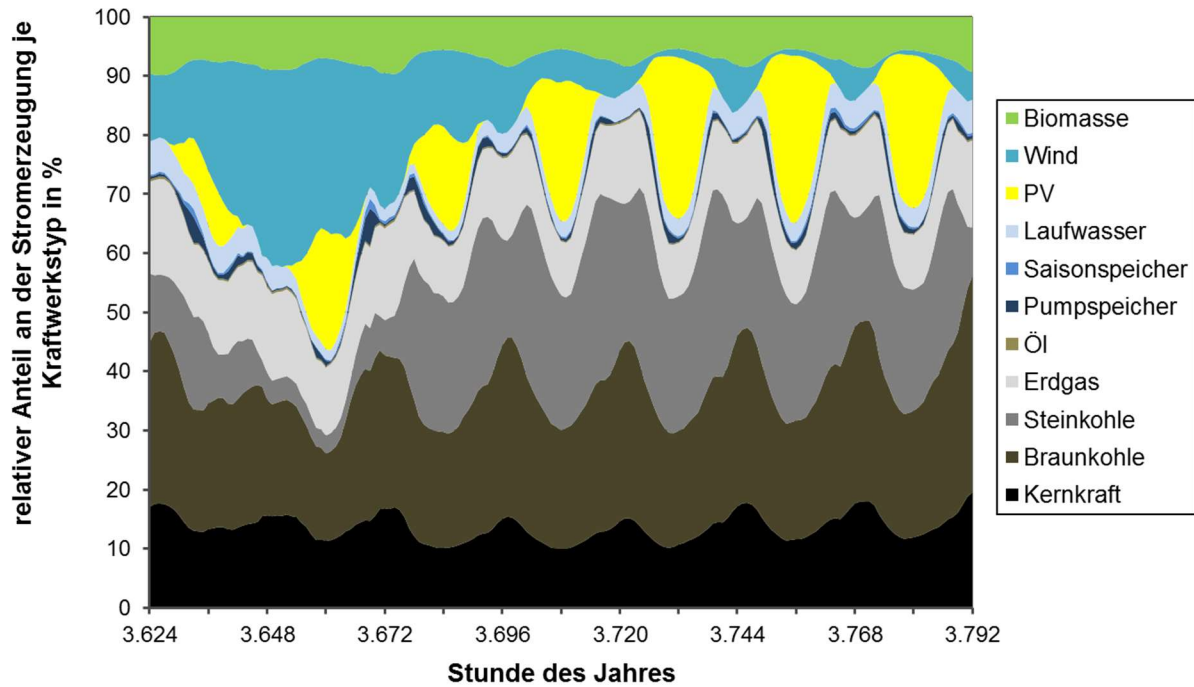
Um die energetischen und netztechnischen Auswirkungen zukünftiger Energieversorgung auf die Stromversorgung von Wohngebieten im Kontext erneuerbarer Energien und Technologien zur Integration dieser ganzheitlich zu bewerten, wurde eine Abschätzung der ökologischen Aspekte in diese Arbeit mit aufgenommen. Insbesondere im Hinblick auf die Energiewende, welcher als Hauptziel eine nachhaltige Reduzierung der Schadstoffemissionen zu Grunde liegt, ist eine ergänzende ökologische Betrachtung sinnvoll.

Im folgenden Abschnitt wird auf die Methodik zur Abschätzung der CO<sub>2</sub>-Äquivalenten Emissionen des Stromverbrauchs im Wohngebiet eingegangen.

Die CO<sub>2</sub>-Äquivalenten Emissionen des Stromverbrauchs der Haushalte und des Netzgebietes werden basierend auf dem stündlichen Kraftwerksmix berechnet. In Verbindung mit den spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren der verschiedenen Energieerzeuger resultiert dieses Vorgehen in mittleren, stündlich aufgelösten CO<sub>2</sub>-Emissionswerten je Kilowattstunde.

Für das Jahr 2013 wurde der stündliche Kraftwerksmix auf Basis der ex-post Erzeugungsdaten der Transparenzplattform der EEX /EEX-01 14/ erstellt. Da diese nicht alle Kraftwerke erfasst, wurden die Erzeugungsdaten gemäß /AGORA-07 14/ skaliert. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Im- und Exporte werden nicht bilanziert. Eine genauere Beschreibung der im Rahmen von /FFE-07 15/ entwickelten Methodik kann /ET-05 15/ entnommen werden.

In **Abbildung 3-28** ist die Erzeugungsverteilung für eine exemplarische Woche aus dem Jahr 2013 dargestellt.



**Abbildung 3-28:** Erzeugungsverteilung einer Sommerwoche /ET-05 15/

Die verwendeten Emissionsfaktoren in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten sind in **Tabelle 3-4** angegeben. Die Emissionsfaktoren enthalten die vollständige Vorkette, inklusive Rohstoffförderung, Herstellung der Anlagen etc. Aus diesem Grund sind die verwendeten Emissionen höher als die direkten Emissionen. Die Emissionsfaktoren beinhalten neben den CO<sub>2</sub>-Emissionen auch weitere Treibhausgase (beispielsweise Methan), welche in ihr CO<sub>2</sub>-Äquivalent umgerechnet wurden. /FFE-07 15/

**Tabelle 3-4:** Emissionsfaktoren der Stromerzeugung nach Energieträger in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten /FFE-07 15/, /ECOINV-01 14/

Energieträger	Treibhausgaspotential in tCO <sub>2</sub> eq/MWh <sub>th</sub>	Energieträger	Treibhausgaspotential in tCO <sub>2</sub> eq/MWh <sub>el</sub>
Braunkohle	0,403	Wind (onshore)	0,019
Steinkohle	0,394	Wind (offshore)	0,017
Erdgas	0,246	PV	0,085
Öl	0,325	Biomasse	0,193
Nuklear	0,005	Lauf- und Speicherwasser	0,005
Biomasse	0,009		

Da in GridSim primär Zukunftsszenarien simuliert werden, ist eine Erweiterung der stündlichen CO<sub>2</sub>-Emissionswerte um zukünftige Jahre notwendig. Regett schreibt in /ET-05 15/: „Um die zeitlich aufgelösten Emissionen des Strommixes im Jahr 2030 und 2050 zu bestimmen, wird auf die Methodik und die Szenarien aus /FFE-07 15/ und /TAY-01 14/ zurückgegriffen. Während die stündliche Auflösung des Verbrauchs über den prognostizierten Nettostromverbrauch und den normierten ENTSO-E Lastgang erfolgt, wird die EE-Erzeugung über den Ausbaugrad aus /BMWI-01 14/ und wetterabhängigen, normierten Erzeugungsgängen aus dem FfE-Regionenmodell /FFE-39 14/ abgeleitet. Die Bestimmung der konventionellen Erzeugung erfolgt für jede Stunde über die resultierende Residuallast und

die Merit Order des konventionellen Kraftwerksparks, die auf Basis der Energierferenzprognose sowie Kraftwerksdaten der Bundesnetzagentur und dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft berechnet wird.“ Die in Tabelle 3-4 dargestellten Emissionsfaktoren werden für alle bilanzierten Jahre (2013, 2020, 2025 und 2030) verwendet.

Mit der Kenntnis der Lastflüsse im Wohngebiet, dem stündlichen Erzeugungsmix und den spezifischen Emissionsfaktoren wird von GridSim der Fluss von Treibhausgas (THG)-Emissionen in allen Stromleitungen und Komponenten berechnet. Da der Energiefluss von jeder Komponente zu einer anderen erfasst wird, werden auch Rückspeisungen aus stationären Batteriespeichern oder Elektrofahrzeugen mit den ursprünglich bilanzierten Emissionen der geladenen Energie bilanziert. Das übergeordnete Netz, welches den ONT speist, wird als starr angenommen, so dass der Erzeugungsmix und die Emissionswerte des simulierten Netzes sich nicht auf die Emissionswerte des übergeordneten Netzes auswirken. Die Energieverluste, und somit auch die THG-Emissionen, der Speichervorgänge der Hausspeichersysteme und der Elektrofahrzeuge werden beim Entladevorgang des Speichers bilanziert.

Da bei den THG-Emissionsfaktoren der Stromerzeugung die Vorkette mitberücksichtigt wird, muss bei der Verwendung eines Hausspeichersystems ebenfalls die Herstellung des Speichers bilanziert werden. Nach /MCM-01 12/ beträgt diese etwa 12,5 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro Kilogramm für Lithium-Ionen Batterien. Bei einer angenommenen Energiedichte von knapp 130 Wh/kg entspricht dies ca. 97 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro Kilowattstunde Batteriekapazität, welche auf den erwarteten Energieumsatz umgelegt werden. Der GridSim-Standardwert für 2.500 Zyklen mit einem SOC-Swing von 70 % liegt dann bei 38,8 g CO<sub>2</sub>-Äquivalente pro umgesetzter kWh. Dies entspricht ca. 1.750 Vollzyklen. In Forschungsprojekten werden bereits Alterungsversuche mit Lithium-Eisenphosphat-Akkumulatoren durchgeführt welche ca. 3.200 Zyklen bei einem SOC-Swing von 80 % erlauben /NOS-01 14/.

Diese Emissionsbetrachtung erfolgt im Auswertungsblock bei der Berechnung der Single-Distribution Results. Ergebnis ist, dass für jede Komponente im Wohngebiet die THG-Emissionen und die Zusammensetzung der Energieträger für jede Stunde vorliegen. Dies ermöglicht Analysen, inwiefern beispielsweise ein Hausspeichersystem die THG-Bilanz von einem Haushalt oder Wohngebiet beeinflusst. Aber auch ob höhere Ladeleistungen beim Elektrofahrzeug zu einer besseren THG-Bilanz führen.

### **3.6.2.1 Ergänzende Berechnung der THG-Emissionen von Elektrofahrzeugen**

Die soeben dargestellte Methodik verfügt über Nachteile, die durch eine ergänzende Berechnung reduziert werden.

Eine Schwäche ist, dass eine Lastverschiebung mit Elektrofahrzeugen nicht im skalierten ENTSO-E Lastgang, der zur Bestimmung der Energieträger verwendet wird, berücksichtigt wird. Dies hat zur Folge, dass die stündlichen Anteile der verschiedenen Energieträger am Strommix sich nicht ändern, trotz Lastverschiebung.

Ein weiterer Nachteil dieser Betrachtung ist, dass methodisch bedingt die PV-Energie zwischen Elektrofahrzeugen und Haushaltslasten gleichmäßig aufgeteilt wird. In den Ergebnissen führt dies dazu, dass der berechnete PV-Anteil an der Fahrenergie die PV-Anteile

an der Haushaltslast reduziert, so dass der Eindruck entsteht EFZ würden zusätzliche PV-Energie integrieren. Stattdessen kann es sein, dass die Haushalte einen reduzierten PV-Anteil aufweisen und mehr Strom aus dem Netz beziehen als ohne Elektrofahrzeuge.

Um diese beiden Themen zu berücksichtigen, wird eine zweite Berechnung durchgeführt, bei der bilanziert wird, dass das Elektrofahrzeug nur mit Überschussstrom aus der PV-Anlage oder des Hausspeichersystems geladen wird, wenn der Haushalt selbst keine weitere Energie aufnehmen kann. Das Ergebnis davon ist, wie groß der eigenerzeugte PV-Anteil an der Fahrenergie des Elektrofahrzeuges ist, welcher sonst zurück gespeist worden wäre. Darüber hinaus wird berechnet, wie groß der PV-Überschussanteil anderer PV-Anlagen im Netzgebiet an der Fahrenergie der Elektrofahrzeuge ist.

Die Restlast des Elektrofahrzeuges wird zudem mit dem stündlichen THG-Emissionen des konventionellen Kraftwerkparcs versehen, da bei dieser Berechnung davon ausgegangen wird, dass konventionelle Kraftwerke ihre Stromproduktion erhöhen müssen um die erhöhte Last durch Elektrofahrzeuge zu decken.





## 4 Implementierte Regelungen

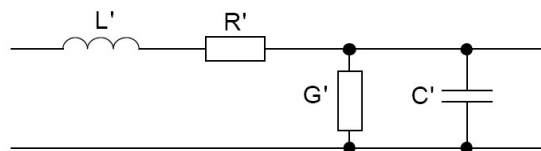
Dieses Kapitel stellt die implementierten Regelungen für die Komponenten PV-Anlage, Elektrofahrzeug und Hausspeichersystem vor. Im Vorfeld wird dazu Wissen vermittelt welches beim Verstehen der implementierten Blind- und Wirkleistungsregelungen hilfreich ist.

### 4.1 Grundlagen der implementierten Regelungen

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen der Blindleistungsregelung kurz erläutert. Im Folgenden wird von Blindleistungsbereitstellung gesprochen, wenn dadurch die Spannung erhöht und von Blindleistungsbezug wenn dadurch die Spannung reduziert wird.

#### 4.1.1 Spannungsfall über eine Stromleitung

Der Widerstandsbelag ( $R'$ ) und der Induktivitätsbelag ( $L'$ ) einer Stromleitung führen bei einer stromtragenden Leitung zu einem Spannungsfall. Der Kapazitätsbelag ( $C'$ ) eines Stromkabels ist in Niederspannungsnetzen in der Regel vernachlässigbar. Der Ableitungsbelag ( $G'$ ) stellt die Stromverluste durch unzureichende Isolation dar und ist für diese Arbeit ohne Belang. Das Ersatzschaltbild einer Stromleitung ist in **Abbildung 4-1** dargestellt.



**Abbildung 4-1:** Ersatzschaltbild einer Stromleitung

Eine Gleichung zur Berechnung des Spannungsfalls über eine Stromleitung lässt sich auf Basis des in Abbildung 4-1 dargestellten Ersatzschaltbildes ableiten. Die Gleichung, bei Vernachlässigung des Kapazitätsbelags und des Ableitungsbelag, lautet:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * l * (R'_L * \cos \varphi + \omega * L' * \sin \varphi) \quad (4:1)$$

Mit

$\Delta U$	Spannungsfall oder Spannungsanhebung über die Stromleitung
$I$	Stromhöhe
$l$	Länge der Stromleitung
$R'_L$	Widerstandsbelag der Stromleitung
$L'$	Induktivitätsbelag der Stromleitung
$\varphi$	Verschiebungswinkel des Stromes

Anhand dieser Gleichung lässt sich erkennen, dass die Höhe der Widerstands- und Reaktanzbeläge den Spannungsfall über die Leitung bestimmen. Weiterhin bestimmt das Verhältnis des Widerstandsbelags zum Induktivitätsbelag ( $\frac{R'_L}{L'}$ ) den Einfluss des Verschiebungswinkels (Leistungsfaktor) auf den Spannungsfall.

### 4.1.2 Erhöhung der Stromtragfähigkeit

Da die Scheinleistung die vektorielle Summe aus Wirk- und Blindleistung ist, ermöglicht eine geringe Erhöhung der Scheinleistung bereits eine deutliche Steigerung der Blindleistungsbereitstellung oder -bezug. Dieser Zusammenhang wird im Folgenden gezeigt:

Die vektorielle Addition von Wirk- und Blindstrom ergeben den Scheinstrom:

$$I_S^2 = I_P^2 + I_Q^2 \quad (4:2)$$

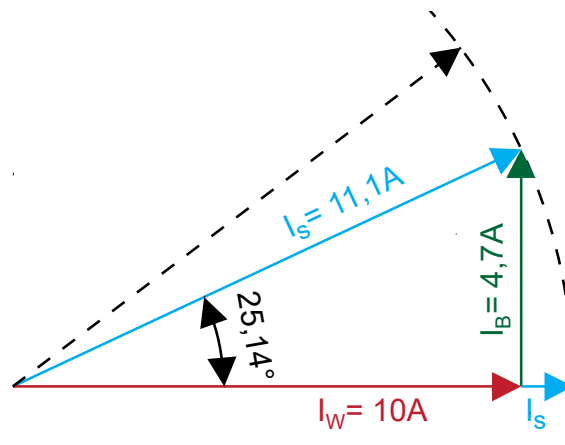
Bei oberwellenfreien Strömen berechnet sich der Leistungsfaktor wie folgt:

$$\lambda = \frac{|I_P|}{I_S} = \cos(\varphi) \quad (4:3)$$

Zur Berechnung wie stark der Umrichter im EFZ oder in der PV-Anlage überdimensioniert werden muss, falls zusätzlich zum Wirkstrom noch ein Blindstrom  $I_{Q,neu}$  fließen soll, eignet sich folgende Gleichung:

$$\text{Erhöhung der Stromtragfähigkeit} = \frac{I_{S,neu}}{I_P} = \frac{\sqrt{I_P^2 + I_{Q,neu}^2}}{I_P} = \frac{\frac{|I_P|}{\lambda}}{I_P} = \frac{1}{\lambda} \quad (4:4)$$

Beispielsweise muss für einen Leistungsfaktor  $\lambda = 0,9$  die Stromtragfähigkeit des Umrichters um 11,1 % größer ausgelegt werden als für einen Leistungsfaktor  $\lambda = 1$ . Bei einem Wirkstrom von 10,0 A bedeutet dies, dass, wenn der Umrichter auf einen Scheinstrom von 11,1 A ausgelegt ist, ein zusätzlicher Blindstrom in Höhe von  $\pm 4,7$  A fließen kann. In **Abbildung 4-2** ist das Zeigerdiagramm zur Veranschaulichung dargestellt. Dies verdeutlicht, dass zur Blindleistungsbereitstellung oder -bezug der Umrichter in Elektrofahrzeugen oder PV-Anlagen in Relation zu einer isolierten Auslegung auf Blindleistung weniger stark ausgelegt werden muss.



**Abbildung 4-2:** Zeigerdiagramm: Erhöhung der Stromtragfähigkeit (Abbildung in Anlehnung an /TUM-04 11/)

## 4.2 Blindleistungsregelungen

Im Folgenden werden die in der GridSim implementierten Blindleistungsregelungen vorgestellt. Die Vorstellung dieser erfolgt komponentenübergreifend, da die meisten von ihnen für PV-Anlagen, Hausspeichersysteme und Elektrofahrzeuge aktivierbar sind.

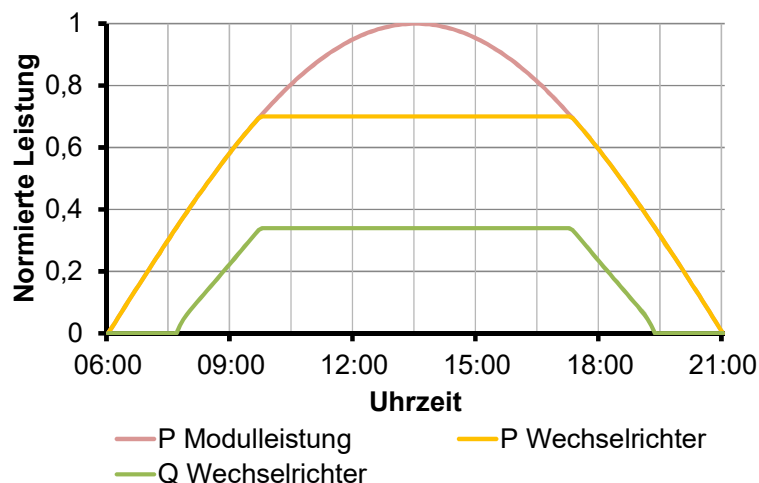
### 4.2.1 Wirkleistungsabhängige Blindleistungsregelung

Die in Kapitel 2.3.2 vorgestellte wirkleistungsabhängige Blindleistungsregelung  $Q(P)$  (nach VDE AR-N 4105) ist im Simulationsmodell GridSim integriert. Die stückweise-lineare Kennlinie aus Abbildung 2-8 wurde hierfür übernommen.

Diese Regelung ist nur bei PV-Anlagen zuschaltbar. Bei PV-Anlagen mit einer Leistung unter 13,8 kVA wird ein  $\cos \varphi = 0,95$  verwendet, größere PV-Anlagen verwenden einen  $\cos \varphi = 0,9$ .

Nach VDE AN-R 4105 muss die Blindleistung innerhalb von 10 Sekunden eingestellt werden. Aus diesem Grund wird in der GridSim die Blindleistung auf Basis der Wirkleistung des aktuellen Zeitschritts bestimmt und eingestellt.

Bei einer PV-Anlage mit Peak-Shaving richtet sich die Blindleistung nach der Wechselrichterleistung (vergleiche **Abbildung 4-3**).



**Abbildung 4-3:** *Blindleistungsbereitstellung nach  $Q(P)$  für  $\cos \varphi = 0,9$*

Durch die  $Q(P)$ -Regelung wird in einem typischen Niederspannungsnetz ( $\psi = 30^\circ$ ) die Spannung am Anschlusspunkt der PV-Anlage ( $\cos \varphi = 0,95$ ) um knapp 20 % gesenkt.

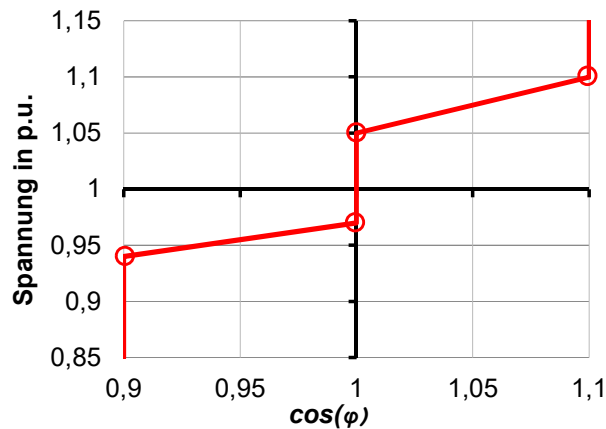
Die  $Q(P)$ -Regelung hat den Nachteil, dass sie unabhängig von der Spannung Blindleistung aufnimmt. Insofern wird die Blindleistung nicht effektiv eingesetzt und erhöht die anfallenden Wirkleistungsverluste durch die Übertragung der Blindleistung im Stromnetz.

Die Vorteile sind, dass sie einfach umzusetzen ist und zu keinen kritischen Netzzuständen führen kann.

### 4.2.2 Spannungsabhängige Blindleistungsregelung

Die spannungsabhängige Blindleistungsregelung  $Q(U)$  wird mit einer stückweise-linearen Kennlinie eingestellt. In der GridSim wird diese Kennlinie mittels vier Stützpunkten eingetragen. Der im Rahmen dieser Arbeit verwendete Standardfall dieser Kennlinie ist in **Abbildung 4-4** dargestellt. Die Stützpunkte sind durch die vier Kreise markiert. Der

Grundgedanke ist, dass die Blindleistung möglichst spannungseffektiv eingesetzt werden soll. Erreicht werden soll dies dadurch, dass bei einer Spannung  $U_N \pm 5\%$  keine Blindleistung bereitgestellt oder aufgenommen werden soll und erst über diesen Grenzen hinaus die Blindleistungsbereitstellung oder -aufnahme linear – bis zum Maximalwert – erhöht wird.



**Abbildung 4-4:** Kennlinie: Spannungsabhängige Blindleistungsregelung Q(U)

Bei PV-Anlagen hat diese Regelung gegenüber der Q(P)-Regelung den Vorteil, dass Blindleistung nur bereitgestellt wird, wenn sie tatsächlich spannungsbedingt notwendig ist und folglich die Transportverluste für Blindleistung nicht unnötig erhöht.

In der GridSim wird die Blindleistung für den aktuellen Zeitschritt auf Basis der Spannungen der vorherigen Zeitschritte berechnet und ggf. auf eine maximale Steigung begrenzt. Die vorherigen Zeitschritte stellen den Integrationszeitraum der Regelung dar. Der Integrationszeitraum und die maximale Steigung sind notwendig, da es sonst zu starken Spannungsschwankungen führen kann.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Integrationszeitraum von fünf Zeitschritten gewählt und die maximale Änderung der Blindleistung je Zeitschritt darf 25 % der Nominalblindleistung nicht überschreiten.

Die Q(U)-Regelung ist nicht nur für PV-Anlagen verwendbar, sondern auch bei Elektrofahrzeugen und Hausspeichersystemen. Bei Elektrofahrzeugen führt die Kennlinie zu einer Anhebung der Spannung wenn sie, beispielsweise durch Ladevorgänge absinkt. In diesem Fall wird Blindleistung bereitgestellt und in der Regel werden durch diese Maßnahme die Netzverluste reduziert, da sie die Blindleistungsaufnahme, von z.B. Haushaltsgeräten, zum Teil kompensieren. Aus diesem Grund wird die Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsanhebung bereits bei einem absoluten Abstand von 0,03 p.u. zur Sollspannung aktiviert und nicht wie die Blindleistungsaufnahme zur Spannungsabsenkung erst bei einem absoluten Abstand von 0,05 p.u. zur Sollspannung.

### 4.3 Peak-Shaving

Neben Blindleistungsregelungen ist Peak-Shaving (Begrenzung der Erzeugungsspitzen) eine weitere Möglichkeit die Netzstabilität zu verbessern. Dies ist sinnvoll wenn z.B. die Stromleitungen nicht für hohe Leistungsspitzen ausgelegt sind oder wenn es Probleme mit der Spannungshaltung im lokalen Netzgebiet gibt.

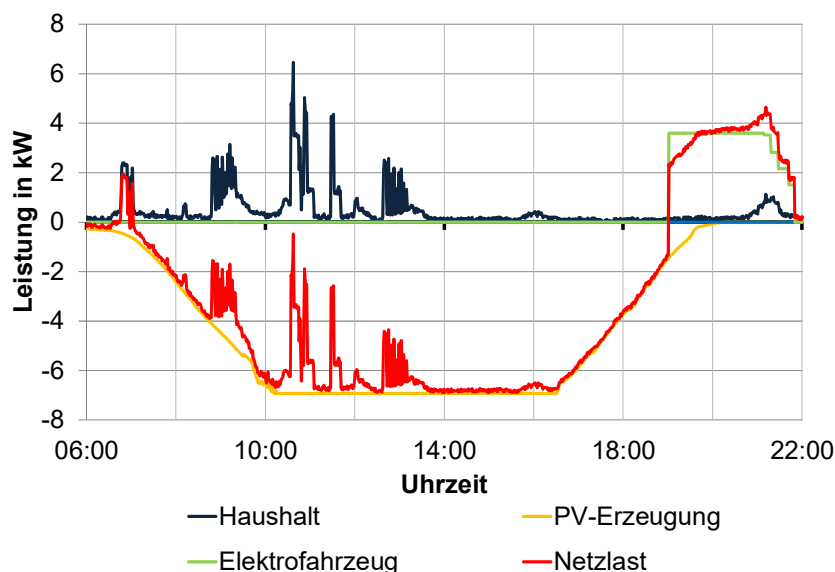
Seit dem EEG 2012 werden nahezu alle neuen, privaten PV-Anlagen in Wohngebieten mit einer Begrenzung der Einspeisung auf 70 % der Modulleistung aufgebaut (s. Kapitel 2.3.1.). Eine Fernsteuerung zur Begrenzung der Einspeiseleistung ist nur bei wenigen privaten Anlagen in Verwendung.

Hausspeichersysteme können sich ebenfalls am Peak-Shaving beteiligen indem sie überwiegend in Zeiten mit häufiger PV-Rückspeisung laden. Damit dies möglich ist, müssen die Hausspeichersysteme mit dem Einspeisezähler und PV-Wechselrichter mittels Datenkommunikation verbunden sein. Der Einspeisezähler meldet die aktuelle Einspeisung an der PV-Wechselrichter und dieser begrenzt ggf. die erzeugte PV-Leistung. Durch diese Maßnahme ist es möglich die Verlustenergie durch die Einspeisebegrenzung zu reduzieren.

### 4.3.1 Peak-Shaving bei PV-Anlagen

Dieser Abschnitt beschreibt das Peak-Shaving der PV-Anlage ohne Beteiligung des Hausspeichersystems. In der GridSim ist die Höhe des Peak-Shavings einstellbar. Standardmäßig ist die Begrenzung auf 70 % der Modulleistung eingestellt – wie es im EEG gefordert ist. Die eingestellte Begrenzung gilt für alle PV-Anlagen im betrachteten Netzgebiet. Das Peak-Shaving wird vor dem PV-Eigenverbrauch durchgeführt.

In **Abbildung 4-5** ist für einen Haushalt an einem Sommertag dargestellt, wie bei aktiviertem Peak-Shaving die GridSim die PV-Leistung abschneidet. Um das Peak-Shaving besser zu erkennen wurde in diesem Beispiel ein Peak-Shaving auf 60 % eingestellt. Die blaue Kurve stellt einen Haushaltslastgang mit einem hohen Verbrauch am Vormittag dar. Die grüne Kurve zeigt den Ladelastgang des Elektrofahrzeuges an diesem Tag dar, es gibt am Abend gegen 19:00 Uhr einen Ladevorgang mit ca. 3,5 kW. Die orange Linie gibt die PV-Modulleistung wieder, bei welcher ab ca. 10 Uhr das Peak-Shaving greift und die Leistung begrenzt. Die rote Kurve ist die Netzlast, bzw. Residuallast, des Haushaltes. An diesem Tag speist der Haushalt nahezu kontinuierlich ein, bis auf den Zeitpunkt des Ladevorgangs des Elektrofahrzeuges welcher sich zu einer Zeit mit geringer PV-Erzeugung ereignet.



**Abbildung 4-5:** Tageslastgang eines Haushaltes mit PV-Anlage und Elektrofahrzeug

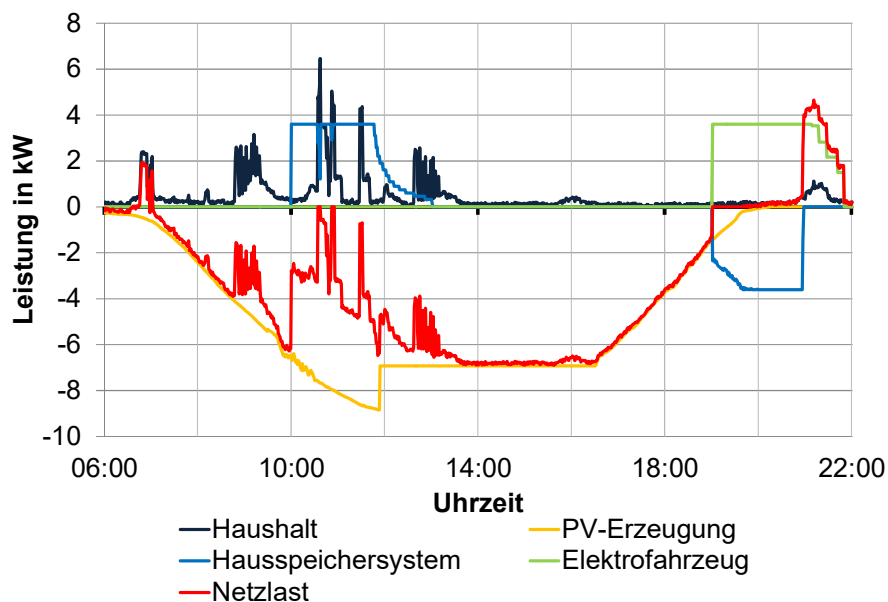
### 4.3.2 Peak-Shaving bei PV-Anlagen unterstützt durch Hausspeichersysteme

Häufig sind Hausspeichersysteme am Vormittag bereits aufgeladen und reduzieren dadurch nicht die Einspeisespitzen der PV-Anlagen.

In der GridSim kann für Hausspeichersysteme eingestellt werden, dass die Speicher erst ab einer bestimmten Uhrzeit laden dürfen. Durch diese Handlung werden sie gezwungen in einspeisestärkeren Zeiten zu laden und dadurch die PV-Einspeisung zu reduzieren.

In **Abbildung 4-6** ist exemplarisch ein Haushalt mit einem Hausspeichersystem, welches sich am Peak-Shaving beteiligt, dargestellt. Die Grafik ist analog zu Abbildung 4-5, nur dass in dieser noch die grüne Kurve zur Darstellung des Hausspeichersystems hinzugekommen ist.

Das dargestellte Hausspeichersystem beginnt erst um 10:00 Uhr den Ladevorgang und reduziert dadurch die Peak-Shaving Verlustenergie, welche sonst zwischen 10:30 bis 12 Uhr angefallen wäre. Im Vergleich zur vorherigen Grafik ist die abendliche Lastspitze (Ladevorgang Elektrofahrzeug) deutlich kleiner, da das EFZ überwiegend von dem Hausspeichersystem gespeist wird.



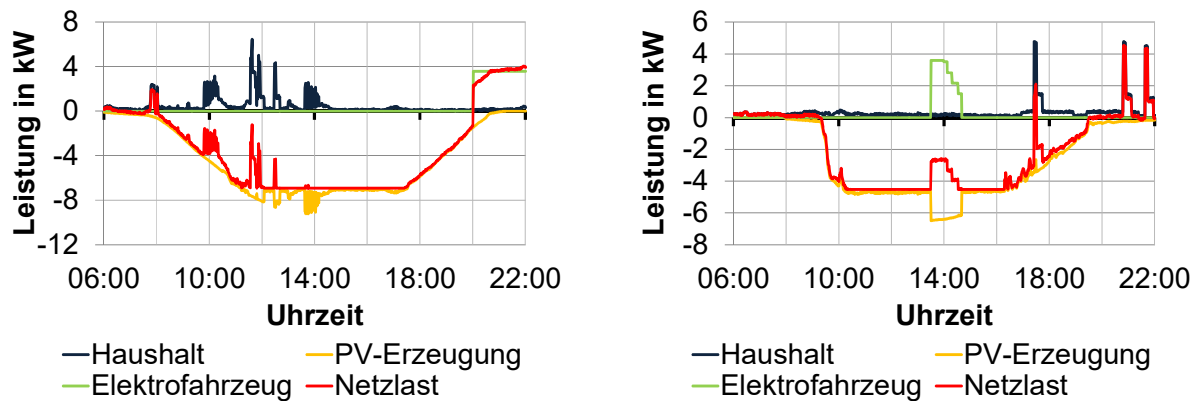
**Abbildung 4-6:** *Beispiel eines Haushaltes mit Peak-Shaving Beteiligung des Hausspeichersystems*

In der GridSim ist einstellbar, wie groß der Anteil, von Hausspeichersystemen die sich am Peak-Shaving beteiligen, sein soll. Daneben ist die Uhrzeit ab der diese Systeme zum Laden freigeschaltet werden einstellbar. Mit der Uhrzeit kann, wie das Beispiel in Abbildung 4-6 zeigt, ein verzögertes Aufladen des HSS eingestellt werden. Dies dient dazu den HSS in Zeiten zu laden wo tendenziell auch eine Verlustleistung durch Peak-Shaving auftritt um folglich diese Verlustleistung durch das Aufladen des Speichers zu reduzieren. Ohne eine zeitliche Verzögerung des Ladevorgangs wäre das HSS aus obigem Beispiel bereits um 10:00 Uhr voll aufgeladen und hätte nicht die PV-Erzeugungsleistung ausgereizt. Ein weiterer Vorteil der verzögerten Aufladung kann die Reduktion der PV-Einspeisespitze sein.

### 4.3.3 Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung

Eine weitere Möglichkeit die Energieverluste durch Peak-Shaving zu begrenzen ist es die tatsächliche Einspeisung von PV-Leistung in das öffentliche Stromnetz auf die festgelegte Peak-Shaving Grenze zu regeln. Die tatsächliche Einspeisung ist die PV-Erzeugungsleistung abzüglich der Haushalts- und Elektrofahrzeuglast. Diese Maßnahme reduziert die Energieverluste durch Peak-Shaving.

In der GridSim kann eingestellt werden ob Haushalte und/oder Elektrofahrzeuge sich am Peak-Shaving beteiligen. In **Abbildung 4-7** sind Beispiele hierfür dargestellt.



**Abbildung 4-7:** Beispiele für Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung. Links: Haushaltslast erhöht die PV-Erzeugung; Rechts: Haushalts- und Elektrofahrzeuglast erhöhen die PV-Erzeugung.

Das Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung kann zudem noch durch das Hausspeichersystem (Kapitel 4.3.2) unterstützt werden.

## 4.4 Ladesteuerungen für Elektrofahrzeuge

Neben den vorgestellten Blindleistungsregelungen können Elektrofahrzeuge auch über Ladesteuerungen verfügen welche die Wirkleistung betreffen.

Zur weiteren Verbesserung der Spannungsstabilität wurde die Ladesteuerung „Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung“ implementiert. Zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs wurde eine Ladesteuerung integriert um PV-Überschussenergie in das Elektrofahrzeug zu laden.

Da die implementierten Wirkleistungsregelungen den Ladevorgang beeinflussen, kann es, wie in Kapitel 3.3.3 erwähnt, dazu kommen, dass ein Elektrofahrzeug nicht ausreichend Energie für die Fahrt mit sich führt. In diesem Fall wird das aus Kapitel 3.3.3 vorgestellte Modell des Range Extenders angewendet. Der Benzinverbrauch und der Grad der rein-elektrischen Fahrprofilabdeckung müssen folglich in die Auswertung mit einfließen um den Einfluss der Wirkleistungsregelungen beurteilen zu können. Der verbrauchte Treibstoff fließt zudem mit in die CO<sub>2</sub>-Betrachtung ein.

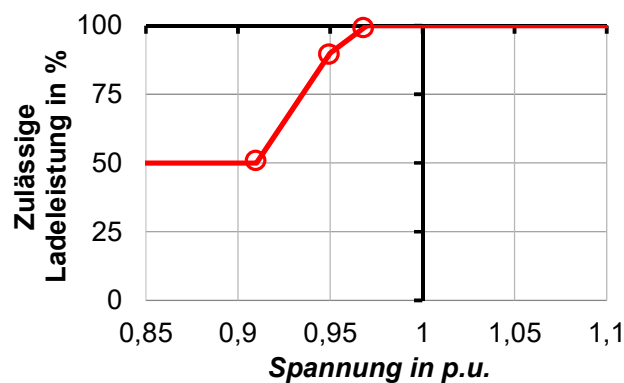


#### 4.4.1 Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung

Die spannungsabhängige Wirkleistungsregelung reduziert mittels einer stückweise-linearen Kennlinie die Ladeleistung in Abhängigkeit der Spannung. Dies soll einer unteren Spannungsbandverletzung entgegenwirken. Einer oberen Spannungsbandverletzung durch PV-Rückspeisung kann mit dieser Regelung nicht entgegengewirkt werden.

Die Kennlinie wird durch drei Stützpunkte festgelegt. Eine beispielhafte Kennlinie ist in **Abbildung 4-8** dargestellt. Für die maximale Begrenzung der Ladeleistung wurde 50 % gewählt und gilt für eine Spannung unter 0,91 p.u. am Anschlusspunkt der Elektrofahrzeuge.

Wenn diese Regelung für ein Szenario aktiviert wird, gilt sie für alle Elektrofahrzeuge im Wohngebiet.



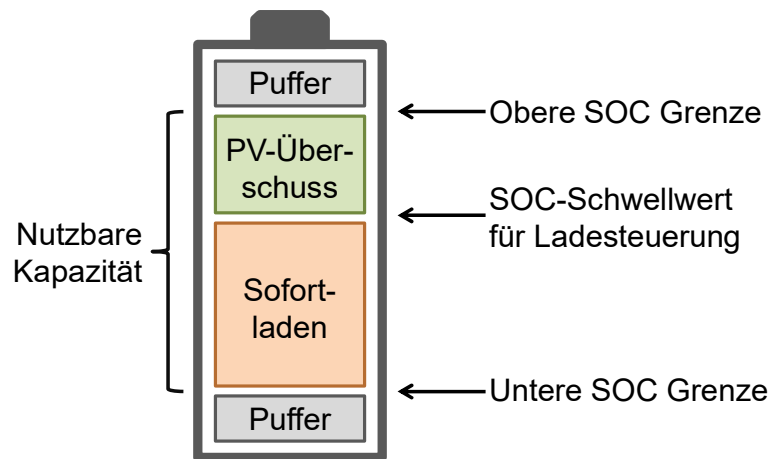
**Abbildung 4-8:** Kennlinie: Spannungsabhängige Wirkleistungsregelung

#### 4.4.2 Ladesteuerung zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs

Ohne Ladesteuerung beginnen Elektrofahrzeuge ihren Ladevorgang sobald sie mit dem Stromnetz verbunden werden. Dies garantiert schnellstmöglich eine voll aufgeladene Batterie. Dieses Ladeverhalten ist jedoch nicht optimal falls ein hoher PV-Eigenverbrauch gewünscht ist. Mit der Ankunft des Fahrzeuges steigt auch häufig der Haushaltsverbrauch und das Elektrofahrzeug lädt überwiegend aus dem Stromnetz, da die PV-Anlage oder das Hausspeichersystem nicht mehr ausreichend Leistung zur Verfügung stellen können um den Ladevorgang des Elektrofahrzeuges zu decken.

Die Ladesteuerung zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs verschiebt einen Teil des Ladevorgangs in Zeitbereiche, in denen ein Überschuss an selbst erzeugter Energie vorherrscht.

Für diese Ladesteuerung wird die nutzbare Batteriekapazität in zwei Blöcke unterteilt. Der erste Block stellt den Batterieanteil für „Sofortladen“ dar. Dieser wird wie gewohnt unmittelbar geladen sobald das Fahrzeug mit dem Stromnetz verbunden wird. Dies garantiert, dass der Fahrzeugnutzer für spontane Kurzstrecken immer ausreichend Energie in der Batterie zur Verfügung stehen hat. Der zweite Block „PV-Überschuss“ wird nur aufgeladen wenn ausreichend PV-Energie zur Verfügung steht. Zur Verdeutlichung der Methodik sind in **Abbildung 4-9** die SOC-Grenzen der Blöcke veranschaulicht.



**Abbildung 4-9:** SOC-Grenzen für die Ladesteuerung zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs

Wenn PV-Energie für das Laden des Elektrofahrzeuges zur Verfügung steht, wird zwischen folgenden vier Ladevarianten unterschieden:

1. Blockladen nur mit PV-Überschussleistung
2. Geregelttes Laden nur mit PV-Überschussleistung
3. Blockladen mit PV-Überschussleistung oder Energie aus dem Hausspeicher
4. Geregelttes Laden mit PV-Überschussleistung oder Energie aus dem Hausspeicher

Diese Unterscheidung findet statt, da es Elektrofahrzeuge gibt welche nicht die Höhe ihrer Ladeleistung regeln können. Blockladen bedeutet, dass die Elektrofahrzeuge ihre Ladeleistung nicht variieren können. D.h. wenn ein EFZ eine Ladeleistung von 3 kW hat, muss der PV-Überschuss mindestens 3 kW betragen damit das Elektrofahrzeug lädt.

Geregelttes Laden bedeutet, dass die Elektrofahrzeuge ihre Ladeleistung - bis zu ihrer Maximalladeleistung - an den PV-Überschuss anpassen können.

Bei den Varianten 1 und 2 dürfen Elektrofahrzeuge nur laden wenn die PV-Anlage mehr Energie erzeugt als der Haushalt verbraucht. Bei der Variante 3 und 4 darf zusätzlich Energie aus dem Hausspeicher bezogen werden. Dies ist vor allem bei Variante 3 von hoher Relevanz, da das Hausspeichersystem exakt die Bedarfslücke für das Blockladen füllen kann. Bei den Varianten 3 und 4 kann optional noch ein zweiter Schwellwert eingestellt werden, der einen Teil der gespeicherten Energie im Hausspeichersystem für den „unflexiblen“ Haushalt reserviert.

In der Parametertabelle der GridSim muss für die Elektrofahrzeuge mit Ladesteuerung festgelegt werden wie groß der Anteil der vier Varianten ist.

Die Ladesteuerung kann mit den Regelungen, die zur Verbesserung der Netzstabilität angewendet werden (Kap. 4.2.2 und 4.4.1), kombiniert werden.

### 4.5 Regelbarer Ortsnetztransformator

Der regelbare Ortsnetztransformator wurde in zwei Varianten implementiert.

Die erste Variante ist die in Kapitel 4.5.1 dargestellte Version. Dieser versucht durch den automatischen Stufensteller die Spannung auf der Sekundärseite des ONTs konstant auf

ca. 1 p.u. zu halten. Diese Steuerung wird im Rahmen dieser Arbeit als „konventionelle Steuerung“ bezeichnet.

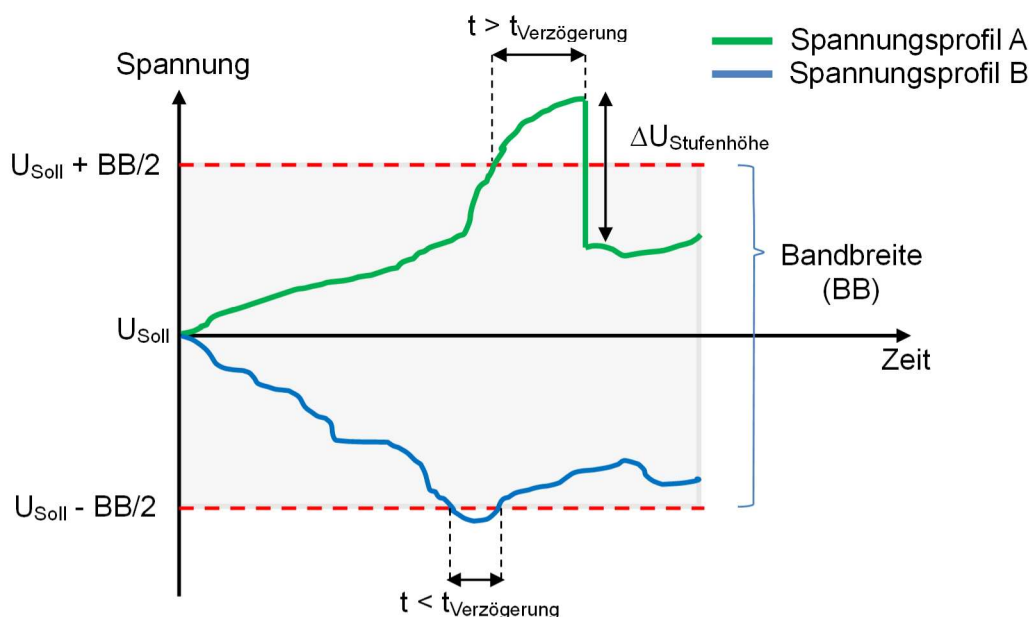
Bei der zweiten Variante wird die Soll-Spannung nicht fest auf 1 p.u. eingestellt. In Anlehnung an die Stromkompoundierung (vgl. Kapitel 2.4.3) wurde ein lastflussabhängig geregelter ONT (lfrONT) für die NS-Ebene modelliert. Im Gegensatz zum konventionell gesteuerten rONT wird beim lfrONT kein starres Spannungsband verwendet, sondern die Spannung abhängig von der Leistung am ONT variiert.

#### 4.5.1 Konventioneller rONT

Die wichtigsten Parameter eines konventionell gesteuerten regelbaren Ortsnetztransformators sind:

- Stufenhöhe ( $U_{\text{Stufenhöhe}}$ )
- Spannungsbandbreite (BB)
- Totzeit ( $t_{\text{Verzögerung}}$ )
- Soll-Spannung ( $U_{\text{soll}}$ )

Die Regelgröße ist die Ist-Spannung, welche in der GridSim stets mit der unterspannungsseitigen Spannung des rONT simuliert wird. In folgender **Abbildung 4-10** ist das Funktionsprinzip mit den Parametern dargestellt.



**Abbildung 4-10:** Funktionsprinzip automatischer Stufensteller (Eigene Darstellung nach /TUW-02 14/)

Sobald sich die Spannung länger als eine vorgegebene Totzeit außerhalb des zulässigen Spannungsbandes befindet, wird das Übersetzungsverhältnis geändert. Die Totzeit verhindert unnötig häufige Schaltvorgänge und wirkt damit einer Abnutzung entgegen. Die Stufenhöhe muss kleiner als die Spannungsbreite sein um ein Zurückschalten zu vermeiden. In **Tabelle 3-3** sind die Parameter, die in der Simulation verwendet wurden zusammengefasst.

**Tabelle 4-1:** Standard Parameter für den rONT

Stufenhöhe ( $U_{\text{Stufenhöhe}}$ )	0,025	p.u.
Spannungsbandbreite (BB)	0,03	p.u.
Totzeit ( $t_{\text{Verzögerung}}$ )	30	s
Soll-Spannung ( $U_{\text{soll}}$ )	1	p.u.

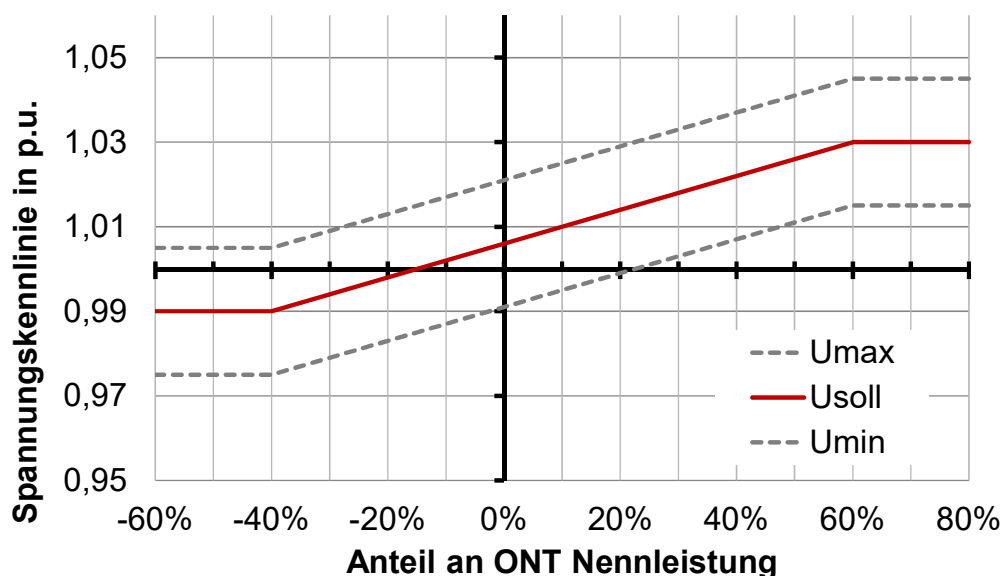
Die gewählte Stufenhöhe ist eine Standard-Stufenhöhe von rONTs (/MR-02 12/). Die Spannungsbandbreite wurde so ausgewählt, dass sie größer als die Stufenhöhe ausfällt. Die Totzeit von 30 Sekunden ist nach Aussage von einem rONT Hersteller eine Verzögerungszeit welche häufig von Netzbetreibern eingestellt wird.

Prinzipiell sind diese Parameter in der GridSim alle frei einstellbar. Im Rahmen dieser Arbeit werden sie jedoch nicht variiert und optimiert, da der rONT nicht im wesentlichen Fokus steht. Für weitergehende Analysen wird auf den Endbericht zum Projekt „Smart Grid Controller“ verwiesen.

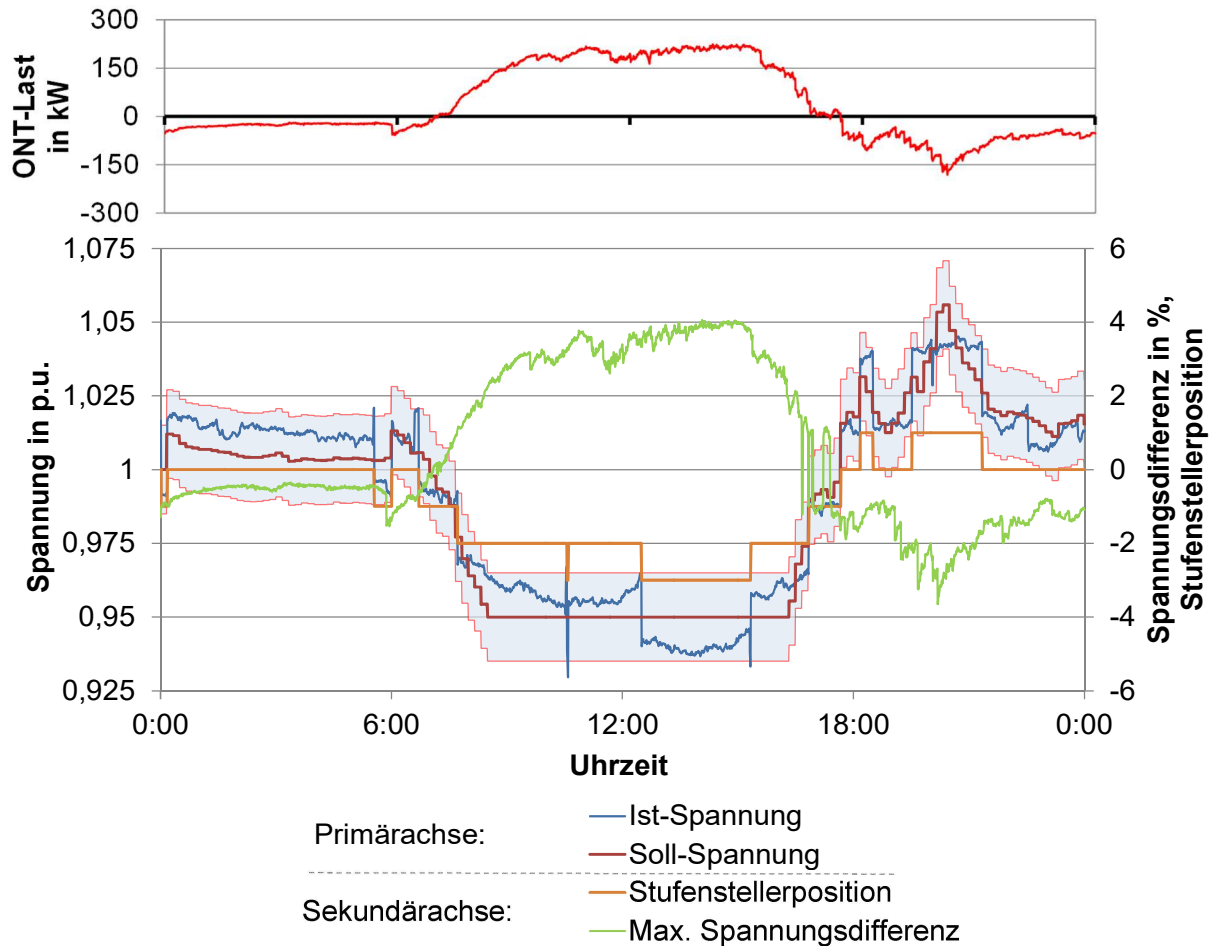
#### 4.5.2 Lastflussabhängig gesteuerter rONT

Der lastflussabhängig gesteuerter rONT benötigt eine Kennlinie zur Einstellung der Soll-Spannung in Abhängigkeit der Auslastung.

Für die Simulation wurde die Soll-Spannungskennlinie in **Abbildung 4-11** experimentell ermittelt. Hierfür wurden 3.200 verschiedene Konfigurationen an Kennlinien für ein Netzgebiet für drei verschiedene Tage (hohe Last, hohe Einspeisung, hohe Last und Einspeisung) simuliert. Die Kennlinie mit der geringsten Spannungsdifferenz zwischen maximaler und minimaler Spannung an den drei Tagen wurde ausgewählt. Die anderen Parameter, Stufenhöhe Spannungsbandbreite und Totzeit wurden wie beim konventionellen rONT gewählt.

**Abbildung 4-11:** Kennlinie I\_f\_rONT

In **Abbildung 4-12** ist die Spannungsregelung des lfrONT exemplarisch anhand eines Tages dargestellt. Die Soll-Spannung wird im Rückspeisefall reduziert auf 0,95 p.u. Die Spannung am stärksten belasteten Netzknoten (grüne Linie) steigt somit nur auf 1,05 p.u, welche bei einer Regelung mit starrem Spannungsband möglicherweise stärker angestiegen wäre. Um das Regelungsverhalten besser sichtbar zu machen wurde für diese Abbildung ein erweitertes Spannungsband als in Abbildung 4-11 verwendet.



**Abbildung 4-12:** Lastflussabhängige Steuerung im Tagesverlauf eines Tages mit hoher PV-Erzeugung

## 5 Einfluss von PV-Anlagen, Hausspeichersystemen und Elektrofahrzeugen auf die Stromversorgung in Wohngebieten

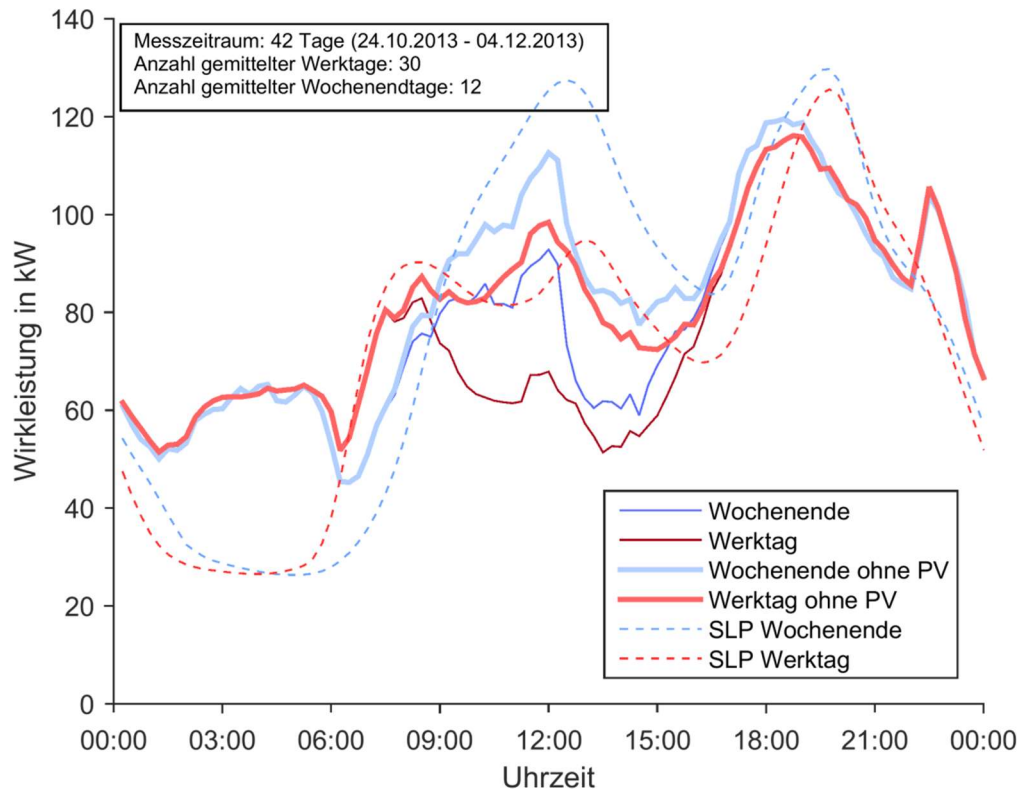
In diesem Kapitel wird der Einfluss von PV-Anlagen, Hausspeichersystemen und Elektrofahrzeugen auf die Stromversorgung eines Wohngebietes analysiert.

Dieser Analyse wird ein reales Wohngebiet aus Garmisch-Partenkirchen mit Vorstadtcharakter zu Grunde gelegt:

Das ausgewählte Wohngebiet verfügt über 137 Hausanschlüsse. Eine GIS-Analyse ergab, dass die Siedlungsstruktur „Ein-/Zweifamilienhausbebauung niederer Dichte“ mit 61,8 % Anteil an allen Gebäuden die dominante Siedlungsstruktur ist.

Zum Ende des Jahres 2012 waren in dem Netzgebiet 108 kWp PV-Leistung installiert. Basierend auf einer Messung über 42 Tage (vergleiche **Abbildung 5-1**) und der abgeschätzten PV-Erzeugung wurde der Jahresenergieverbrauch des Wohngebietes berechnet. Die Berechnung erfolgte nach der in Kapitel 3.3.1.1 geschilderten Methodik. Die Berechnung ergab für das Jahr 2013 einen Energieverbrauch im Wohngebiet in Höhe von 592 MWh. Auf Basis dieser Methodik ergibt sich, dass 207 Haushalte an den 137 Hausanschlüssen angeschlossen sind. Weiterhin ergibt sich, dass die bilanzielle PV-Eigendeckung des Wohngebietes im Jahr 2013 13,6 % beträgt.

Der Korrelationskoeffizient zwischen der auf Basis der Messungen geschätzten Last („Werktag ohne PV“) zum „SLP Werktag“ (Standardlastprofil H0 für Werktage) beträgt 0,854 (vgl. **Abbildung 5-1**).



**Abbildung 5-1:** Messung und Abschätzung der Last im betrachteten Netzgebiet

Im betrachteten Netzgebiet beträgt die gesamte Leitungslänge 4.327 m. Die maximale Entfernung von einem Hausanschluss zum ONT beträgt 524 m, die mittlere Entfernung der Hausanschlüsse zum ONT beträgt 321 m. Alle Hauptstromleitungen sind aus NAYY-4x120 Kabel und die Hausanschlussleitungen bestehen aus NAYY-4x50 Kabel.

Im Unterkapitel 5.1 werden zwei Hauptszenarien gebildet. Das erste Szenario gibt die Situation im Wohngebiet nach dem heutigen Stand („Basisszenario 2013“) wieder und das zweite Szenario gibt die Situation im Wohngebiet nach einem prognostizierten Stand für das Jahr 2030 („Referenzszenario 2030“) wieder. Für diese beiden Szenarien wird eine Analyse zur Last- und Erzeugungssituation durchgeführt.

Die folgenden drei Unterkapitel beinhalten jeweils die Auswertungen der verschiedenen Szenarien welche auf dieses Wohngebiet angewendet wurden.

Der zweite Abschnitt, Unterkapitel 5.2, behandelt Szenarien mit höheren EFZ-Durchdringungen und stellt dar, wie sich die Last- und Erzeugungssituation in solch einem Fall ändert.

Das Unterkapitel 5.3 behandelt eine ähnliche Themenstellung wie der vorherige Abschnitt, jedoch mit dem Fokus auf einer höheren Verbreitung von Hausspeichersystemen.

## **5.1 Basisszenario 2013 und Referenzszenario 2030**

Auf Basis der beiden Hauptszenarien, „Basisszenario 2013“ und „Referenzszenario 2030“, wird die Last- und Erzeugungssituation im Netzgebiet betrachtet. Darauf folgt eine Betrachtung der netztechnischen Auswirkungen (Spannung, Betriebsmittelauslastung) dieser Szenarien auf alle im Rahmen dieser Arbeit aufbereiteten Netzgebiete. Im Anschluss daran folgen Analysen zu den Themen Häufigkeit des Starklast- und Rückspeisefalls, PV-Eigenverbrauchserhöhung durch Ladesteuerungen sowie THG-Emissionen der Stromversorgung.

### **5.1.1 Definition der Szenarien**

Die Szenarien zeigen auf, wie sich die Elektromobilität auf das Stromnetz und die zukünftige Stromversorgung auswirkt.

Die hier dargestellten Szenarien geben ein möglichst realistisches Abbild der aktuellen und zukünftigen Netzsituation, mit dem Fokus, die Sensitivitäten der Hauptkomponenten – Elektrofahrzeuge, PV-Anlagen und Hausspeichersysteme - zu untersuchen. Dabei werden die Betrachtungsjahre 2013 und 2030 gegenübergestellt. Um die Einflüsse der Komponenten besser zu veranschaulichen, werden die Prognosen für das Betrachtungsjahr 2030 in drei Szenarien gegliedert, in denen die Einzelkomponenten sukzessive hinzugefügt werden. Somit ergeben sich die vier Szenarien:

- **Basisszenario 2013**
- **E-Mob. 2030**
- **E-Mob. + PV 2030**
- **E-Mob. + PV + HSS 2030 bzw. Referenzszenario 2030**

Im Folgenden werden diese Szenarien genauer beschrieben und deren Hauptparameter erklärt.

### **Basisszenario 2013:**

Dieses Szenario gibt den Stand im Jahr 2013 im betrachteten Wohngebiet wieder.

Der durchschnittliche Haushaltsverbrauch beträgt in etwa 3.030 kWh /BDEW-11 13/. Die Eigenversorgung des Wohngebietes mit selbsterzeugter Photovoltaik-Energie betrug nach einer Messung und einer PV-Anlagenerhebung im Jahr 2012 in etwa 13,6 %. Für das Jahr 2013 wird von einer Steigerung auf 15 % gerechnet. Im Szenario sind 20 PV-Anlagen installiert und die mittlere Anlagengröße beträgt ca. 5,5 kWp.

In diesem Szenario werden weder Elektrofahrzeuge noch Hausspeichersysteme angenommen.

### **E-Mob. 2030:**

Für dieses Szenario werden dem Basisszenario 2013 die für 2030 erwartete Anzahl an Elektrofahrzeugen hinzugefügt.

Für Gesamtdeutschland soll es im Jahr 2030 nach der Planung der Bundesregierung sechs Millionen Elektrofahrzeuge geben /BMW-14 11/. Dies entspricht ca. 13 % aller Fahrzeuge in Deutschland.

Unter der Prämisse, dass ein Haushalt im Mittel über etwa 1,5 Fahrzeuge verfügt /IFMO-01 05/, wurden in dem hier definierten Szenario 35 % aller Haushalte ein EFZ zugewiesen, insgesamt 72 EFZ. Dies entspricht bei 1,5 Fahrzeugen pro Haushalt in etwa 23 % aller Fahrzeuge eines Wohngebietes. Die höhere Anzahl (23 % gegenüber 13 %) wird basierend auf den Annahmen getroffen, dass in einem vorstädtischen Wohngebiet im Durchschnitt mehr Haushalte über einen eigenen Stellplatz verfügen und zudem die mittlere Haushaltsgröße in vorstädtischen Regionen größer ist, als in innerstädtischen Regionen /DESTATIS-03 13/.

Zudem wird davon ausgegangen, dass die 20 PV-Anlagenbesitzer über ein EFZ verfügen, die restlichen 52 EFZ werden an Haushalte ohne PV-Anlage verteilt. Die Standard-Ladeleistung beträgt 3 kW, jedoch haben 30 % der Haushalte mit EFZ eine Wallbox, die eine Ladeleistung von 11 kW ermöglicht /FFE-16 15/. Kein Fahrzeug verfügt über eine intelligente Ladesteuerung. In diesem Szenario sind keine Hausspeichersysteme enthalten.

### **E-Mob. + PV 2030:**

Dieses Szenario basiert auf dem Szenario „E-Mob. 2030“ und erweitert dieses um den bis dahin prognostizierten PV-Zubau.

Für dieses Wohngebiet wird eine Verdopplung der PV-Leistung bis zum Jahr 2030 prognostiziert /GERDI-01 13/. Die mittlere Anlagenleistung wird nicht verändert, so dass sich die Anzahl der PV-Anlagen auf 40 verdoppelt.



**E-Mob. + PV + HSS 2030 bzw. Referenzscenario 2030:**

Dieses Szenario veranschaulicht die mögliche Erzeuger- und Laststruktur des betrachteten Netzgebiets im Jahr 2030 mit PV-Ausbau, Elektromobilität und zusätzlich Hausspeichersystemen.

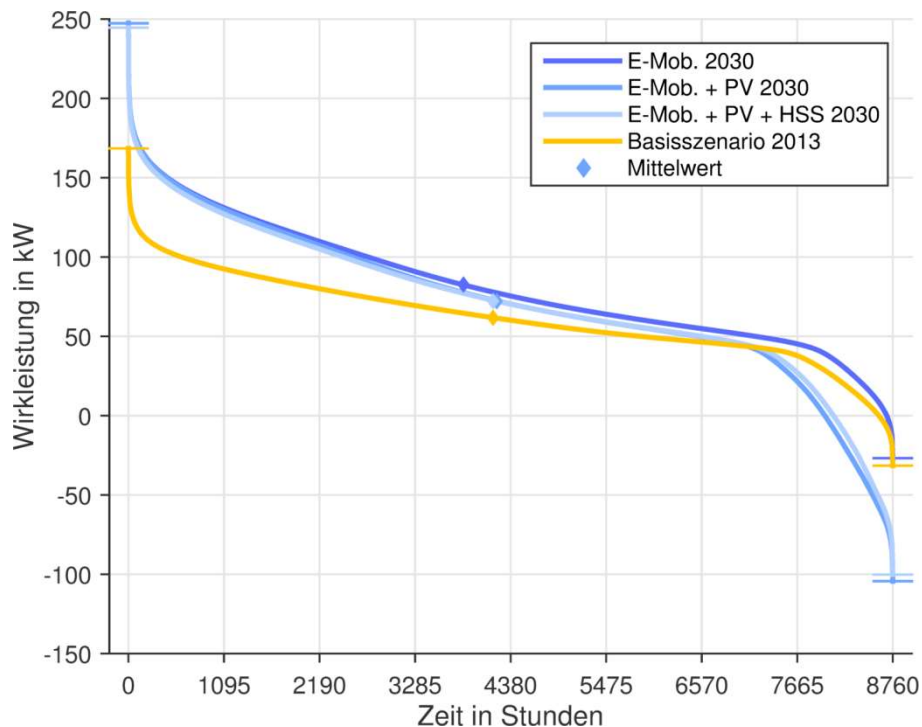
Es wird angenommen, dass 25 % der PV-Anlagenbesitzer auch ein Hausspeichersystem besitzen. Dies beruht auf der Annahme, dass im Mittel jede zweite PV-Anlage, die in den nächsten 15 Jahren installiert wird, zusammen mit einem Hausspeichersystem gekauft wird. Fundierte, zitierfähige Verbreitungsszenarien zu Hausspeichersystemen wurden nicht gefunden.

Die Netto-Kapazität der einzelnen Speicher wird mit jeweils 8,5 kWh und einer Entladetiefe von 70 % angenommen /FFE-48 14/. Insofern gibt es im Wohngebiet insgesamt 59,5 kWh nutzbare Speicherkapazität (10 Speicher \* 8,5 kWh \* 70 % SOC-Swing). Die Lade- und Entladeleistung beträgt 3,6 kW mit einem jeweiligen Wirkungsgrad von 93 %.

**5.1.2 Last und Erzeugung im Basis- und Referenzscenario**

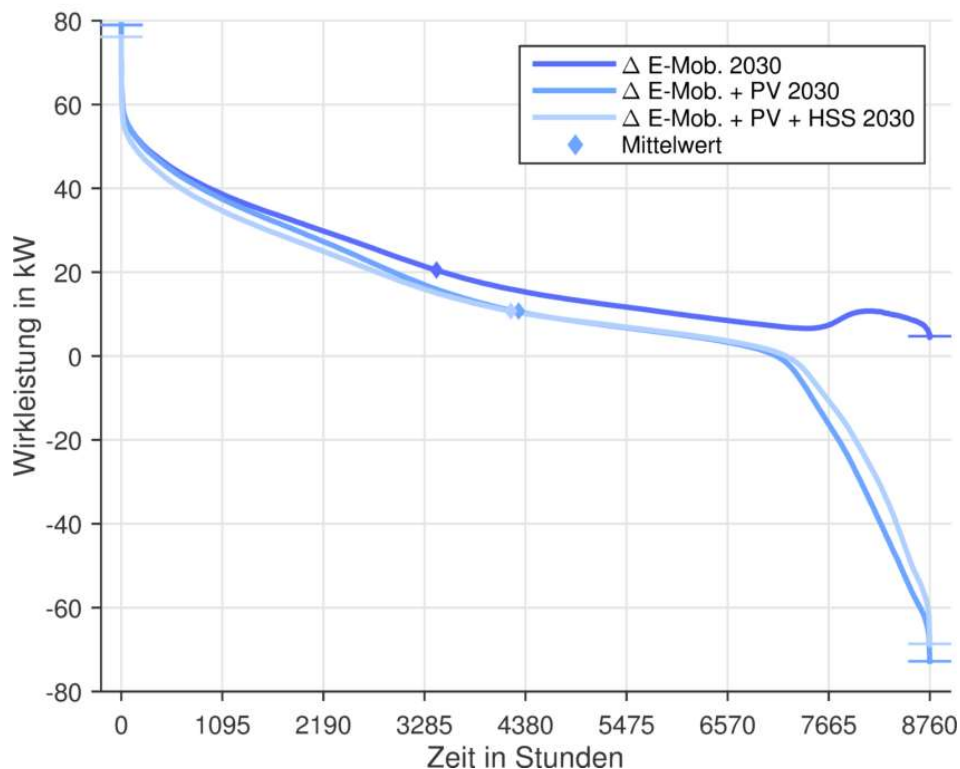
Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse zu den aufgestellten Szenarien dargestellt.

**Abbildung 5-2** zeigt die Jahresdauerlinie am Ortsnetztransformator für alle Szenarien. Das Basisszenario ist in Orange dargestellt. Die Zukunftsszenarien sind an verschiedenen Blautönen zu erkennen.



**Abbildung 5-2:** Jahresdauerlinie am ONT für alle Szenarien

**Abbildung 5-3** zeigt die Differenzen der Zukunftsszenarien zum Basisszenario.



**Abbildung 5-3:** *Differenz der Jahresdauerlinien der Zukunftsszenarien zum Basisszenario*

Im Szenario „E-Mob. 2030“ (Abbildung 5-2) ist erkennbar, dass die Spitzenlast durch die Elektrofahrzeuge um 47 % von 168 kW auf 247 kW steigt. Die Rückspeisespitze wird jedoch lediglich um 10 % von 31 kW auf 27 kW reduziert. Die mittlere Last steigt durch die Elektrofahrzeuge um ca. 20 kW.

Beim Szenario „E-Mob. + PV 2030“ gegenüber „E-Mob. 2030“ (Abbildung 5-2) wird die Spitzenlast durch die verdoppelte PV-Leistung kaum beeinflusst. Die Rückspeisespitze erhöht sich von -27 kW auf -104 kW. Die zurückgespeiste Energie erhöht sich hierdurch von 399 kWh auf 27.341 kWh, der Zeitanteil mit umgekehrtem Lastfluss durch den Ortsnetztransformator wird verzehnfacht. Dies ist per se nicht kritisch, wenn jedoch alle Wohngebiete zu den gleichen Zeitpunkten zurückspeisen, kann dies zu Netzinstabilitäten bzw. Komponentenüberlastungen führen /LEW-06 12/. Gegenüber dem Basisszenario wird die Eigenversorgung des Netzgebietes mit selbsterzeugter PV-Energie von 13,5 % auf 18 % erhöht.

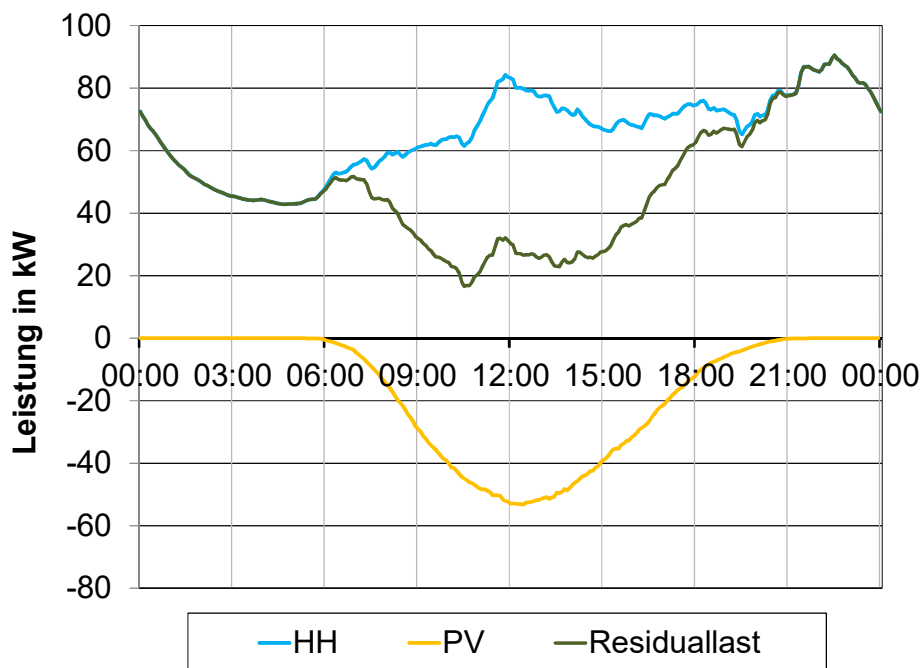
Am Szenario mit Hausspeichersystemen wird ersichtlich, dass die Hausspeichersysteme im betrachteten Zukunftsszenario mit einem Anteil von 5 % aller Haushalte (bzw. 25 % der Haushalte mit PV-Anlage) einen geringen Einfluss auf den Lastgang haben. Sie reduzieren die Rückspeisung im Mittel um 5-10 kW und die Last um bis zu 5 kW.

Die maximale Transformatorauslastung erhöht sich durch die Elektrofahrzeuge von 46 % auf 65 %. Die mittlere Auslastung steigt dabei um 5 %. Die hinzugekommenen PV-Anlagen führen zu keiner weiteren Erhöhung der maximalen Auslastung. Die HSS reduzieren diese marginal um ca. 1 %.

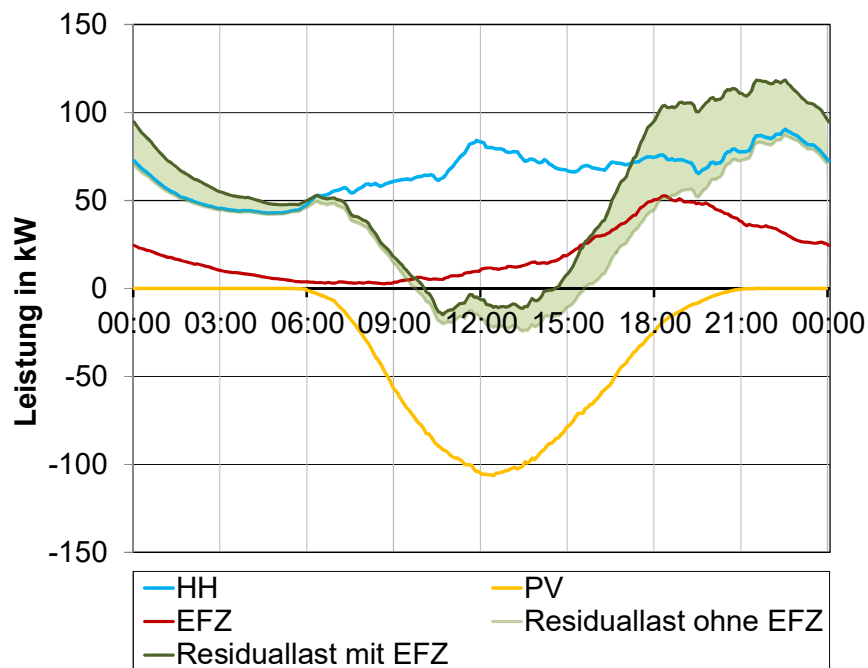
In **Abbildung 5-4** und **Abbildung 5-5** wird jeweils ein gemittelter Tagesverlauf über alle Tage der Sommermonate Juni, Juli, August und September aus den beiden Szenarien „Basisszenario 2013“ und dem Zukunftsszenario „E-Mob. + PV + HSS 2030“ dargestellt.

Im Basisszenario (Abbildung 5-4) reduziert die mittägliche PV-Einspeisespitze die Last im Wohngebiet bereits sehr stark, so dass das Lastminimum mittags und nicht wie sonst üblich nachts stattfindet.

Im dargestellten Zukunftsszenario (vgl. Abbildung 5-5) ist die Haushaltslast dieselbe wie im Basisszenario. Die hohe PV-Einspeisung führt jedoch bereits im Sommer-Typtag zu einer Rückspeisung während der Mittagsstunden. Die Last der Elektrofahrzeuge ist um die Mittagszeit herum relativ gering und erreicht ihren Höhepunkt gegen 18 Uhr. Im Durchschnitt verbraucht jedes Elektrofahrzeug 2.790 kWh pro Jahr.



**Abbildung 5-4:** *Basisszenario 2013: Sommer-Typtag im Wohngebiet: Residuallast am ONT; kumulierte Leistung aller HH; kumulierte Leistung aller PV-Anlagen*



**Abbildung 5-5:** *E-Mob. + PV + HSS 2030: Sommer-Typtag im Wohngebiet: Residuallast am ONT mit und ohne EFZ; kumulierte Leistung aller HH; kumulierte Leistung aller PV-Anlagen; kumulierte Leistung aller EFZ.*

Die Hausspeichersysteme nehmen ca. 8,4 % der erzeugten PV-Energie auf. Aufgrund des Nutzungsgrades von 86,5 % stehen jedoch nur 7,3 % der erzeugten PV-Energie auch später wieder zur Verfügung. Dies entspricht ca. 247 Zyklen im Jahr bei einem SOC-Swing von 70 %.

Auf die Darstellung der Spannung wird verzichtet, da es aus Sicht der Netzstabilität in keinem Szenario kritische Zeitschritte gab.

In der folgenden **Tabelle 5-1** wird für alle Szenarien der PV-Eigendeckungs- und PV-Eigenverbrauchsgrad aufgeschlüsselt nach verschiedenen Haushaltskategorien dargestellt.

Der PV-Eigenverbrauchsgrad gibt wieder, wieviel Prozent der selbsterzeugten PV-Energie im eigenen Haushalt verbraucht wird. Der PV-Eigendeckungsgrad sagt aus, wie viel Prozent der Haushaltslast durch die selbsterzeugte PV-Energie gedeckt werden kann. Letzteres wird häufiger auch Autarkiegrad genannt.

**Tabelle 5-1: Mittlerer Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsgrad nach Szenarien und Haushaltskategorien**

Haushalte, mit:	Basisszenario 2013		E-Mob. 2030		E-Mob. + PV 2030		E-Mob. + PV + HSS 2030	
	Eigen- deckung	Eigen- verbrauch	Eigen- deckung	Eigen- verbrauch	Eigen- deckung	Eigen- verbrauch	Eigen- deckung	Eigen- verbrauch
Nur PV	27,4%	22,6%						
PV, EFZ			19,0%	27,2%	19,0%	27,8%	19,4%	27,7%
PV, EFZ und WB			17,3%	25,0%	17,5%	27,5%	17,5%	27,6%
PV, HSS und EFZ							42,1%	66,4%
PV, HSS, EFZ und WB							44,2%	66,1%

PV: PV-Anlage

WB: WallBox (höhere Ladeleistung)

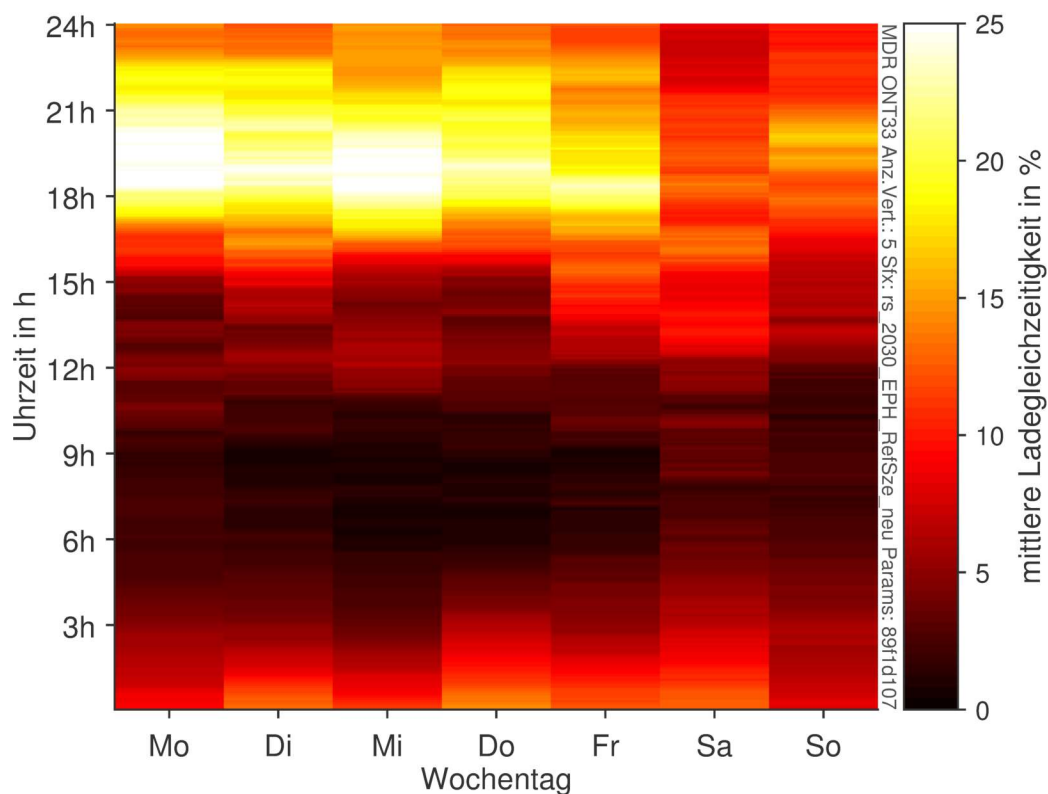
EFZ: Elektrofahrzeug

HSS: Hausspeichersystem

Im Basisszenario beträgt der PV-Eigenverbrauch der Haushalte im Mittel 22,6 %. Durch Elektrofahrzeuge steigt dieser auf ca. 27 %. Durch die zusätzliche Last der Elektrofahrzeuge wird die Gesamtlast erhöht und damit der PV-Eigendeckungsgrad um ca. 8 % auf 19 % gesenkt. Eine Wallbox ohne Ladesteuerung reduziert den PV-Eigenverbrauch geringfügig und die PV-Eigendeckung sinkt auf ca. 17,5 %. Dies liegt an der hohen Ladeleistung, die seltener als eine geringe Ladeleistung durch die PV-Anlage gedeckt werden kann.

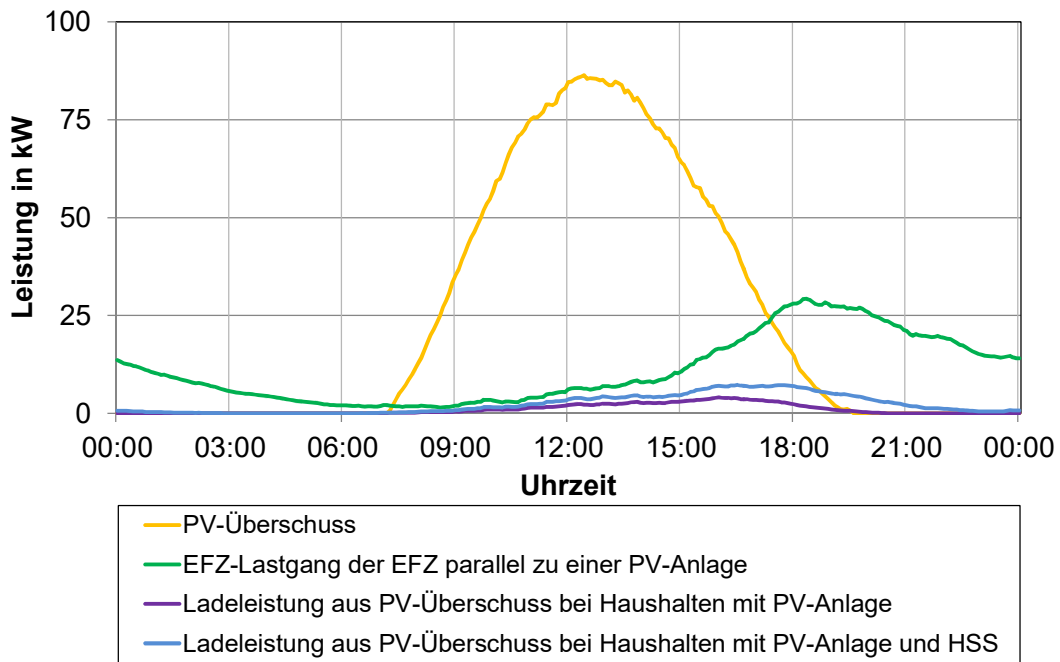
Haushalte mit Hausspeichersystem und Elektrofahrzeugen können ihren PV-Eigenverbrauch und ihre PV-Eigendeckung mehr als verdoppeln. Haushalte mit Elektrofahrzeugen schaffen es, ca. 66 % der selbsterzeugten PV-Energie zu verbrauchen.

Das der PV-Eigenverbrauch bei Haushalten mit Elektrofahrzeugen (ohne HSS) lediglich bei ca. 27 bis 28 % liegt, folgt daher, dass EFZ vornehmlich in den Abendstunden, wie in **Abbildung 5-6** zu sehen ist laden. Es ist die gemittelte Ladegleichzeitigkeit über eine Woche dargestellt. Maximal laden etwa 25 % der Fahrzeuge gleichzeitig zwischen 18:00 Uhr und 21:00 Uhr. Mittags, wenn die Einstrahlung in der Regel am höchsten ist, werden etwa 5 % bis 10 % der Fahrzeuge geladen. Über die gesamte Woche liegt die mittlere Ladegleichzeitigkeit bei ca. 8,5 %.



**Abbildung 5-6:** *Mittlere Ladegleichzeitigkeit im Referenzscenario*

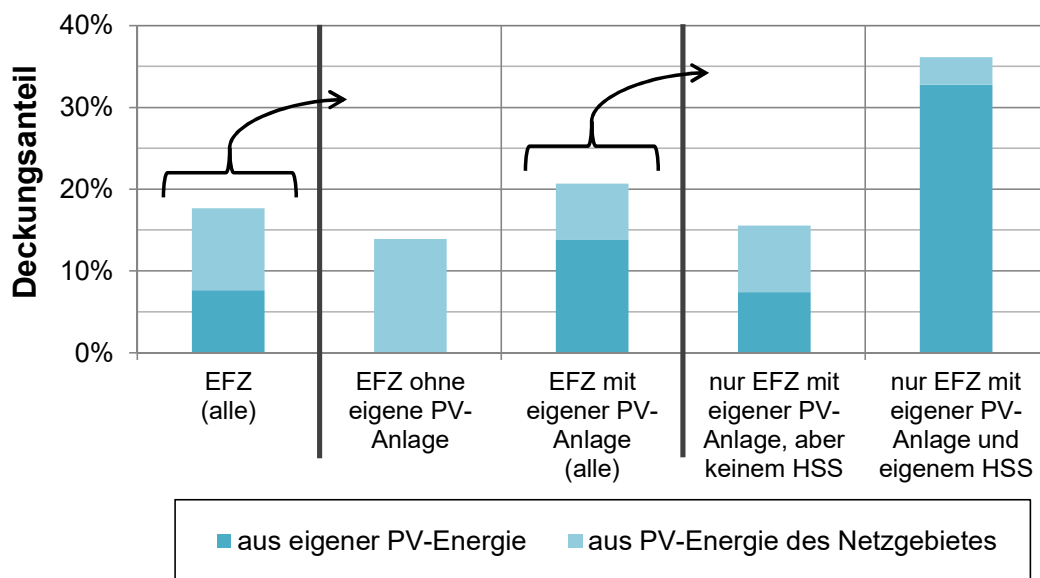
Dieses Lastprofil der EFZ entspricht nicht der typischen PV-Erzeugungsscharakteristik, welche gegen Mittag ihr Maximum aufweist. In **Abbildung 5-7** ist der Zusammenhang von EFZ-Last und PV-Überschussleistung anhand des gemittelten Tageslastgangs im simulierten Sommer dargestellt. PV-Überschussleistung ist die erzeugte PV-Leistung, welche nicht durch haushaltsinterne Lasten verbraucht wird und somit für das EFZ zur Verfügung steht. Es sind nur die Ladelastgänge der EFZ-Besitzer mit eigener PV-Anlage dargestellt. In violett ist der Anteil des Ladelastgangs dargestellt, welcher direkt über die eigene PV-Anlage aus PV-Überschussleistung gedeckt wurde. In hellblau ist zusätzlich der Anteil, der über HSS indirekt aus der PV-Energie gedeckt werden konnte zu sehen.



**Abbildung 5-7:** PV-Überschuss der Haushalte mit PV-Anlage und EFZ sowie der zugehörige EFZ-Lastgang

Der PV-Überschuss, welcher nicht durch das eigene EFZ verbraucht wird, steht anderen Haushalten des Netzgebietes und nachrangig auch ihren EFZ zur Verfügung.

Die **Abbildung 5-8** zeigt die gemittelten PV-Deckungsgrade der jeweiligen Haushaltskategorien. Im Durchschnitt über alle EFZ des Netzgebietes können etwa 17 % der EFZ-Ladeenergie durch PV-Produktion gedeckt werden. Haben die Haushalte keine eigene PV-Anlage, werden 14 % der Fahrenergie aus PV-Anlagen in der Nachbarschaft gedeckt. Mit eigener PV-Anlage und zusätzlichem Speicher wird 36 % der Fahrenergie regenerativ durch Sonnenenergie versorgt.



**Abbildung 5-8:** Eigendeckungsgrade der EFZ-Ladeenergie nach Kategorien

### 5.1.3 Netztechnische Auswirkungen der Szenarien auf verschiedene Netztopologien

Im Folgenden werden die Szenarien „Basisszenario 2013“ und „Referenzszenario 2030“ in allen für die GridSim aufbereiteten Netzgebieten simuliert. Aufbauend auf den Simulationsergebnissen wird auf die netztechnischen Auswirkungen der Szenarien eingegangen.

Insgesamt werden 34 Netzgebiete untersucht:

- 17 reale Netze aus GAP (s. Kapitel 3.3.1.1)
- 7 Referenznetze von Kerber (s. Kapitel 3.3.1.2)
- 10 Extremnetze von Kerber (s. Kapitel 3.3.1.2)

Die Simulationsparameter entsprechen den Werten aus Kapitel 5.1.1. Zudem verfügen die PV-Anlagen über eine Einspeisekappung auf 70 % ihrer Modulleistung und eine Q(P)-Regelung zur Spannungsstabilisierung.

Die Spannung am Transformator (Slack Bus Spannung) wurde entsprechend Kapitel 3.3.1.3 eingestellt.

Der simulierte Energieverbrauch der Wohngebiete entspricht dem hochgerechneten Energieverbrauch der Messungen (Kapitel 3.3.1.1) bzw. bei den synthetischen Netzen den Angaben aus /TUM-04 11/.

#### 5.1.3.1 Ergebnisse Basisszenario 2013

Im Basisszenario 2013 gibt es in keinem der Stromnetze Verletzungen der EN 50160 (Kapitel 2.2). Alle Netze sind stabil und unkritisch.

Die maximale Differenz zwischen der geringsten und der höchsten Spannung in einem Netzgebiet beträgt im Mittel 9 %. Die minimale Spannung, die in einem Netzgebiet aufgetreten ist, beträgt 0,88 p.u. Die Zeitdauer dieser minimalen Spannung ist jedoch zu kurz um den 10-Minuten-Mittelwert der Spannung auf einen Wert unter 0,9 p.u. abzusenken.

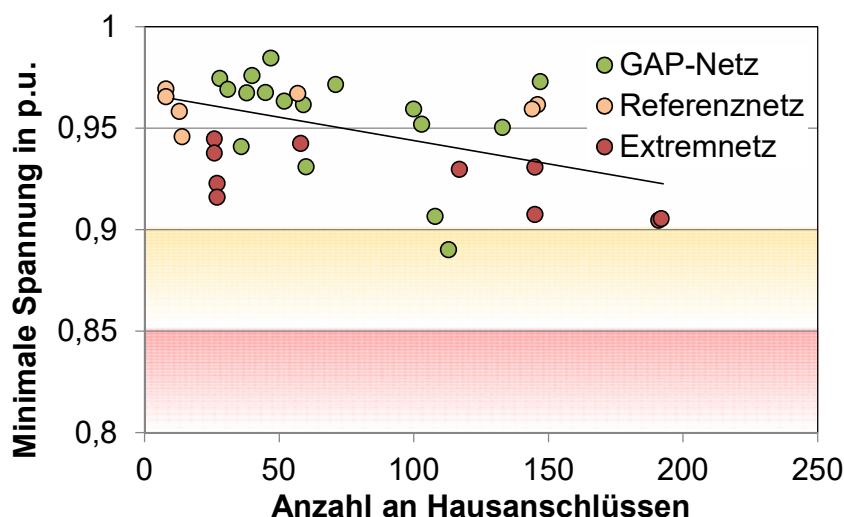
In **Abbildung 5-9** ist die mittlere, minimale Spannung der berechneten Verteilungen über die Anzahl der Hausanschlüsse aufgezeigt. Die minimale Spannung je Netzgebiet und Verteilung entspricht der kleinsten Spannung, die über das simulierte Jahr an einem Netzknoten aufgetreten ist. Dieser Wert wird über die berechneten Verteilungen gemittelt.

Die grünen Kreise entsprechen den realen Netzen aus Garmisch-Partenkirchen, die gelben Kreise stellen die Referenznetze und die roten Kreise die Extremnetze (s. Kapitel 3.3.1.2) nach Kapitel 3.3.1.2 dar.

Der Hintergrund ist in den Bereichen 0,9 – 0,85 p.u. und < 0,85 p.u. eingefärbt. Der orange gefärbte Bereich stellt den Bereich dar, in dem der 10-Minuten-Mittelwert maximal 5 % der Zeit sein darf. Eine Spannung im roten Bereich stellt eine sofortige (unabhängig von der Dauer) Normverletzung dar.

Erkennbar ist, dass die Referenznetze spannungstabiler als die Extremnetze sind. Die realen GAP-Netze stellen das Netz mit der höchsten, aber auch mit der geringsten Spannung dar. Weiterhin ist ersichtlich, dass mit zunehmender Anzahl an Hausanschlüssen die minimale Spannung tendenziell absinkt.



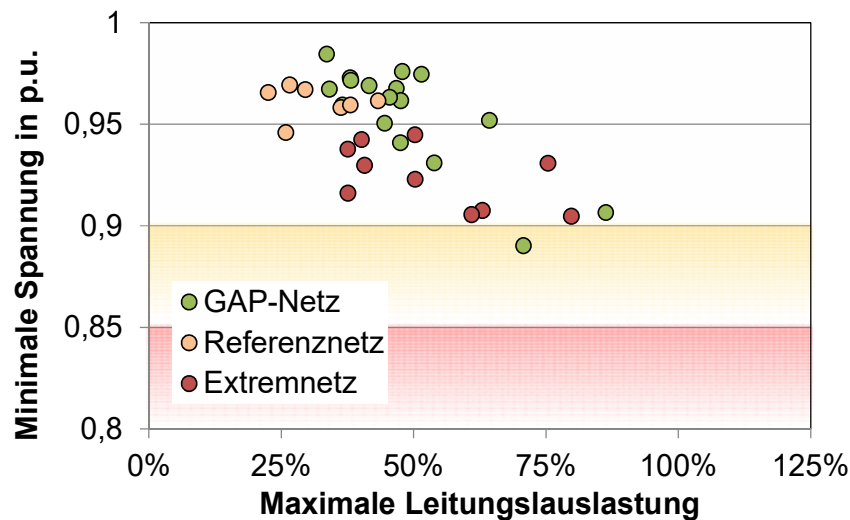


**Abbildung 5-9:** Basisszenario 2013: Minimale Spannungen der simulierten Netze

Die maximale Spannung ist ebenfalls unkritisch, ihr Maximum über alle Netzgebiete liegt bei 1,05 p.u. Der Mittelwert über alle Netze liegt bei 1,039 p.u.. Sie ist unabhängig von der Anzahl an Hausanschlüssen.

Im „Basisszenario 2013“ wird bei keiner Netztopologie eine Stromleitung mit mehr als 86 % ihrer Nennleistung belastet. Insofern bestehen keine thermischen Engpässe. Trotz dessen ist dies bereits eine sehr hohe Belastung welche jedoch nur in einem Netzgebiet für wenige Minuten aufgetreten ist. Im Durchschnitt betrug die Leitungsauslastung 10 %. Die mittlere, maximale Leitungsauslastung über alle Netze betrug 47 %.

Um den Zusammenhang der beiden Netzinstabilitäten – Unterspannung und Leitungsüberlastung – darzustellen, kann der Korrelationsfaktor bestimmt werden, welcher die lineare Abhängigkeit beider Werte abbildet. Dies ist interessant um bei Auftreten einer dieser Instabilitätskriterien Rückschlüsse auf die andere ziehen zu können. Der Korrelationskoeffizient zwischen der minimalen Spannung und der maximalen Leistungsauslastung aller Netztopologien beträgt -0,67. Dieser negative Zusammenhang ist in **Abbildung 5-10** dargestellt. Die Korrelation dieser Werte ist bei den untersuchten GAP-Netzen mit -0,81 deutlich höher. Dies bedeutet, dass wenn in einem Netzgebiet eine geringe Spannung gemessen wird (z.B. bei einem Smart Meter an einem Hausanschluss), eine gleichzeitig starke Auslastung der Stromleitung wahrscheinlich ist. Grundsätzlich fällt die Spannung bei größeren Leitungsquerschnitten und im Verhältnis dazu niedrigen Strömen geringer aus.



**Abbildung 5-10:** Basisszenario 2013: Korrelation zwischen minimaler Spannung und maximaler Leitungsauslastung

Die ONT-Auslastung aller Netzgebiete liegt im Mittel bei 15 %, das gemittelte Maximum aller Netztopologien liegt bei 40 % und das absolute Maximum in einem Netzgebiet lag für wenige Minuten bei 107 %. Insofern sind aller ONTs im üblichen Belastungsbereich, da seltene und nur kurzzeitig auftretenden Überlastungen für einen ONT in der Regel unkritisch sind /TUM-04 11/.

Die Anzahl der Haushalte in einem Netzgebiet übt einen großen Einfluss auf die spezifische Lastspitze aus. Um diesen Zusammenhang zu untersuchen, werden für ausgewählte netztechnische Kennwerte Mittelwerte in Abhängigkeit ihrer Netzgröße ausgegeben.

In **Tabelle 5-2** sind Mittelwerte für drei Netzgruppen angegeben:

- Mittelwerte der 10 kleinsten Netze: Für die Mittelwertbildung werden nur die 10 kleinsten der 34 zur Verfügung stehenden Netze verwendet. Die Größe wird durch die Anzahl an Hausanschlüssen definiert. Diese haben im Mittel 23 Hausanschlüsse und 45 Haushalte.
- Mittelwert aller Netze: Zur Bildung des Mittelwertes werden alle 34 Netztopologien verwendet. Diese haben im Durchschnitt 152 Haushalte bei 71 Hausanschlüssen.
- Mittelwert der 10 größten Netze: Die zehn größten Netze verfügen im Mittel über 248 Haushalte und 143 Hausanschlüsse.

**Tabelle 5-2: Basisszenario 2013: Netztechnische Kennwerte**

	Zeitanteil mit Rückspeisung <sup>1)</sup>	ONT Auslastung		Leistung je HH im Lastfall <sup>4)</sup>	Leistung je PV-Anlage im Rückspeisefall <sup>5)</sup>	Leitungsauslastung	
		Maximale <sup>2)</sup>	Mittlere <sup>3)</sup>			Maximale <sup>6)</sup>	Mittlere <sup>7)</sup>
<b>Mittelwert der 10 kleinsten Netze</b>	2,72%	29%	9%	1,23 kW	2,24 kW	38%	6%
<b>Mittelwert aller Netze</b>	<b>1,67%</b>	<b>40%</b>	<b>15%</b>	<b>0,97 kW</b>	<b>1,58 kW</b>	<b>47%</b>	<b>10%</b>
<b>Mittelwert der 10 größten Netze</b>	1,15%	56%	22%	0,83 kW	1,21 kW	55%	14%

- 1) Zeitanteil des Jahres mit Rückspeisung in die MS-Ebene
- 2) Mittelwert der maximalen ONT-Auslastung aller Netztopologien
- 3) Mittelwert der mittleren ONT-Auslastung aller Netztopologien
- 4) Mittlere Last je Haushalt zum Zeitpunkt des Jahresspitzenlast
- 5) Mittlere Rückspeisung je Haushalt zum Zeitpunkt der Rückspeisespitze
- 6) Mittelwert der maximalen Leitungsauslastung aller Netzgebiete
- 7) Mittelwert der mittleren Leitungsauslastung aller Netzgebiete

Das Verhältnis der maximalen ONT Auslastung zur mittleren ONT Auslastung ist ein Indiz für die Volatilität der Last. Die Auslegung des Transformators richtet sich nach der maximalen Last. Ein großes Verhältnis bedeutet, dass dieser aber meist im unteren Teillastbereich betrieben wird, wodurch die spezifischen Kosten pro transformierte Kilowattstunde steigen.

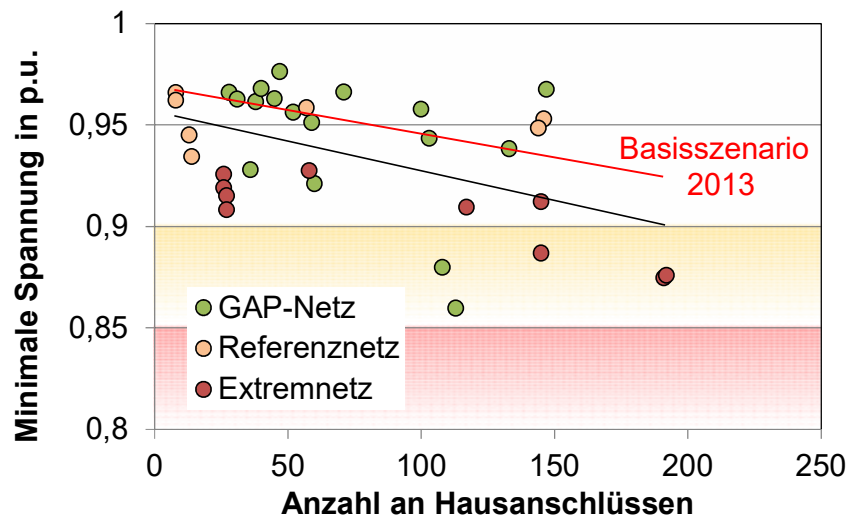
Das Verhältnis der maximalen zur mittleren ONT-Auslastung ist bei kleineren Netzen mit 3,4 höher als bei den größeren Netzen wo das Verhältnis 2,6 ist. Bei der Leitungsauslastung verhält es sich ähnlich mit einem Verhältnis von sechs bei kleinen Netzen und vier bei großen Netzen. Dies liegt daran, dass bei der Planung von Niederspannungsnetzen die spezifische Last eine wesentliche Planungsgröße darstellt. Die spezifische Last pro Haushalt und die spezifische Erzeugung je PV-Anlage sind bei kleineren Netzen deutlich höher als bei großen. Aus diesem Grund muss die spezifische Transformatorleistung und spezifische Stromtragfähigkeit der Kabel bei kleinen Netzen höher als bei großen Netzen sein.

In der Auswertung stellte sich ebenfalls heraus, dass der Zeitanteil der Rückspeisung abhängig von der Netzgröße ist. Im Mittel beträgt er beträgt ca. 1,7 %. Bei den 10 kleinsten Netzen tritt der Rückspeisefall mehr als doppelt so häufig auf wie in den 10 größten Netzen. Hierbei schwankt die Rückspeisung von Netz zu Netz jedoch stark, im Maximalfall betrug der Zeitanteil mit Rückspeisung 4,47 % und im Minimalfall lediglich 0,11 %.

### 5.1.3.2 Ergebnisse Referenzscenario 2030

Lediglich in einem Stromnetz kam es in einer Verteilung in diesem Szenario zu Verletzungen der Norm DIN 50160. Diese traten in einem Netz aus Garmisch-Partenkirchen auf und es gab dort in Summe zehn Unterschreitungen der Spannungsgrenze 0,85 p.u. im Jahresverlauf. Das Spannungsminimum lag in diesem Fall bei 0,83 p.u. Da es sich nur um eine Verteilung unter vielen handelt, kann nicht von einer generellen Netzinstabilität in diesem Szenario

ausgegangen werden. Aussagekräftiger sind die Mittelwerte der verschiedenen Verteilungen. Diese sind bei allen Netztopologien und Zeitschritten um 1,2 % niedriger gegenüber dem Basisszenario 2013. Die gemittelte minimale Spannung je Netzgebiet ist in **Abbildung 5-11** dargestellt. Die rote Linie stellt die Regressionslinie des Basisszenarios 2013 dar und dient zum Vergleich. Die Spannungsdifferenz zwischen dem Basisszenario 2013 und dem Referenzscenario 2030 ist bei größeren Netzen stärker ausgeprägt als bei kleineren Netzen. Insgesamt sind gegenüber dem Basisszenario 2013 bereits mehrere Netze im kritischen Spannungsbereich zwischen 0,9 und 0,85 p.u. Diese sind jedoch von der Zeitdauer und Tiefe nicht ausreichend um den 10-Minuten-Mittelwert von 0,9 zu unterschreiten.

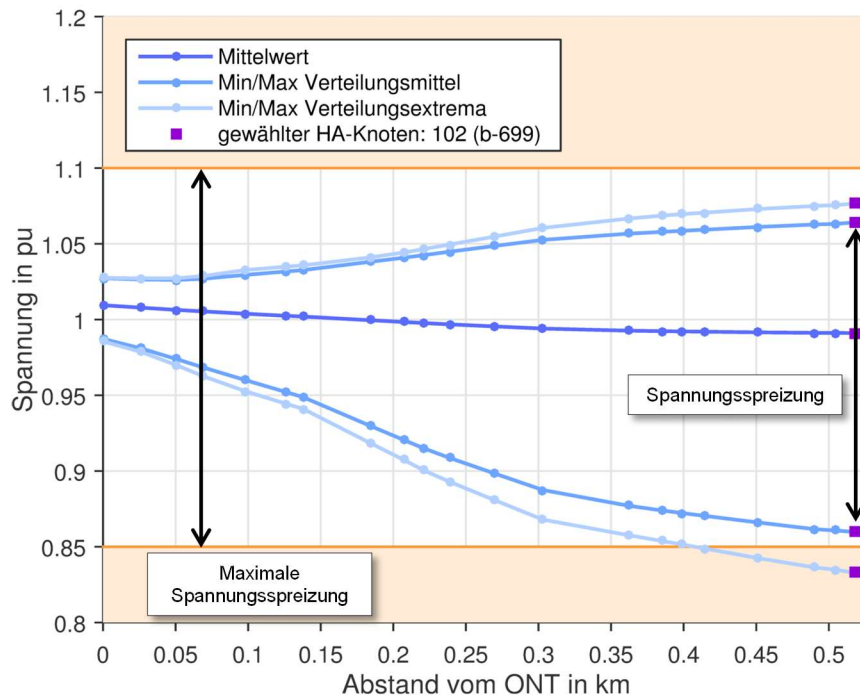


**Abbildung 5-11:** Referenzscenario 2030: Minimale Spannungen der simulierten Netze

Die Spannungsspreizung ist ein Maß für die Volatilität der Spannung. Diese steigt, wenn im Netzgebiet viele zeitlich und räumlich entkoppelte Erzeuger und Verbraucher vorhanden sind. Im Folgenden wird die Spannungsspreizung aus der Differenz von mittlerer, minimaler und mittlerer, maximaler Spannung berechnet und auf das zulässige Spannungsband bezogen, welches zu 100 % der Zeit eingehalten werden muss.

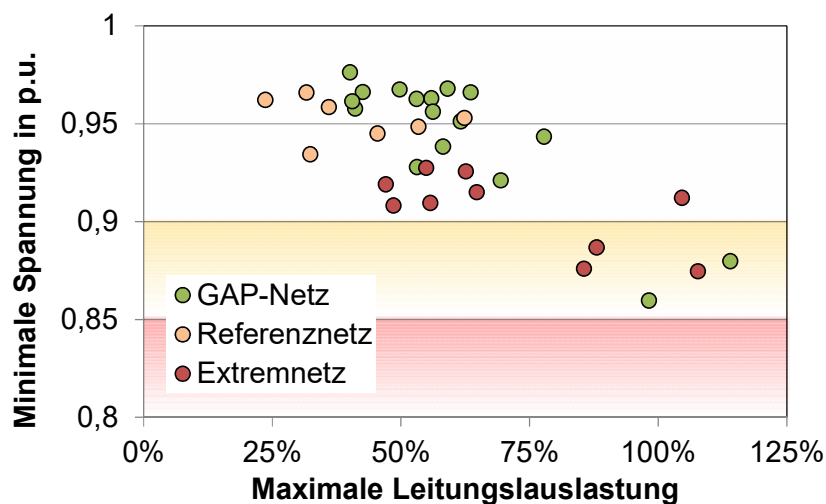
Die über die Netzgebiete gemittelte Spannungsspreizung ist von 36 % im Basisszenario 2013 auf 45,2 % im Referenzscenario 2030 gestiegen. Die Spannungsspreizung steigt, weil einerseits durch mehr PV-Anlagen höhere Spannungen zur Mittagszeit erreicht werden und andererseits die Elektrofahrzeuge die Spannung am Abend durch ihre zusätzliche Last absenken.

Zum besseren Verständnis ist in **Abbildung 5-12** die Spannungsspreizung entlang der Leitung mit der höchsten Spannungsspreizung exemplarisch für das Netzgebiet 72 dargestellt.



**Abbildung 5-12:** Spannungsspreizung entlang der Leitungslänge im Szenario 2030, Netzgebiet 72

In **Abbildung 5-13** ist analog zur Abbildung 5-10 der Zusammenhang zwischen der maximalen Leitungsauslastung und der minimalen Spannung für das Referenzscenario 2030 dargestellt. Der Korrelationskoeffizient über alle Stromnetze steigt von  $-0,67$  auf  $-0,75$  und bei den realen GAP-Netzen steigt sie von  $-0,81$  auf  $-0,85$ . Vereinzelt Stromleitungen, im Diagramm ganz rechts zu sehen, sind in diesem Szenario bereits überlastet und bedürfen einer Netzverstärkung, um die Netzstabilität zu gewahren. Insgesamt müssen in vier Netzen die Leitungen verstärkt werden. Es zeigt sich, dass die Netzinstabilitäten – geringe Spannungen und hohe Leitungsbelastung – häufig gemeinsam auftreten.



**Abbildung 5-13:** Referenzscenario 2030: Korrelation zwischen minimaler Spannung und maximaler Leitungsauslastung

Die maximale Spannung über alle Netzgebiete liegt bei 1,064 p.u. und stellt damit noch kein Risiko einer Bandverletzung dar.

Die folgende **Tabelle 5-3** beinhaltet die wesentlichen netztechnischen Kennwerte für das Referenzszenario 2030 untergliedert nach verschiedenen Netzgrößen (analog zu **Tabelle 5-2**).

Die mittlere Last je Haushalt zum Zeitpunkt der Spitzenlast im Netzgebiet steigt um 42 % im Vergleich zum Basisszenario. Die mittlere ONT-Auslastung steigt lediglich von 15 % auf 18 % und somit um 20 %. Die mittlere Leitungsauslastung ist ebenfalls um 20 % gestiegen und liegt im Referenzszenario 2030 bei 12 %. Die stark gestiegene Spitzenlast wird von den Elektrofahrzeugen verursacht. Sie tritt an einem Wintertag auf, an dem die PV-Anlagen und Hausspeichersysteme keine nennenswerte Reduktion des Netzbezugs ermöglichen. Obwohl die zusätzlichen Elektrofahrzeuge den elektrischen Energiebedarf um 29 % erhöhen, fällt der Anstieg der mittleren ONT Auslastung mit 20 % geringer aus. Dies liegt daran, dass die neu hinzugekommenen PV-Anlagen und Hausspeichersysteme eine größere Eigendeckung der Netzgebiete ermöglichen. Da die erhöhte Eigendeckung durch die PV-Anlagen zwar die mittlere Auslastung, jedoch nicht die maximale Last reduzieren, steigt das Verhältnis der maximalen zur mittleren ONT Auslastung. Bei kleineren Netzen steigt es auf vier und bei größeren Netzen auf 2,7. Im Vergleich zum Basisszenario steigt dieses Verhältnis bei den kleinen Netzen viermal stärker als bei großen Netzen und führt damit zu einem stärkeren Anstieg der spezifischen Kosten je transformierter kWh bei den kleinen Netzen.

Die mittlere, maximale ONT-Auslastung ist bei drei Stromnetzen bereits bei über 100 %, so dass der Transformator ausgetauscht werden sollte.

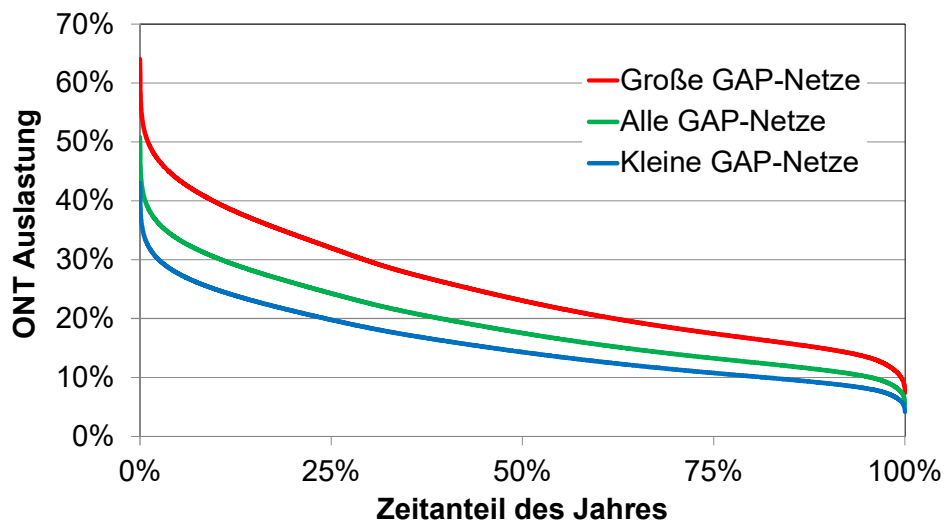
**Tabelle 5-3: Referenzszenario 2030: Netztechnische Kennwerte**

	Zeitanteil mit Rückspeisung <sup>1)</sup>	ONT Auslastung		Leistung je HH im Lastfall <sup>4)</sup>	Leistung je PV-Anlage im Rückspeisefall <sup>5)</sup>	Leitungsauslastung	
		Maximale <sup>2)</sup>	Mittlere <sup>3)</sup>			Maximale <sup>6)</sup>	Mittlere <sup>7)</sup>
<b>Mittelwert der 10 kleinsten Netze</b>	7,96%	40%	10%	1,80 kW	2,7 kW	47%	8%
<b>Mittelwert aller Netze</b>	<b>7,56%</b>	<b>54%</b>	<b>18%</b>	<b>1,38 kW</b>	<b>2,31 kW</b>	<b>60%</b>	<b>12%</b>
<b>Mittelwert der 10 größten Netze</b>	7,57%	74%	27%	1,15 kW	2,08 kW	76%	17%

- 1) Zeitanteil des Jahres mit Rückspeisung in die MS-Ebene
- 2) Mittelwert der maximalen ONT-Auslastung aller Netztopologien
- 3) Mittelwert der mittleren ONT-Auslastung aller Netztopologien
- 4) Mittlere Last je Haushalt zum Zeitpunkt des Jahresspitzenlast
- 5) Mittlere Rückspeisung je Haushalt zum Zeitpunkt der Rückspeisespitze
- 6) Mittelwert der maximalen Leitungsauslastung aller Netzgebiete
- 7) Mittelwert der mittleren Leitungsauslastung aller Netzgebiete

In **Abbildung 5-14** sind die sortierten Auslastungen der ONT der realen Netzgebiete in GAP („GAP-Netze“) dargestellt. Die fünf größten, die fünf kleinsten und alle Netze werden jeweils gemittelt dargestellt. In diesem Diagramm lässt sich gut erkennen, dass die Zeitanteile bei

hohen Auslastungen relativ gering sind. Bei den großen Netzen liegt in 2 % der Zeit (175 h) die Auslastung zwischen 48 % und maximal 64 %.



**Abbildung 5-14:** Referenzszenario 2030: Transformatorauslastungen der GAP-Netze

Die in Abbildung 5-6 für ein Netzgebiet aufgezeigte Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge ist auch über alle Netzgebiete, mit einer mittleren Gleichzeitigkeit von 8,5 % sehr ähnlich. Die mittlere, maximale Gleichzeitigkeit in den zehn kleinsten Stromnetzen liegt bei 71 % und bei den zehn größten Stromnetzen liegt die maximale Gleichzeitigkeit im Mittel bei 41,6 %. Die sehr hohe Gleichzeitigkeit von 71 % entsteht durch die sehr geringe Anzahl von Elektrofahrzeugen in manchen kleinen Netzgebieten. Im kleinsten Netz gibt es lediglich vier Elektrofahrzeuge bei insgesamt zwölf Haushalten. Bei der Planung neuer Niederspannungsnetze muss in Folge dessen mit einem hinzukommenden Spitzenlastanteil der Elektrofahrzeuge gerechnet werden.

### 5.1.3.3 Schlussfolgerung

Das Basisszenario 2013 weist in keiner Netztopologie Netzinstabilitäten auf. Alle Werte sind im Normbereich.

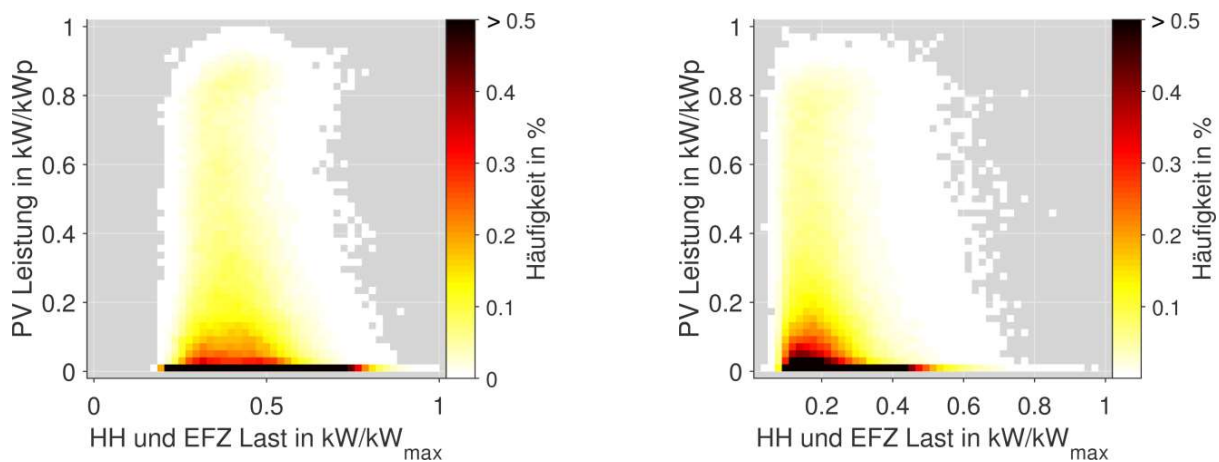
Für das Referenzszenario 2030 konnte gezeigt werden, dass bei den meisten Netzen das erwartete Szenario zu keinen Netzinstabilitäten führt. Bei vier bis sechs Netzen bzw. 11 % bis 17 % sind Verstärkungen der Stromleitungen notwendig. Bei drei Netzen müssen ebenfalls die ONTs durch leistungsstärkere ausgetauscht werden. Diese Netzverstärkungsmaßnahmen sind ausschließlich bei Netzgebieten mit mehr als 100 Hausanschlüssen notwendig. Insofern kann gesagt werden, dass kleine Netze für das Referenzszenario 2030 unkritisch sind. Ebenfalls unkritisch sind die Referenznetze, sie sind den zukünftigen Anforderungen gewachsen.

Elektrofahrzeuge und PV-Anlagen erhöhen die spezifische Leistung im Lastfall bzw. im Rückspeisefall. Dies ist insbesondere in kleineren Netzen sichtbar und muss bei der Planung zukünftiger Niederspannungsnetze berücksichtigt werden.

#### 5.1.4 Häufigkeit des Starklast- und Rückspeisefalls im Jahr 2030

Um den Unterschied der zeitlichen Kopplung von Last- und Erzeugung in kleinen und großen Netzgebieten genauer zu untersuchen, werden exemplarisch zwei Netze im Referenzscenario 2030 analysiert. Das kleinere Netzgebiet verfügt über 14 Haushalte und das große über 145. Es wird verglichen zu welchen Verhältnissen Last- und Erzeugung im Referenzjahr auftreten.

In **Abbildung 5-15** sind die Ergebnisse dargestellt. Last und Erzeugung sind auf die jeweilige Jahresspitze normiert. Das Diagramm zeigt die relative Häufigkeit der jeweiligen Ereignisse. Für die Netzauslegung und insbesondere für die Netzurückwirkungen in höheren Spannungsebenen ist der Rückspeisefall, also die maximale Rückspeisung bei minimaler Last, relevant. Die maximale Erzeugung tritt im größeren Netz zu Zeiten mit mindestens 20 bis 30 % Last auf, wohingegen im kleinen Netz die maximale Erzeugung bei 0 – 10 % der Last auftritt.



**Abbildung 5-15:** Häufigkeit der Last- bzw. Rückspeisefälle im großen (links) und im kleinen Netzgebiet (rechts)

Für die Abschätzung der Netzurückwirkungen von der Niederspannungsebene auf höhere Spannungsebenen ist folglich die Netzgröße eine relevante Einflussgröße.



Für das größere Netzgebiet sind Last- und Rückspeisefälle in **Tabelle 5-4** zusammengefasst. Es zeigt sich, dass die maximale Rückspeisung nur in wenigen Stunden pro Jahr auftritt. In diesem Fall liegen 90-100 % der PV-Produktion bei 30-40 % der Last im Netzgebiet vor. Die grün markierten Felder treten in Summe weniger als eine Stunde pro Jahr auf, und sind daher für die Netzauslegung unkritisch. Der Median der Last liegt bei knapp 40 % der Maximallast.

**Tabelle 5-4:** Häufigkeit der Last- und Rückspeisefälle im großen Netzgebiet nach Stunden

		Stunden										Anteil in %
		90-100 %	80-90 %	70-80 %	60-70 %	50-60 %	40-50 %	30-40 %	20-30 %	10-20 %	0-10 %	
PV Einspeisung in % der maximalen Einspeisung	90-100 %	0,0	0,0	0,3	5,0	7,8	1,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,2%
	80-90 %	0,0	0,0	9,8	70,8	64,3	14,6	1,4	0,1	0,0	0,0	1,8%
	70-80 %	0,0	0,1	26,2	83,6	44,4	9,2	1,0	0,0	0,0	0,0	1,9%
	60-70 %	0,0	0,0	29,1	88,8	45,8	9,9	1,0	0,0	0,0	0,0	2,0%
	50-60 %	0,0	0,1	34,4	102,3	60,9	12,8	1,4	0,0	0,0	0,0	2,4%
	40-50 %	0,0	0,2	39,9	107,9	74,3	21,6	2,8	0,3	0,0	0,0	2,8%
	30-40 %	0,0	0,2	41,6	134,9	101,2	30,4	2,9	0,3	0,0	0,0	3,6%
	20-30 %	0,0	0,1	57,3	170,5	145,4	52,6	8,2	0,6	0,0	0,0	5,0%
	10-20 %	0,0	0,4	103,3	247,4	228,1	104,5	22,8	2,0	0,1	0,0	8,1%
0-10 %	0,0	42,0	1.832,5	1.401,1	1.210,7	1.086,5	571,8	163,4	21,9	1,4	72,3%	
		0-10 %	10-20 %	20-30 %	30-40 %	40-50 %	50-60 %	60-70 %	70-80 %	80-90 %	90-100 %	
HH und EFZ Last in % der Maximallast												
Anteil in %	0,0%	0,5%	24,8%	27,5%	22,6%	15,3%	7,0%	1,9%	0,3%	0,0%		

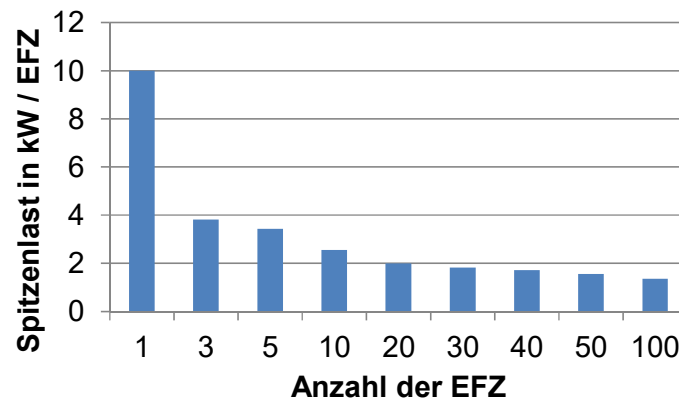
Die **Tabelle 5-5** stellt analog zur Tabelle 5-4 die Häufigkeit der Last- und Rückspeisefälle für das kleine Netzgebiet dar. Im kleinen Netz liegt der Median der Last bei knapp 20 % der Maximallast. Dies verdeutlicht, dass in einem kleinen Netzgebiet eine höhere ONT-Leistung und Leitungskapazität pro Haushalt notwendig ist.

**Tabelle 5-5:** Häufigkeit der Last- und Rückspeisefälle im kleinen Netzgebiet nach Stunden

		Stunden										Anteil in %
		90-100 %	80-90 %	70-80 %	60-70 %	50-60 %	40-50 %	30-40 %	20-30 %	10-20 %	0-10 %	
PV Einspeisung in % der maximalen Einspeisung	90-100 %	0,3	2,7	2,6	0,8	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1%
	80-90 %	7,4	45,1	34,4	11,8	2,6	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2%
	70-80 %	17,5	95,3	58,8	16,2	3,1	0,5	0,1	0,0	0,0	0,0	2,2%
	60-70 %	17,8	94,5	51,7	12,9	2,5	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0	2,1%
	50-60 %	22,0	101,2	56,6	15,6	3,4	0,6	0,2	0,0	0,0	0,0	2,3%
	40-50 %	24,0	118,9	70,2	18,4	4,7	1,3	0,2	0,1	0,0	0,0	2,7%
	30-40 %	27,8	147,1	88,5	25,3	5,5	1,4	0,3	0,0	0,0	0,0	3,4%
	20-30 %	36,5	207,2	119,9	35,3	8,8	1,5	0,4	0,0	0,0	0,0	4,7%
	10-20 %	59,6	335,4	215,2	65,2	16,0	4,1	0,7	0,1	0,0	0,0	7,9%
0-10 %	442,7	3.217,8	1.777,0	714,1	210,4	60,1	16,7	2,3	0,3	0,1	73,5%	
		0-10 %	10-20 %	20-30 %	30-40 %	40-50 %	50-60 %	60-70 %	70-80 %	80-90 %	90-100 %	
HH und EFZ Last in % der Maximallast												
Anteil in %	7,5%	49,8%	28,3%	10,5%	2,9%	0,8%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%		

Für die Netzauslegung, bei der der maximale Rückspeisefall und der maximale Lastfall abgeschätzt werden muss, ist folglich die Größe der einzelnen Niederspannungsnetze wichtig. Ist das zu betrachtende Netzgebiet ein größeres Niederspannungsnetz kann der maximale Rückspeisefall mit etwa 100 % der installierten PV-Leistung abzüglich der PV-Einspeisebegrenzung bei einer gleichzeitigen Last in Höhe von 30-40 % der maximalen Lastspitze abgeschätzt werden. Bei kleineren Niederspannungsnetzen ist im Rückspeisefall keine Last anzusetzen. Die maximale Lastspitze berechnet sich aus der spezifischen Spitzenlast der Haushalte sowie der Elektrofahrzeuge.

In **Abbildung 5-15** ist die spezifische Spitzenlast des EFZ-Lastgangs in Abhängigkeit der Anzahl der simulierten EFZ für das Referenzscenario dargestellt. Sie verdeutlicht, dass für die Netzauslegung je nach Anzahl an Fahrzeugen, unterschiedlich hohe Leistungen je EFZ angenommen werden müssen.



**Abbildung 5-16:** Spitzenlast je EFZ in Abhängigkeit der Anzahl der EFZ

### 5.1.5 Ladesteuerung und Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung

In diesem Abschnitt werden zwei Regelungsvarianten zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs untersucht und verglichen. Es wird eine Wirkleistungsladesteuerung für Elektrofahrzeuge und eine Peak-Shaving-Regelung nach tatsächlicher Einspeisung untersucht. Der Analyse wird das „Referenzscenario 2030“ zu Grunde gelegt.

#### 5.1.5.1 EFZ mit PV-Eigenverbrauchsoptimierter Ladesteuerung

Die in diesem Abschnitt dargestellten Ergebnisse beziehen sich auf die Ladesteuerung aus Kapitel 4.4.2. Angewendet werden die Ladevariante Nr. 2 „Geregeltes Laden nur mit PV-Überschussleistung“ sowie die Ladevariante Nr. 4 „Geregeltes Laden mit PV-Überschussleistung oder Energie aus dem Hausspeichersystem“.

In **Tabelle 5-6** sind die Mittelwerte der Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsgrade für folgende Fälle dargestellt:

- Ohne Ladesteuerung (Ergebnisse aus Tabelle 5-1, Referenzscenario 2030)
- Ladesteuerung nach PV-Überschuss (Ladevariante Nr. 2)
- Ladesteuerung nach PV-Überschuss und HSS (Ladevariante Nr. 4)

**Tabelle 5-6: PV-Eigenverbrauch bei Verwendung einer EFZ-Ladesteuerung**

Haushalte, mit:	Eigendeckungsgrad			Eigenverbrauchsgrad		
	Ohne Ladesteuerung	Ladevariante Nr. 2: Ladesteuerung nach PV-Überschuss	Ladevariante Nr. 4: Ladesteuerung nach PV-Überschuss und HSS	Ohne Ladesteuerung	Ladevariante Nr. 2: Ladesteuerung nach PV-Überschuss	Ladevariante Nr. 4: Ladesteuerung nach PV-Überschuss und HSS
PV, EFZ	19,4%	28,9%	-	27,7%	41,4%	-
PV, EFZ und WB	17,5%	25,1%	-	27,6%	40,1%	-
PV, HSS und EFZ	42,1%	45,5%	44,5%	66,4%	71,9%	70,6%
PV, HSS, EFZ und WB	44,2%	48,9%	49,2%	66,1%	69,8%	70,4%

PV: PV-Anlage  
EFZ: Elektrofahrzeug

WB: WallBox (höhere Ladeleistung)  
HSS: Hausspeichersystem

### Analyse Ladevariante Nr. 2:

Bei den Haushalten ohne HSS erhöht die Ladesteuerung den PV-Eigenverbrauch und die PV-Eigendeckung um ca. 50 % deutlich. Bei Haushalten mit HSS werden der PV-Eigenverbrauch und die PV-Eigendeckung um ca. 8 % durch die Ladesteuerung angehoben.

Im Vergleich zu Haushalten ohne HSS erhöht das HSS den PV-Eigenverbrauch um ca. 75 %. Im Fall ohne Ladesteuerung erhöht sich der PV-Eigenverbrauch durch das HSS um ca. 140 %.

Die Verwendung einer Ladesteuerung und eines HSS gegenüber einem Haushalt ohne Ladesteuerung und ohne HSS erhöht den PV-Eigenverbrauch um ca. 160 %. Insofern weniger als die Summe der Einzeleffekte (50 % + 140 %).

### Analyse Ladevariante Nr. 4:

Diese Ladesteuerung führt nur bei Haushalten mit einer Wallbox zu einer leichten Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs und der PV-Eigendeckung. Bei Haushalten mit einer normalen, langsamen Ladeleistung ist das Laden mit gespeicherter Energie aus dem HSS bei einem SOC im EFZ von > 70 % (Ladevariante Nr. 4) nicht geeignet um den PV-Eigenverbrauch weiter zu erhöhen.

Die Unterschiede zur Ladevariante Nr. 2 sind generell gering. Dies liegt u.a. daran, dass bei der Ladevariante Nr. 2 das EFZ auch bis zu einem SOC von 70 % aus dem HSS laden darf.

### 5.1.5.2 Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung

Die energetischen Verluste durch Peak-Shaving  $V_{PS}$  werden relativ anhand folgender Formel berechnet:

$$V_{PS}(PS_{Limit}) = \frac{E_{oPS} - E_{mPS}(PS_{Limit})}{E_{oPS}}$$

Mit:

$PS_{Limit}$	Peak-Shaving Grenze bezogen auf Modulleistung
$E_{oPS}$	PV-Erzeugung aller PV-Anlagen ohne Peak-Shaving
$E_{mPS}(PS_{Limit})$	PV-Erzeugung aller PV-Anlagen mit Peak-Shaving ab der Grenze $PS_{Limit}$

In **Tabelle 5-7** sind die energetischen Verluste für die verschiedenen Peak-Shaving Grenzen für das Jahr 2013 in Garmisch-Partenkirchen dargestellt. Die geforderten 70 % (roter Kasten) verursachten im Mittel eine 2,8 % geringere Einspeisung. Die dargestellten Werte sind Mittelwerte von acht Anlagen. Je nach Ausrichtung der PV-Anlage sind die Verluste höher oder geringer. Eine stark nach Süden ausgelegte PV-Anlage hat beispielsweise höhere Verluste durch Peak-Shaving als eine Ost- bzw. West-PV-Anlage.

In Tabelle 5-7 ist beispielsweise beachtenswert, dass wenn die Peak-Shaving Grenze nicht wie gefordert auf 70 % gesetzt wird, sondern auf 75 %, halbieren sich die Verluste durch Peak-Shaving.

**Tabelle 5-7:** Gemittelte Verluste durch Peak-Shaving im Jahr 2013 in Garmisch-Partenkirchen

Peak-Shaving Grenze	50 %	55 %	60 %	65 %	70 %	75 %	80 %	85 %	90 %	95 %
Verluste durch Peak-Shaving	13,9%	10,3%	7,30%	4,79%	2,82%	1,39%	0,534%	0,153%	0,030%	0,003%

Die Verluste durch Peak-Shaving können durch Peak-Shaving auf die tatsächliche Einspeisung (Methodik Kapitel 4.3) reduziert werden.

In **Tabelle 5-8** sind die relativen Änderungen auf energetische Kennwerte für die folgenden Peak-Shaving Varianten dargestellt:

- HSS beteiligt sich ab 12 Uhr am Peak-Shaving (Methodik Kap. 4.3.2)
- HSS beteiligt sich ab 10 Uhr am Peak-Shaving
- HSS beteiligt sich ab 8 Uhr am Peak-Shaving
- HSS beteiligt sich ohne zeitliche Einschränkung am Peak-Shaving
- Haushaltsverbräuche (HHV) beteiligen sich am Peak-Shaving (Methodik Kap. 4.3.3)
- Elektrofahrzeugladevorgänge beteiligen sich am Peak-Shaving (Methodik Kap. 4.3.3)
- HSS (ab 10 Uhr), HHV und EFZ beteiligen sich am Peak-Shaving

Die einzelnen Varianten schließen die jeweils anderen aus, z.B. werden bei Beteiligung von HSS weder Haushalt noch EFZ eingebunden. Die tatsächliche Einspeisung bezieht sich in

diesem Fall nur auf die Residuallast von PV-Anlage und den jeweils beteiligten Komponenten (HHS, HHV und/oder EFZ). So wird bei alleiniger HSS-Beteiligung das Peak-Shaving nur auf die Residuallast aus PV-Anlage und HSS durchgeführt.

Die angegebenen relativen Änderungen beziehen sich auf die Ergebnisse zum Referenzszenario ohne Peak-Shaving (roter Kasten).

Der PV-Eigendeckungsgrad sinkt in den drei Fällen bei denen sich die HSS am Peak-Shaving beteiligen. Ein Peak-Shaving ab 12 Uhr reduziert den PV-Eigendeckungsgrad um 13,1 %. Fängt das Peak-Shaving bereits um 8 Uhr an, liegt die Reduktion bei 2 %. Dies liegt daran, dass je später die HSS aufgeladen werden, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass sie nicht voll aufgeladen werden können wodurch die PV-Eigendeckung sinkt.

Der Anteil der eigenen PV-Energie an der Ladeenergie der EFZ sinkt ebenfalls um bis zu 20 %.

Die zeitverzögerte HSS-Steuerung beim Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung kann aus zwei Gründen gemacht werden:

Erstens um die Verluste durch Peak-Shaving zu reduzieren, zweitens um die PV-Einspeisespitze stärker zu reduzieren als es durch reguläres Peak-Shaving möglich ist. Letzteres wird dadurch erreicht, dass die HSS-Ladeleistung höher ist als die Mehrerzeugung durch Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung.

Die mittleren energetischen Verluste durch Peak-Shaving werden bei den Haushalten durch das HSS-Peak-Shaving um bis zu 18,5 % reduziert. Hier liegt das Maximum der drei Fälle beim Peak-Shaving ab 10 Uhr. Dies liegt daran, dass beim Peak-Shaving ab 8 Uhr das HSS häufig bereits aufgeladen ist wenn eine hohe PV-Einspeisung erreicht wird. Beim Peak-Shaving ab 12 Uhr werden die Speicher zu spät aufgeladen und verpassen hierdurch viel Spitzenleistung. Die Reduktion der energetischen Verluste um 18,5 % liegt bereits nah am maximal möglichen von 25 %, da im Referenzszenario nur jede vierte PV-Anlage über ein HSS verfügt.

Der Fall, HSS ohne zeitliche Begrenzung, führt zu einer leichten Erhöhung der Rückspeisespitze und reduziert die Verluste durch Peak-Shaving um 10,3 %.

Die Rückspeisespitze wird um maximal 2 % gesenkt. Wobei es kaum (0,1 %) einen Unterschied ausmacht ob die HSS-Peak-Shaving Beteiligung um 12 oder 10 Uhr beginnt.

Bei einer Beteiligung der Haushaltsverbräuche (folgend HHV) am Peak-Shaving, erhöht sich die PV-Eigendeckung nur bei den Haushalten ohne HSS geringfügig (0,2 %).

Die Verluste durch Peak-Shaving sinken durch die HHV-Beteiligung am Peak-Shaving um 45,5 %. Einhergehend mit der annähernden Halbierung der energetischen Verluste erhöht sich die Rückspeisespitze um 6,7 %. Dies ergibt sich aus dem Umstand, dass die „Haushaltsgrundlast“ durch PV-Leistung gedeckt wird welche sonst abgeschnitten wird.

In der vorletzten Spalte sind die Ergebnisse dargestellt für den Fall, dass sich die EFZ am Peak-Shaving beteiligen. Auch hier erhöht sich die Eigendeckung nur minimal (bis 0,2 %) bei den Fällen ohne HSS.

Der eigenerzeugte PV-Anteil an der Fahrenergie der EFZ erhöht sich leicht um 1 %, aber auch nur, wenn kein HSS vorhanden ist. Die Verluste durch Peak-Shaving reduzieren sich um ca. 5,3 %. Die Rückspeisespitze steigt leicht um 0,2 %.

**Tabelle 5-8:** Änderungen des Eigendeckungsgrads und weiterer Kennwerte durch Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung

		Ergebnisse Referenzszenario	Relative Änderung zum Referenzszenario bei Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung. Unterstützung durch:						
			HSS ab 12 Uhr	HSS ab 10 Uhr	HSS ab 8 Uhr	HSS ohne zeitliche Begrenzung	Haushaltsverbräuche	EFZ Ladevorgänge	HSS + HHV + EFZ
Eigendeckungsgrad	PV und EFZ	19,4%	-	-	-	-	0,2%	0,1%	0,3%
	PV, EFZ und WB	17,3%	-	-	-	-	0,2%	0,2%	0,3%
	PV, HSS und EFZ	41,7%	-12,4%	-3,3%	-0,8%	-0,7%	0,0%	0,0%	-0,7%
	PV, HSS, EFZ und WB	46,1%	-13,1%	-4,4%	-2,0%	-1,9%	0,0%	-0,1%	-1,8%
Anteil EFZ Ladeenergie aus eigener PV-Anlage	ohne HSS	7,3%	-	-	-	-	0,7%	1,0%	1,0%
	mit HSS	32,5%	-19,9%	-9,7%	-7,1%	-7%	0,1%	-0,2%	-6,9%
Erzeugungsverluste aller PV-Anlagen durch Peak-Shaving		2,7%	-15,2%	-18,5%	-10,9%	-10,3%	-45,5%	-5,3%	-53,1%
Rückspeisespitze am ONT		84,75 kW	-2,0%	-1,9%	0,1%	0,3%	6,7%	0,2%	6,8%

PV: PV-Anlage                      WB: WallBox (höhere Ladeleistung)  
 EFZ: Elektrofahrzeug            HSS: Hausspeichersystem

### 5.1.5.3 EFZ mit Ladesteuerung und Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung

Der folgende Abschnitt untersucht, welche Auswirkungen eine Kombination der EFZ-Ladesteuerung mit Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung auf die Stromversorgung des Netzgebietes ausübt.

Die **Tabelle 5-9** zeigt die relativen Änderungen für ausgewählte Kennwerte für folgende Fälle gegenüber dem Referenzszenario:

- EFZ mit Ladesteuerung
- EFZ mit Ladesteuerung und EFZ Beteiligung am Peak-Shaving
- EFZ mit Ladesteuerung und EFZ, HSS und HHV beteiligen sich am Peak-Shaving

Der erste Fall entspricht dem Fall aus Abschnitt 5.1.5.1 und wird zum besseren Vergleich mit den anderen beiden Fällen wiederholt, und mit weiteren Kennwerten, dargestellt.

Die EFZ-Ladesteuerung reduziert die Rückspeisespitze am ONT um ca. 3,7 %.

Der PV-Anteil an der Fahrenergie verdreifacht sich bei den Haushalten ohne HSS auf 31,7 %. Bei Haushalten mit HSS fällt die relative Erhöhung mit 38,3 % auf knapp 44,9 % deutlich geringer aus. Die absolute Steigerung des PV-Anteils an der Fahrenergie ist bei Haushalten ohne HSS doppelt so hoch wie bei Haushalten mit HSS.

Beim zweiten Fall, Ladesteuerung mit Unterstützung des Peak-Shavings durch EFZ, sind Eigendeckungsgrad und der PV-Anteil an der Fahrenergie nahezu unverändert gegenüber dem Fall ohne Peak-Shaving Beteiligung. Die Peak-Shaving Verluste werden jedoch um ca. 13,6 % reduziert. Beim Fall „Elektrofahrzeugladevorgänge beteiligen sich am Peak-Shaving (ohne Ladesteuerung)“ aus dem vorherigen Abschnitt betrug die Reduktion der Verluste 5,3 %. Dementsprechend ist die Kombination von Ladesteuerung und Peak-Shaving mit EFZ Beteiligung gegenüber dem alleinigen Peak-Shaving mit EFZ-Beteiligung Faktor 2,6 stärker bei der Reduktion der Verlustleistung.

Beim dritten Fall beteiligen sich zudem HSS (ab 10 Uhr) und HHV am Peak-Shaving. Die Eigendeckung bei Haushalten mit HSS sinkt leicht aus denselben Gründen wie in Abschnitt 0. Die Erzeugungsverluste aller PV-Anlagen durch Peak-Shaving sinken um 60,0 % auf 1,1 %. Die Rückspeisespitze wird um 3,8 % gesenkt. Diese Absenkung wird von der Ladesteuerung bewirkt und nicht durch den erhöhten Verbrauch der Haushalte abgeschwächt.

**Tabelle 5-9: Relative Änderungen des Eigendeckungsgrads weiterer Kennwerte durch Ladesteuerung und Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung**

		Ergebnisse Referenz-szenario	Relative Änderung zum Referenzscenario bei EFZ mit Ladesteuerung:		
			Keine Unterstützung des Peak-Shavings	Unterstützung des Peak-Shavings durch EFZ.	Unterstützung des Peak-Shavings durch EFZ, HSS und Haushaltsverbräuche.
Eigendeckungs-grad	PV und EFZ	19,4%	48,6%	48,6%	48,8%
	PV, EFZ und WB	17,3%	44,9%	45,0%	45,1%
	PV, HSS und EFZ	41,7%	6,6%	6,7%	-1,3%
	PV, HSS, EFZ und WB	46,1%	6,8%	6,8%	-2,7%
Anteil EFZ Ladeenergie aus eigener PV-Anlage	ohne HSS	7,3%	333,3%	333,7%	333,7%
	mit HSS	32,5%	38,3%	37,1%	25,5%
Erzeugungsverluste aller PV-Anlagen durch Peak-Shaving		2,7%	0,0%	-13,6%	-60,0%
Rückspeisespitze am ONT		84,75 kW	-3,7%	-3,4%	-3,8%

PV: PV-Anlage  
 EFZ: Elektrofahrzeug  
 WB: WallBox (höhere Ladeleistung)  
 HSS: Hausspeichersystem

In **Tabelle 5-10** sind EFZ-Kennwerte dargestellt, die sich durch die Ladesteuerung oder Peak-Shaving ändern können.

Die Verteilung der geladenen Energie je Werktag oder je Wochenendtag stellt dar, wie viel Prozent der geladenen Energie an einem Werktag oder einem Wochenendtag im Mittel geladen wird. Ohne Ladesteuerung lädt ein EFZ je Werktag ca. 15,2 % seiner Energie auf. An Wochenendtagen ist es mit 12 % geringer. Die Ladesteuerung verursacht eine Verschiebung der geladenen Energie hin zum Wochenende. Die geladene Energie je Werktag sinkt um ca. 2,3 % und die geladene Energie je Wochenendtag steigt um ca. 7,2 %. Dies ist darauf zurückzuführen, dass am Wochenende die EFZ häufiger tagsüber zuhause stehen und sich somit generell besser eignen PV-Energie aufzunehmen.

Der mittlere Anteil vollelektrischer Fahrten sinkt leicht um 0,4 %. Dies bewirkt eine Steigerung des Benzinverbrauchs um ca. 10 %. Dies entspricht im Mittel je Fahrzeug ca. 11 Liter Benzin für den Range Extender. Der geladene Strom der EFZ sinkt durch den erhöhten Range Extender Betrieb um ca. 1,4 %.

Das Peak-Shaving hat auf diese EFZ-Kennwerte keinen nennenswerten Einfluss.

**Tabelle 5-10: Änderungen von EFZ-Kennwerten durch Ladesteuerung und Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung**

		Ergebnisse Referenz-szenario	Relative Änderung zum Referenzscenario bei EFZ mit Ladesteuerung:		
			Keine Unterstützung des Peak-Shavings	Unterstützung des Peak-Shavings durch EFZ.	Unterstützung des Peak-Shavings durch EFZ, HSS und Haushaltsverbräuche.
Verteilung der geladenen Energie	je Werktag	15,2%	-2,3%	-2,3%	-2,3%
	je Wochenendtag	12,0%	7,2%	7,2%	7,3%
Mittlerer Anteil vollelektrischer Fahrten		97,9%	-0,4%	-0,4%	-0,4%
Mittlerer Benzinverbrauch je EFZ		111,6 l	10,3%	10,3%	10,3%
Mittlerer Stromverbrauch je EFZ		2304,4 kWh	-1,4%	-1,4%	-1,4%

#### 5.1.5.4 Schlussfolgerung

Durch die Ladesteuerung können Haushalte ohne HSS ihren PV-Eigenverbrauchsgrad im Mittel von knapp 28 % auf etwas über 41 % anheben. Der mittlere PV-Eigendeckungsgrad erhöht sich in diesem Fall von knapp 20 % auf ca. 29 %. Hierbei ist allerdings zu beachten, dass dies Mittelwerte aus 150 Haushalten sind. In dieser Gruppe beträgt beispielsweise der geringste PV-Eigenverbrauchsgrad 17 % und der höchste 76 %.

Bei Haushalten ohne HSS verschiebt die eigenverbrauchsoptimierende Ladesteuerung für EFZ doppelt so viel Energie in die EFZ wie bei Haushalten mit HSS. Die Kombination von HSS und Ladesteuerung ist insofern weniger effizient zur Erhöhung des PV-Anteils an der Fahrenergie als die alleinige Ladesteuerung.

Durch eine zeitabhängige Steuerung der HSS, zur Reduzierung der Rückspeisespitze, sinkt der Eigendeckungsgrad der Haushalte aber auch die Verluste durch die PV-Rückspeisespitze. Dabei reduziert sich die PV-Rückspeisung in die MS-Ebene geringfügig. Eine HSS-Peak-Shaving-Beteiligung ab 10 Uhr reduziert die Eigendeckung am geringsten und die Verluste sowie Rückspeisespitze am stärksten.

Mit der Beteiligung des Haushaltsverbrauchs am Peak-Shaving, erhöht sich die Rückspeisespitze stark (6,7 %) aber halbiert dafür auch nahezu die Peak-Shaving Verluste.

EFZ haben nur geringen Einfluss auf das Peak-Shaving. Mit einer zusätzlichen Ladesteuerung können die Verluste des Peak-Shavings hingegen deutlich gesenkt werden.

Ein Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung mit allen Verbrauchern stellt hinsichtlich der PV-Produktion das Optimum der Fälle ohne Ladesteuerung dar, erhöht jedoch die Rückspeisespitze um 6,8 %.



Eine Ladesteuerung bei den EFZ und ein Peak-Shaving nach tatsächlicher Einspeisung mit allen Verbraucher reduziert die Verluste durch Peak-Shaving um 60 %, erhöht den PV-Anteil an der Fahrenergie der EFZ auf 33,7 % (ohne HSS) bzw. 44,9 % (mit HSS) und reduziert die PV-Einspeisespitze um 3,8 %. Dazu wird an Werktagen die EFZ-Last etwas gesenkt und am Wochenende etwas erhöht. Der gestiegene PV-Eigenverbrauch führt jedoch auch zu einer Absenkung der rein elektrischen Fahrprofilabdeckung um 0,4 % auf 97,5 % und wird damit im mittleren, jährlichen Benzinverbrauch der Range-Extender der EFZ sichtbar. Dieser steigt sich um etwa 11 Liter (10 %).

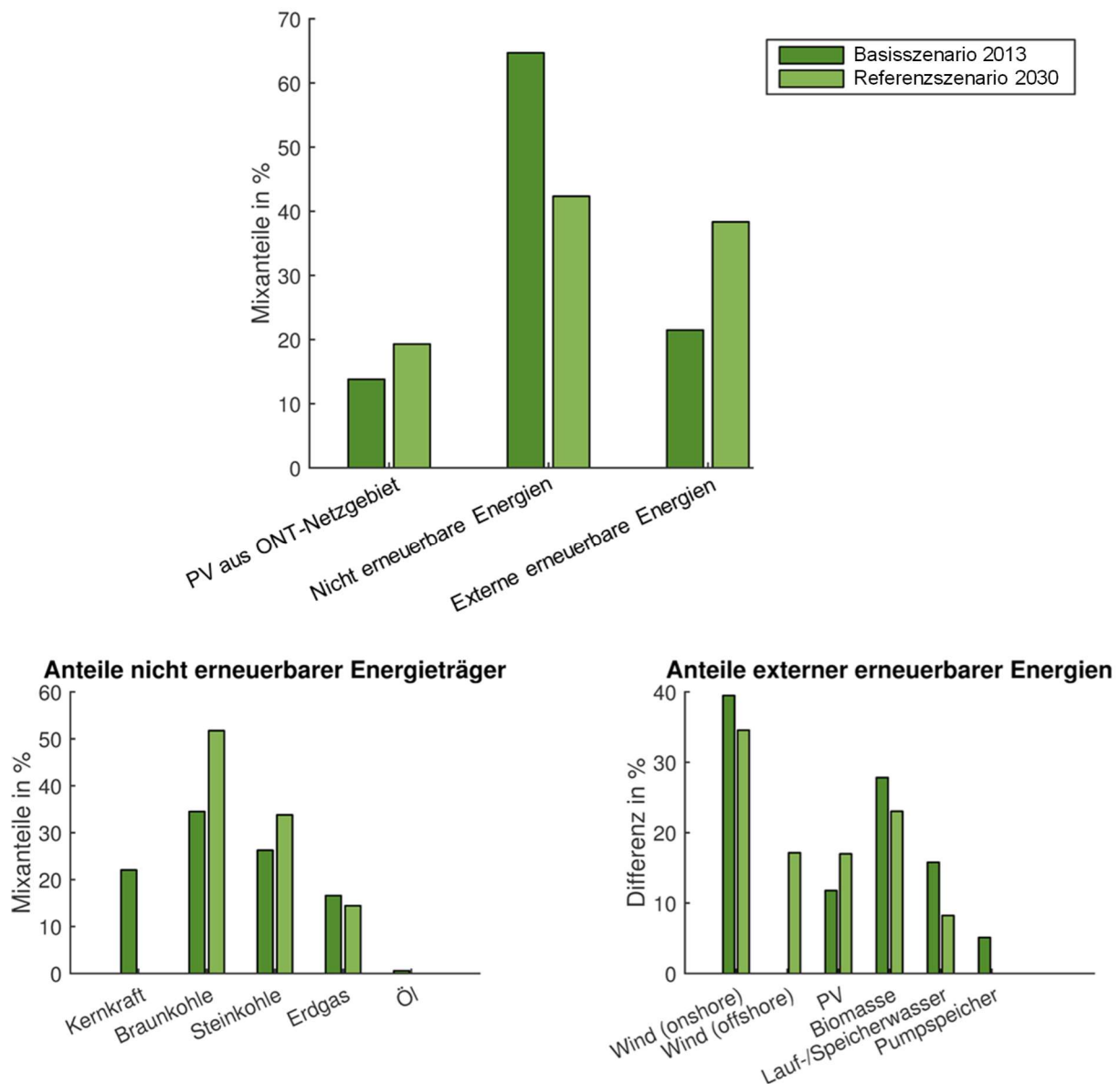
#### **5.1.6 Abschätzung der Zusammensetzung der Energieträger sowie der THG-Emissionen**

In **Abbildung 5-17** ist der gesamte Stromverbrauch der Haushalte nach Energieträgern aufgeschlüsselt dargestellt. Die Ergebnisse wurden auf Basis der Methodik aus Kapitel 3.6.2 abgeschätzt und dienen primär dazu qualitative Aussagen über die ökologischen Zusammenhänge zu ermöglichen. Dabei stellen die dunkelgrünen Säulen das Basisszenario 2013 und die hellgrün eingefärbten Säulen das Referenzscenario 2030 dar.

In 2030 erhöht sich der Anteil erneuerbarer Energien im Bundesnetzgebiet, so dass sich auch der Anteil der erneuerbaren Energie im Energiemix des betrachteten Wohngebiets von ca. 22 % auf ca. 39 % erhöht.

Bei den nicht erneuerbaren Energien gibt es im Referenzscenario 2030 keine Erzeugung aus Kernkraft mehr, so dass die spezifischen Emissionen des nicht erneuerbaren Energien-Mixes ansteigen. Insgesamt stellen erneuerbare Energien knapp 60 % des verbrauchten Stroms in 2030 bereit.

Aus der Zusammensetzung der Energieträger ergeben sich die spezifischen THG-Emissionen für das Wohngebiet. Diese sinken von 569 im Jahr 2013 auf 416 g CO<sub>2</sub> / kWh im Jahr 2030. Grund hierfür ist einerseits die Erhöhung der installierten PV-Leistung, aber andererseits vor allem auch die Veränderung der Energieträger der importierten Energie.



**Abbildung 5-17:** *Energiemix der verbrauchten Energie im Netzgebiet*

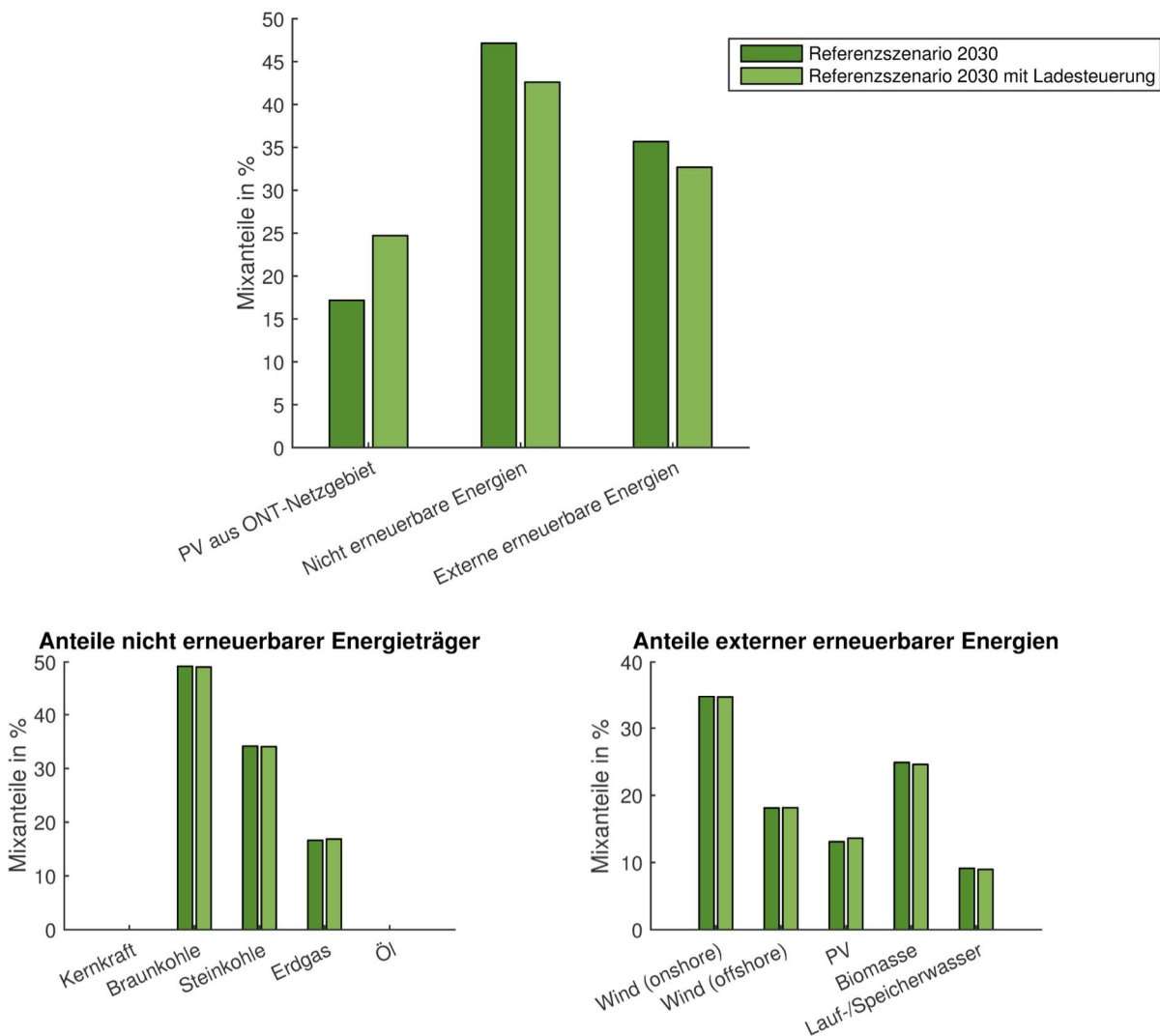
Der Energiemix der Ladeenergie der EFZ ist für zwei Fälle in **Abbildung 5-18** dargestellt:

- Dunkelgrün: Energiemix aller EFZ im Referenzszenario 2030 (ohne Ladesteuerung)
- Hellgrün: Energiemix aller EFZ im Referenzszenario 2030 bei Anwendung einer Ladesteuerung. Die Ladesteuerung wird nur bei EFZ von Haushalten mit einer PV-Anlage angewendet (42 EFZ). Die EFZ in Haushalten ohne PV-Anlage laden ungesteuert (30 EFZ). Bei der angewandten Steuerung handelt es sich um die Ladesteuerung zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs aus dem vorherigen Unterkapitel 5.1.5.

Es ist zu beachten, dass nach dieser Methodik (Kapitel 3.6.2) alle Verbraucher die gleiche Priorität für die Nutzung erneuerbarer Energien haben. Dies bedeutet, dass die PV-Erzeugung entsprechend anteilig auf die EFZ und Haushalte verteilt wird.

Die Ladeenergie der EFZ hat im Referenzszenario 2030 ohne Ladesteuerung mit 449 g CO<sub>2</sub> / kWh etwas höhere spezifische THG-Emissionen als der gesamte Haushalt mit 416 g CO<sub>2</sub> / kWh.

Mithilfe der Ladesteuerung sinken die spezifischen THG-Emissionen der Ladeenergie der EFZ von 449 auf 414 g CO<sub>2</sub> / kWh. Diese Absenkung entspricht einer Reduktion von knapp 8 %. Der Anteil der nicht erneuerbaren Energie wird durch die Ladesteuerung um etwa 5 %-Punkte gesenkt und der Anteil an PV-Energie aus dem eigenen Wohngebiet um ca. 8 %-Punkte angehoben. Die externen erneuerbaren Energien werden um ca. 3 %-Punkte gesenkt. Die Mixanteile der nicht erneuerbaren Energie und der externen erneuerbaren Energie ändern sich durch die Ladesteuerung nicht nennenswert.



**Abbildung 5-18:** *Energiemix der geladenen Energie der EFZ*

Die Berechnung der spezifischen THG-Emissionen nach der alternativen Methodik aus Kapitel 3.6.2.1 ergibt für die EFZ deutlich höhere Emissionen. Bei dieser Methodik werden nur konventionelle Energieträger zur Versorgung der EFZ herangezogen. Es wird dabei angenommen, dass erneuerbare Energien im bundesweiten Versorgungssystem zu jedem Zeitpunkt bereits vollständig durch andere Verbraucher bezogen werden und die zusätzliche EFZ-Last daher nur durch Erhöhung der konventionellen Kraftwerksleistung gedeckt werden

kann. Diese Annahme gilt dann, wenn die gesamte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bereits ohne EFZ verbraucht wird und eine zusätzliche Last wie die EFZ neu in das System kommt.

In diesem hypothetischen Fall hat die Ladeenergie der EFZ im Referenzszenario ohne Ladesteuerung spezifische Emissionen von 887 g CO<sub>2</sub> / kWh. Bei Verwendung der Ladesteuerung zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs werden die spezifischen Emissionen um 0,5 % geringfügig auf 892 g CO<sub>2</sub> / kWh angehoben.

### **Schlussfolgerung**

Im betrachteten Netzgebiet steigt der Anteil erneuerbarer Energien bis 2030 deutlich an, mit einer resultierenden THG-Emissionseinsparung von 27 % beim Gesamtverbrauch im Wohngebiet. Wird eine eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung bei EFZ verwendet, sinken die Emissionen der Ladeenergie der EFZ um ca. 8 %-Punkte.

Für den Fall, dass die Ladeenergie der EFZ, die aus dem Netz bezogen wird, ausschließlich aus nicht erneuerbarer Erzeugung stammt, entstehen Emissionen in Höhe von 887 g CO<sub>2</sub> / kWh. Für Aussagen, ob in diesem Fall eine eigenverbrauchssteigernde Ladesteuerung in privaten Haushalten ökologisch sinnvoll ist, erfordern weitergehende Untersuchungen mit einer Kraftwerkseinsatzplanung, welche die Rückkoppelung der Lastverschiebung durch die EFZ berücksichtigt.

## **5.2 Maximal Szenarien Elektromobilität**

Dieser Abschnitt behandelt die Last- und Erzeugungssituation für Szenarien mit höheren EFZ-Durchdringungen. Diese dienen dazu die Einflüsse der EFZ auf die Stromversorgung besser abzuschätzen sowie den, durch den vorherigen Abschnitt, aufgespannten Szenario-Trichter einzugrenzen. Untersuchungsschwerpunkte sind dabei der PV-Eigenverbrauch, die PV-Eigendeckung sowie die Lastsituation am ONT.

### **5.2.1 Definition der Szenarien**

Folgende Grenzwertszenarien werden näher betrachtet:

- **Basisszenario 2013**
- **E-Mob. 50 % + PV 15 % + HSS 0 %**
- **E-Mob. 100 % + PV 15 % + HSS 0 %**
- **E-Mob. 100 % + PV 100 % + HSS 0 %**

Diese Szenarien werden im Folgenden genauer beschrieben sowie die Hauptparameter erklärt:

#### **Basisszenario 2013:**

Zum Vergleich wird das Basisszenario 2013 herangezogen. (vgl. 5.1.1)

#### **E-Mob. 50 % + PV 15 % + HSS 0 % (folgend „E-Mob. 50 %“)**

In diesem Szenario verfügt die Hälfte aller Haushalte über ein EFZ. Die restlichen Parameter wurden nicht verändert und entsprechen dem Basisszenario 2013. Das Szenario soll ebenso wie das folgende Szenario zeigen, wie sich eine starke Verbreitung von EFZ bei heutiger

Infrastruktur auswirken könnte. 70 % der Fahrzeuge laden hierbei mit 3 kW an der Haushaltssteckdose und 30 % verfügen über eine Wallbox mit 11 kW Ladeleistung.

**E-Mob. 100 % + PV 15 % + HSS 0 % (folgend „E-Mob. 100 %“)**

Analog zum Szenario „E-Mob. 50 %“ wurden in diesem Szenario 100 % der Haushalte mit EFZ ausgestattet. Die restlichen Parameter wurden nicht verändert. Dieses Szenario entspricht damit dem Elektromobilitäts-Maximalszenario bei gleichbleibender Infrastruktur und PV-Ausbau. Geht man von einem Markterfolg der Elektromobilität aus, könnte dieses Szenario in einigen Niederspannungs-Netzgebieten schon innerhalb der nächsten Jahre auftreten.

**E-Mob. 100 % + PV 100 % + HSS 0 % (folgend „E-Mob. 100 % + PV 100 %“)**

Dieses Szenario entspricht dem Wunsch vieler Klimaschützer. Das PV-Ausbaupotenzial im Netzgebiet ist annähernd ausgeschöpft und fast alle Bewohner fahren lokal emissionsfrei mit Elektrofahrzeugen da jeder Haushalt über ein Elektrofahrzeug verfügt. Der Ausbaugrad an PV-Anlagen wurde hier so gewählt, dass etwa 90 % aller Hausdächer mit einer PV-Anlage (Mittel 4,5 kWp) bestückt sind. Diese Anlagenverteilung entspricht den zur Verfügung stehenden Dachflächen. Nicht alle Dächer und Dachflächen eignen sich für den Betrieb von PV-Anlagen, weshalb diese Verteilung gewählt wurde. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass dieses Szenario dem maximalen PV-Ausbau entspricht.

### 5.2.2 Ergebnisse

In **Abbildung 5-19** ist der Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsgrad sowie die jährliche PV-Erzeugung im Netzgebiet aufgetragen. Anteilig ist in grün dargestellt, wieviel von der PV-Erzeugung für Elektrofahrzeuge bereitgestellt wurde. Bei aktuellem PV-Ausbau ist der Eigenverbrauch im Netzgebiet bereits bei etwa 100 %. Die PV-Erzeugung wird also schon vollständig durch den vorhandenen Verbrauch der Haushalte gedeckt, sodass Elektrofahrzeuge keine weitere PV-Energie im betrachteten Wohngebiet integrieren können. Der PV-Eigendeckungsgrad sinkt folglich in den Szenarien „E-Mob. 50 %“ und „E-Mob. 100 %“ ab. Mit maximalem PV-Ausbau (Szenario „E-Mob. 100 % + PV 100 %“) kann etwa 18 % der PV-Energie zum Laden von Elektrofahrzeugen genutzt werden. Insgesamt können maximal 25 % der Last im Netzgebiet durch PV-Energie gedeckt werden, was etwa Grenze der dezentralen Energieversorgung mit PV-Anlagen im Wohngebiet ohne Speicher und Lastflexibilisierung darstellt. Die verbleibenden 75 % müssen folglich aus der MS-Ebene bezogen werden.

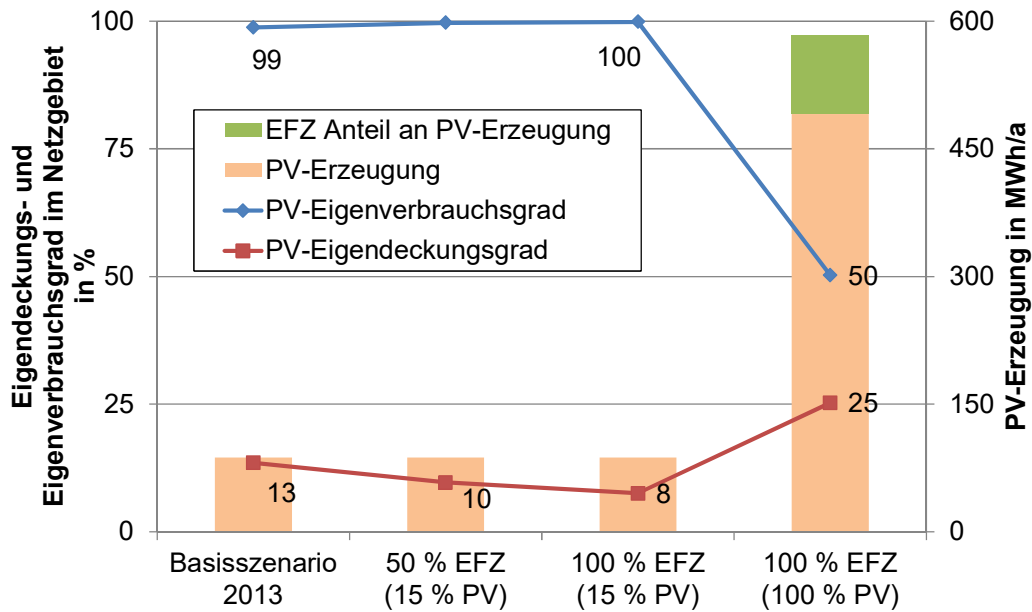


Abbildung 5-19: Eigendeckungs- und Eigenverbrauchsgrad in den EFZ-Szenarien

Folgende **Abbildung 5-20** zeigt den Zusammenhang von Netzbezug und EFZ Anteil im Wohngebiet. Bei heutigem PV-Ausbau (Basisszenario 2013) verhält sich der erhöhte Netzbezug durch EFZ etwa proportional zu der EFZ-Durchdringung: Verfügen 50 % aller Haushalte über ein EFZ steigt der Netzbezug im Wohngebiet um etwa 50 % (hier: 47 %).

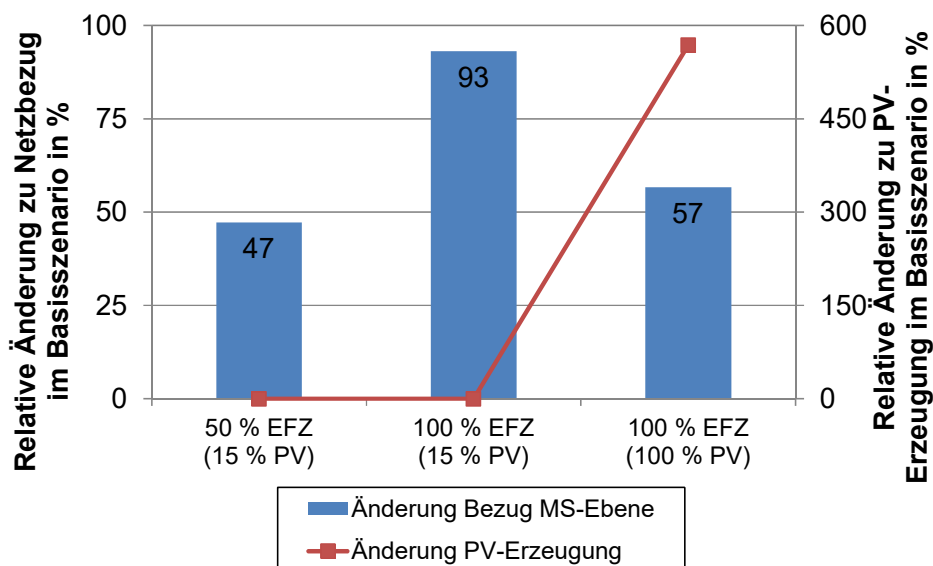
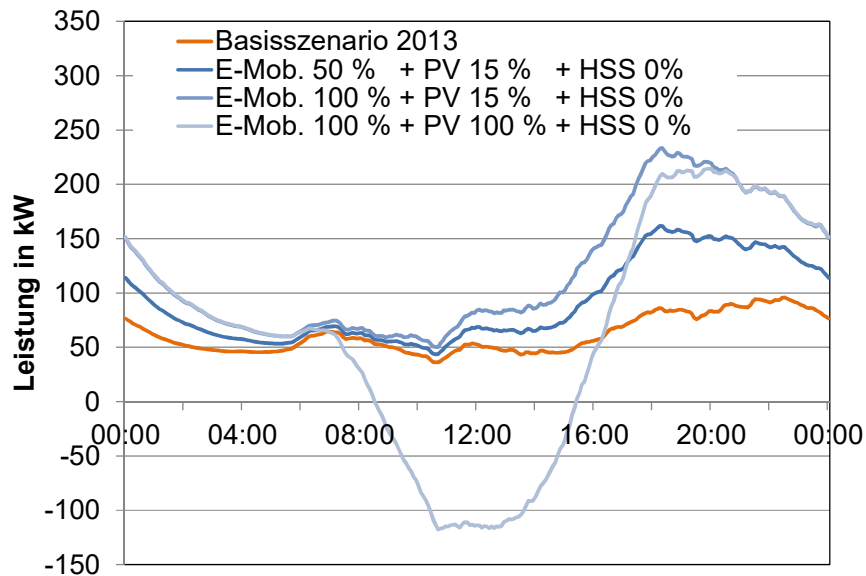


Abbildung 5-20: Änderung des Netzbezugs in den EFZ-Szenarien gegenüber dem Basisszenario 2013

Durch maximalen PV-Ausbau sinkt der Netzbezug verhältnismäßig wenig. Eine knappe Versechsfachung der PV-Produktion reduziert den Netzbezug um 40 %-Punkte. Er liegt damit

immer noch 57 % über dem des Basisszenarios, d.h. der zusätzliche Verbrauch durch EFZ erfordert auch bei annähernd maximalem PV-Ausbau 57 % mehr Energie.

Bei Betrachtung des gemittelten Tageslastgangs in **Abbildung 5-21** wird der Einfluss der hohen EFZ-Durchdringung deutlich: Im Szenario „E-Mob. 50 %“ wird die abendliche Lastspitze annähernd verdoppelt, bei 100 % EFZ verdreifacht. Der maximale PV-Ausbau ändert an diesem Sachverhalt wenig.



**Abbildung 5-21:** Gemittelter Tageslastgang (EFZ-Szenarien)

Energetisch kann die Last mit PV-Energie mittags bis hin zum frühen Nachmittag vollständig gedeckt werden und es entsteht darüber hinaus ein starker Überschuss, der in einer Rückspeisespitze resultiert. Diese ist etwa halb so hoch wie die Lastspitze.

Besser lassen sich die Verbrauchs- und Erzeugungsspitzen in nächster **Abbildung 5-22** ablesen. Es sind die Dauerlinien der verschiedenen Szenarien aufgetragen. Im Vergleich zu **Abbildung 5-21** in der die mittleren Lastspitzen zu sehen sind, zeigt sich bei den absoluten jährlichen Lastspitzen ein stärkerer Einfluss des EFZ-Anteils. Die maximale Lastspitze steigt von 170 kW im Basisszenario auf etwa 410 kW im „E-Mob. 100 %“ Szenario, was einem Anstieg um Faktor 2,4 entspricht. Die Ergebnisse aus der vorherigen Darstellung (**Abbildung 5-21**) unterscheiden deshalb so deutlich, da es sich um gemittelte Werte handelt. Die absolute Jahreslastspitze ist ca. 1,7-fach höher als die gemittelte Tageslastspitze (237 kW).

Durch den maximalen PV-Ausbau kann diese Lastspitze nicht reduziert werden, jedoch hat dies starke Auswirkungen auf die Rückspeisespitze. Diese steigt auf über 460 kW an und stellt damit das Netzauslegungskriterium dar, da sie höher als die Lastspitze ist.

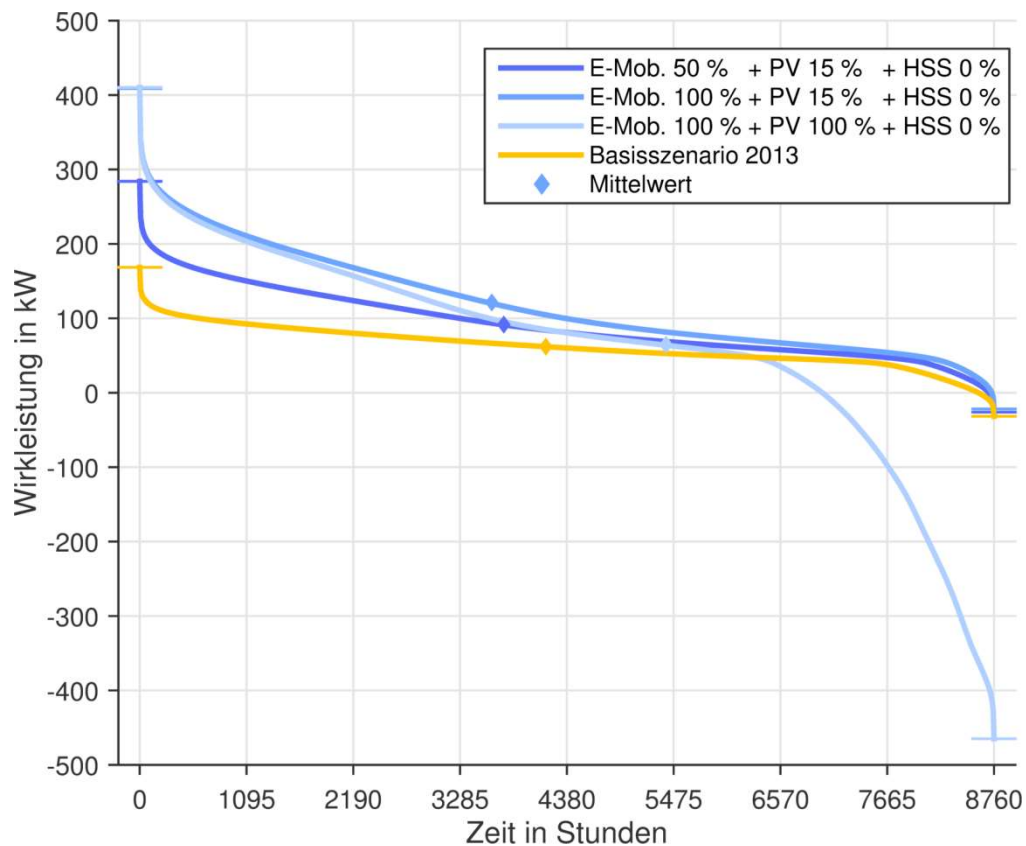


Abbildung 5-22: Jahresdauerlinien (EFZ-Szenarien)

### 5.2.3 Schlussfolgerung

Insgesamt zeigen die Maximal-Szenarien, dass eine hohe Marktdurchdringung von Elektromobilität den Leistungs- und Energiebedarf in Wohngebieten stark beeinflusst. Haben 100 % der Haushalte ein Elektrofahrzeug, verursacht dies eine knappe Verdoppelung des Energiebezugs aus dem MS-Netz (+93 % zu Basisszenario) und mehr als eine Verdopplung der Lastspitze (2,4-fach) im Wohngebiet. Versechsfacht sich der PV-Ausbau kann der Energiebedarf grob halbiert werden (bzw. +57 % zu Basisszenario). Die Rückspeisespitze ist im Betrag dann jedoch höher als die Lastspitze mit -460 kW zu +410 kW.

## 5.3 Maximal Szenarien Hausspeichersysteme

Analog zu den Maximalszenarien für Elektromobilität wurden Maximalszenarien für die Verbreitung von Hausspeichersystemen definiert. Diese sollen neben der Verbreitung von EFZ zeigen, welche Effekte eine hohe Anzahl an HSS im Netzgebiet haben.

### 5.3.1 Definition der Szenarien

Folgende Szenarien wurden betrachtet:

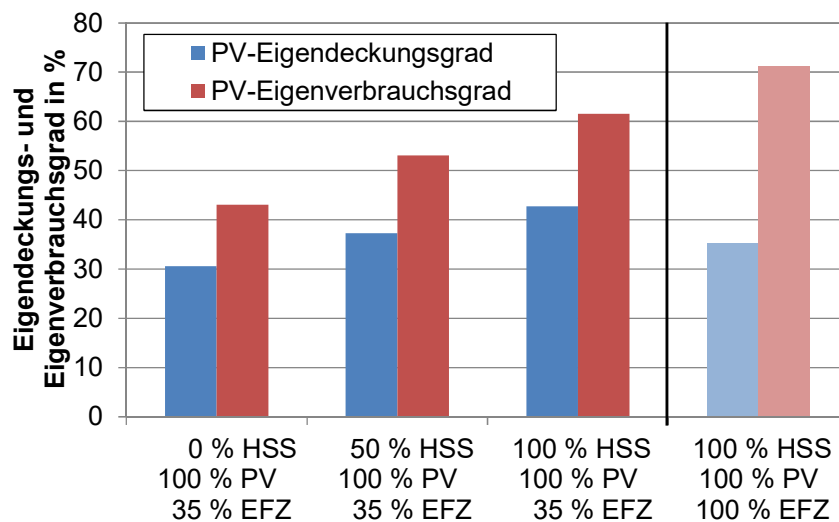
- 0 % HSS, 100 % PV , 35 % E-Mob.
- 50 % HSS, 100 % PV, 35 % E-Mob.
- 100 % HSS, 100 % PV, 35 % E-Mob.
- 100 % HSS, 100 % PV, 100 % E-Mob



Im Unterschied zu den E-Mob Szenarien wurden diese Szenarien auf das Referenzjahr 2030 bezogen mit einem über alle Szenarien konstanten EFZ-Anteil von 35 %. Hierbei bedeutet 50 % HSS, dass 50 % der Haushalte mit einer PV-Anlage ein Speichersystem besitzen, analog dazu 100 % HSS. Die Spezifikationen der Speichersysteme und sonstiger Parameter wurden wie im Referenzszenario 2030 angenommen (vgl. 5.1.1).

### 5.3.2 Ergebnisse

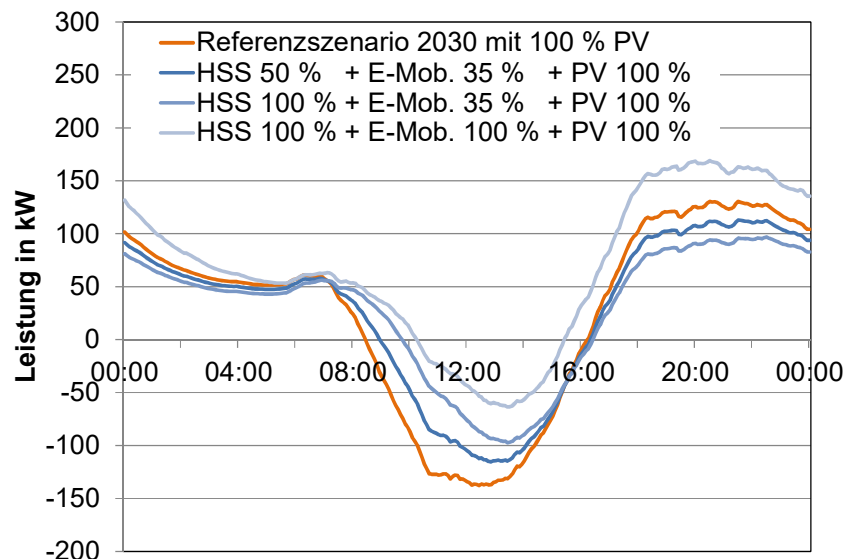
In **Abbildung 5-23** sind die Auswirkungen auf PV-Eigendeckung und -Eigenverbrauch im Netzgebiet dargestellt. Im Szenario ohne HSS (links) liegt der Eigendeckungsgrad bei etwa 30 %. Selbst wenn jeder Haushalt über ein Speichersystem verfügt (zweites Balkenpaar von rechts) kann die Last über das simulierte Jahr nicht zur Hälfte gedeckt werden (42 %). Grund dafür sind vor allem die Wintermonate, in denen die solare Einstrahlung so gering ist, dass HSS kaum genutzt werden.



**Abbildung 5-23:** Eigendeckung und Eigenverbrauch im Netzgebiet (HSS-Szenarien)

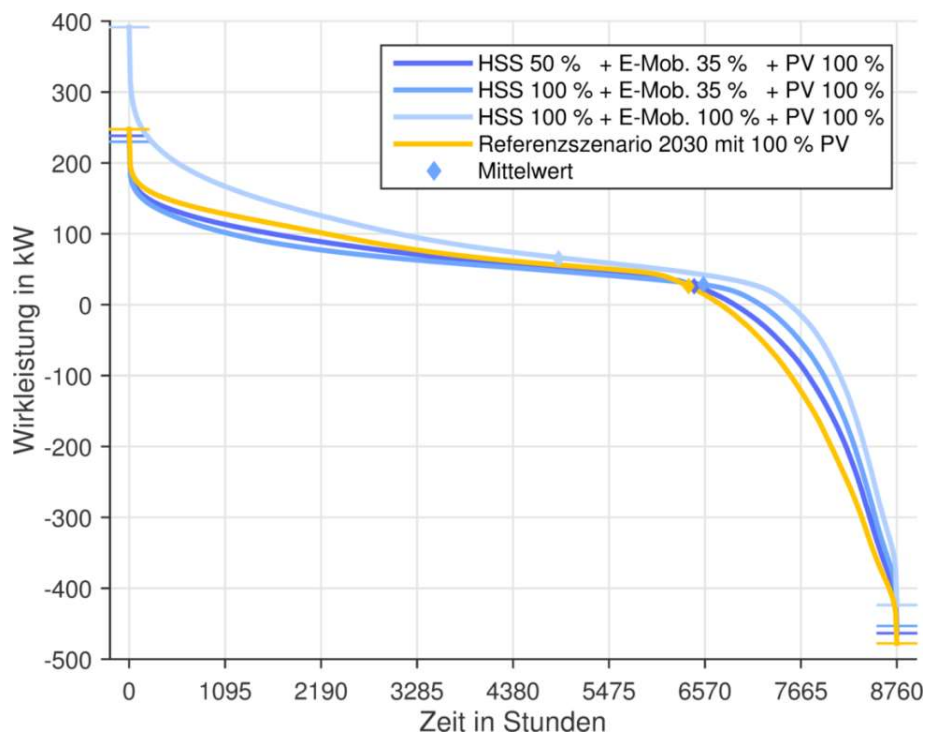
Für eine vollständige Versorgung aus dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen reichen PV-Anlagen in Kombination mit Speichern in diesem Szenario nicht aus. Mit maximalem EFZ-Anteil kann der Eigenverbrauch noch einmal deutlich gesteigert werden, von 61 % auf 71 %. Diese PV Energie wird ausschließlich von EFZ verbraucht. Aufgrund der erhöhten Last sinkt der Eigendeckungsgrad auf etwa 35 %. Im gleichen Szenario ohne HSS („E-Mob. 100 % + PV 100 %“) sind es nur 25 %, was den starken Einfluss der HSS verdeutlicht.

Die nächste **Abbildung 5-24** zeigt die gemittelte Tageslast am Ortsnetztransformator. In Orange ist zum Vergleich das Basisszenario 2013, ohne EFZ dargestellt. Eine Verdoppelung der Anzahl an HSS reduziert die mittlere, tagtägliche Rückspeisespitze im Netzgebiet von -39 kW auf etwa -32 kW moderat. Mit zusätzlich 100 % EFZ wird die Rückspeisespitze etwa halbiert, im Gegenzug erhöht sich die Lastspitze um knapp das Doppelte.



**Abbildung 5-24:** Gemittelter Tageslastgang (HSS-Szenarien)

Ein Vergleich der Jahresdauerlinien in **Abbildung 5-25** zeigt, dass die absolute, jährliche Rückspeisespitze kaum beeinflusst wird, weder durch Speicher noch durch EFZ.



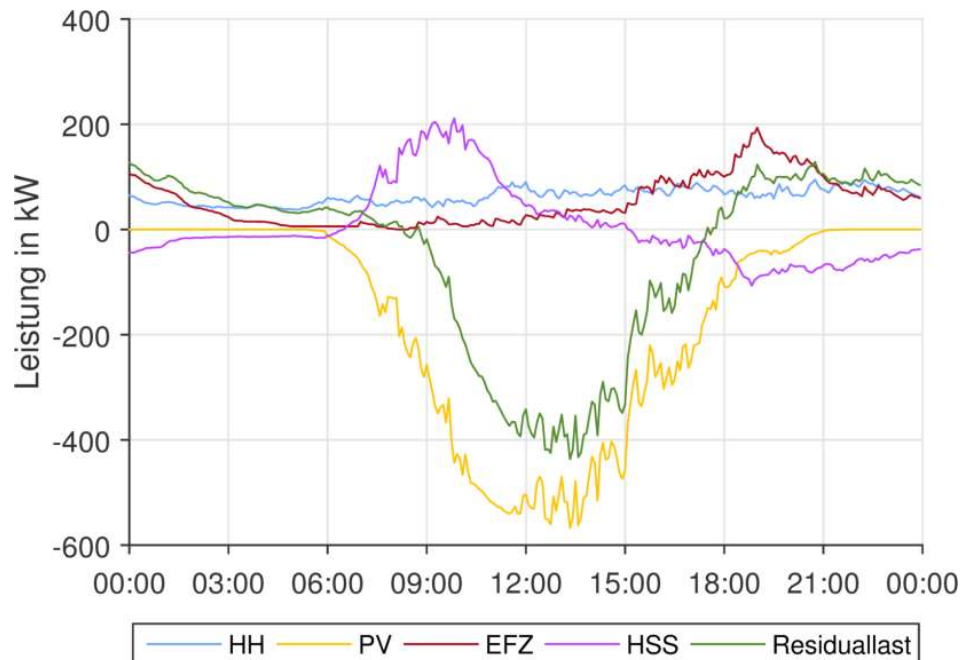
**Abbildung 5-25:** Jahresdauerlinien (HSS-Szenarien)

Die Lastspitze wird durch HSS ebenfalls nicht tangiert, da an Wintertagen ohne PV-Einstrahlung keine Energie zwischengespeichert und damit auch die Lastspitze nicht reduziert werden kann, welche üblicherweise an einem Wintertag auftritt. Mit 100 % EFZ wird die Lastspitze etwa verdoppelt. Ohne HSS ist sie etwa gleich hoch, was den geringen Einfluss von HSS auf die Jahreslastspitze verdeutlicht (vgl. Kapitel 5.1.2, Abbildung 5-2).

### 5.3.3 Schlussfolgerung

Der Einfluss von HSS im Netzgebiet zeigt sich insbesondere im Energieverbrauch. Die Eigendeckung im Netzgebiet kann durch gesteigerte Verbreitung von HSS, von 0 % auf 100 % aller Haushalte, um etwa ein Viertel erhöht werden auf maximal 42 %. Bezogen auf die PV-Erzeugung kann in diesem Fall etwa 61 % der Energie direkt im Wohngebiet verbraucht werden. Im Szenario „100/100/100“ (EFZ, HSS und PV) werden 71 % der PV-Energie im Wohngebiet verbraucht und damit 35 % der Last gedeckt.

Auf die Jahreslastspitzen, positiv wie negativ, haben Hausspeichersysteme kaum einen Einfluss. Die Lastspitze tritt meist im Winter auf, wenn der SOC von HSS die meiste Zeit an der unteren Entladegrenze ist. Im Sommer sind die Speicher meist schon vor Auftreten der maximalen Erzeugungsleistung vollgeladen, so dass die Rückspeisespitze nicht reduziert werden kann. In folgender **Abbildung 5-26** ist dieser Sachverhalt verdeutlicht. Die Abbildung zeigt den Tageslastgang im simulierten Jahr, in dem die Rückspeisespitze auftrat. Es ist zu erkennen, dass die HSS (lila) um etwa 11:30 Uhr bereits ihren maximalen Ladezustand erreicht, die Rückspeisespitze aber erst um 12:30 Uhr auftritt.



**Abbildung 5-26:** Summierte Leistungen am Tag der maximalen Rückspeisung im Netzgebiet (Szenario 100 % HSS, 100 % PV, 100 % E-Mob.)

## 6 Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Spannung

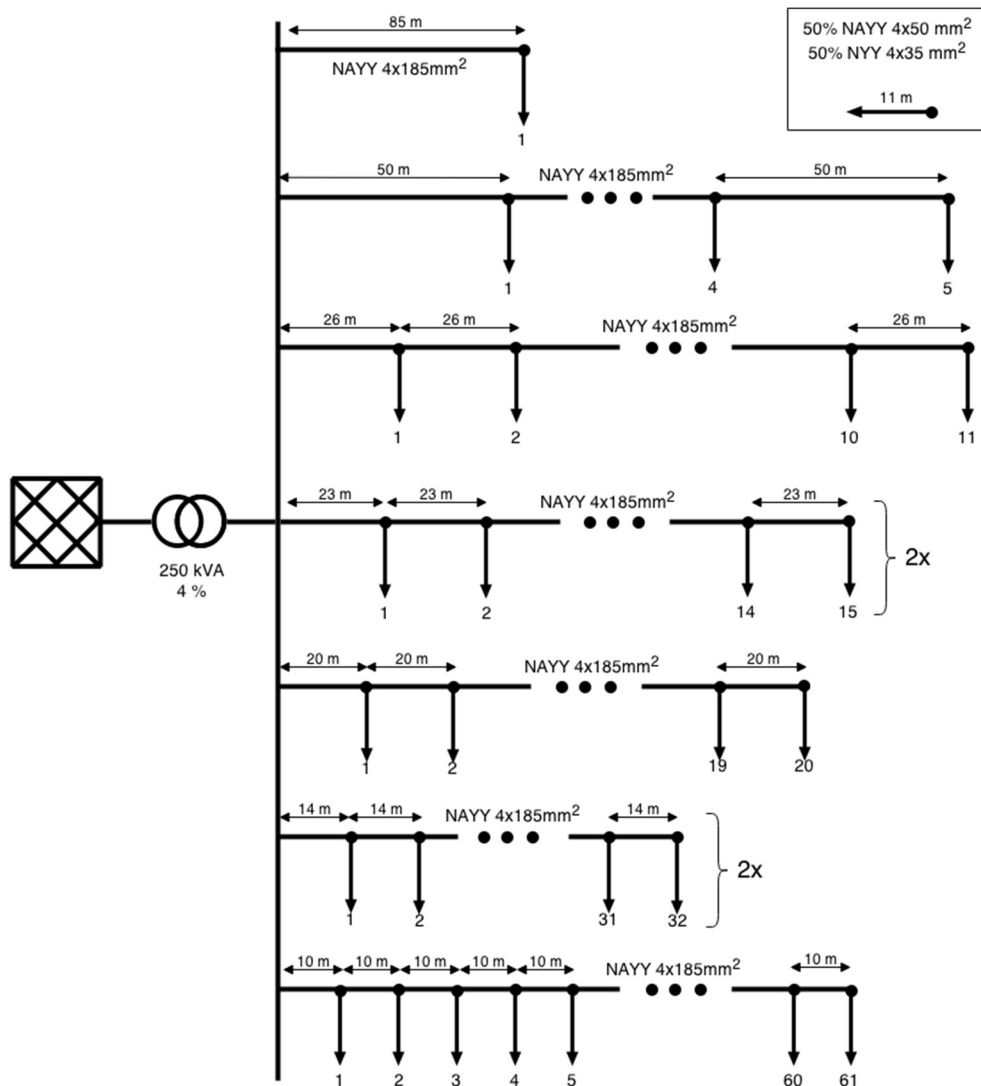
In diesem Kapitel wird untersucht, wie hoch der Einfluss verschiedener Verbreitungsgrade und Ladeleistungen von Elektrofahrzeugen auf die Netzspannung ist. Zudem wird betrachtet, wie sich eine Wirkleistungsregelung der Ladeleistung zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs durch EFZ auf die Spannung auswirkt. Im Anschluss daran wird dargestellt inwieweit EFZ mit einer Blindleistungsregelung die Spannung stabilisieren können. Dieser Abschnitt ist der umfangreichste, da im Wesentlichen dargestellt wird welchen Beitrag EFZ zur Spannungsstabilisierung leisten können. Zudem werden die spannungsstabilisierenden Auswirkungen einer Blindleistungsregelung in Verbindung mit einer Begrenzung der Ladeleistung betrachtet. Abschließend wird analysiert, in wie fern ein konventioneller rONT oder ein lastflussgesteuerter rONT die Spannung stabilisieren kann.

Die betrachteten Durchdringungsgrade von Elektrofahrzeugen werden in 10 % Schritten von 0 auf 100 % EFZ Anteil bei den Haushalten erhöht. Parallel dazu wird die maximale EFZ Ladeleistung von 3 kW auf 21 kW in 3 kW Schritten erhöht. Durch die beiden variierten Größen ergeben sich in Summe 77 Einzel-Szenarien.

### 6.1 Rahmendaten

Als Netztopologie wird das extreme Referenznetz „Vorstadtnetz mit extremen Netzstrahlen und hoch ausgelastetem Transformator“ (Name aus /TUM-04 11/) aus der Dissertation von G. Kerber gewählt. Dieses Netz hat bei der Betrachtung der Auswirkungen des Referenzszenarios 2030 auf die verschiedenen Netztopologien das synthetische Stromnetz den geringsten Spannungswert. Zudem sind die Eigenschaften der Netztopologie (z.B. Leitungslänge) so gewählt, dass sie den 95 %-Quantilen aller Stromnetze entsprechen. Insofern sollten die Auswirkungen der Szenarien auf die Spannung in dieser Betrachtung stärker als in 95 % aller Stromnetze sein.

Die Netztopologie ist in **Abbildung 2-3** dargestellt. Das Netz verfügt über eine gesamte Leitungslänge von 5.329 Meter. 60 % der Leitungslänge besteht aus dem Kabeltyp NAYY-4x185. Dies ist ein Standard Aluminiumkabel mit PVC-Isolierung und -Mantel. Die Hausleitungen bestehen zur Hälfte jeweils aus NAYY 4x50 und NYY 4x35. Das Netz verfügt über 192 Hausanschlüsse und ebenso viele Haushalte. Die Haushalte verbrauchen im Mittel 4.582 kWh/Jahr. Der Energieverbrauch pro HH und Tag liegt somit bei 12,55 kWh. Dieser Energieverbrauch richtet sich nach /TUM-04 11/. In der Dissertation wird für Extrem- und Referenznetze ein Verbrauch von 4.500 kWh/Jahr pro Hausanschluss angenommen. Der ONT ist im Mittel zu 41 % ausgelastet, im Jahresmaximum zu 103 %. Die Leitungen sind im Mittel zu 15,4 % ausgelastet, im Jahresmaximum zu 61 %.



**Abbildung 6-1:** Netztopologie ONT 1159 (Eigene Darstellung nach /TUM-04 11/)

Der PV-Eigendeckungsgrad der Haushalte im Netzgebiet liegt bei 27,5 %. Dies entspricht in etwa dem PV-Ausbaugrad im Referenzszenario. Die Energie wird durch 37 PV-Anlagen erzeugt welche durchschnittlich 17,4 kWh pro Tag erzeugen. Alle PV-Anlagen verfügen über ein Peak-Shaving auf 70 % ihrer Modulleistung und über eine wirkleistungsabhängige Blindleistungsregelung. Aufgrund dieser beiden Maßnahmen, und der Anzahl an PV-Anlagen, gibt es in diesem Szenario keine Überspannungen oder thermische Überlastungen durch die PV-Erzeugung.

Da in diesem Kapitel der Einfluss von Elektrofahrzeugen auf die Spannung betrachtet wird, wird auf den Einsatz von Hausspeichersystemen in der Simulation verzichtet.

Die Anzahl der Elektrofahrzeuge wird von 0 auf 190 Stück im Wohngebiet in elf Schritten mit jeweils 19 EFZ erhöht. Die Fahrzeuge verbrauchen im Durchschnitt pro Tag 6,7 kWh. Die Ladeleistung wird in sieben Stufen á 3 kW von 3 kW auf 21 kW variiert.

Um die Einflüsse der Regelungen besser sichtbar zu machen, wird keine zeitvariable Spannung am Netzanschlusspunkt (Slack Bus Spannung) verwendet.

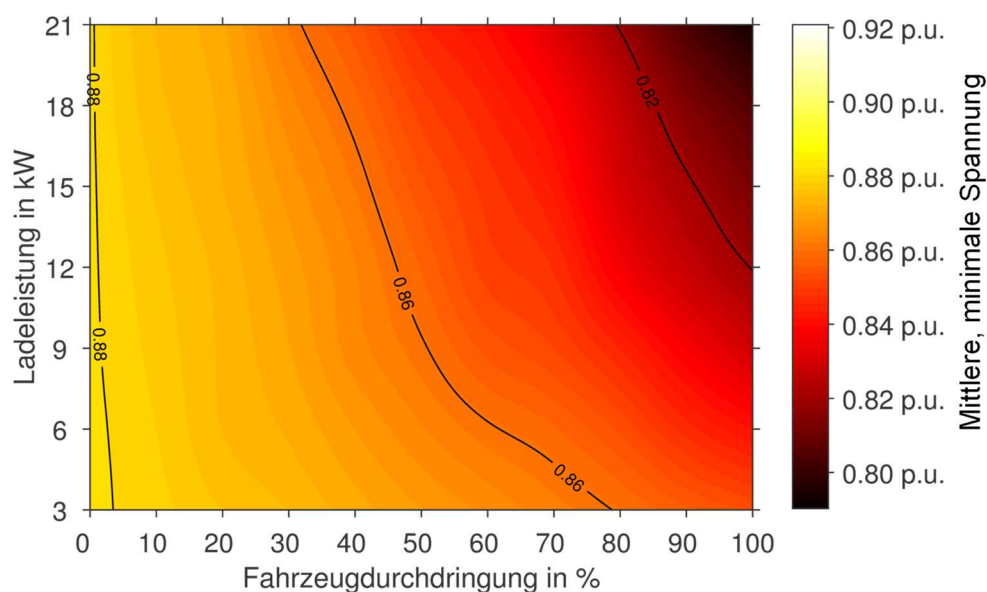
Die 77 Einzel-Szenarien werden jeweils mit acht verschiedenen Verteilungen berechnet. Die 616 Parametersätze werden mit einer zeitlichen Auflösung von fünf Minuten über die Zeitdauer von einem Jahr simuliert.

Basierend auf ausgewählten Ergebniswerten der 77 Einzel-Fällen (7x11) wird eine hochaufgelöste Ergebnismatrix (180x1000) aufgespannt. Die fehlenden Zwischenwerte werden kubisch interpoliert. Die entstehenden Ergebnismatrizen werden in Form von Heatmaps mit Konturlinien dargestellt.

### 6.2 EFZ ohne Regelungen

Im Referenzfall werden die Fahrzeuge ungesteuert geladen und verfügen über keine Blindleistungsregelung. Weiterhin verfügt der ONT über keinen automatischen Stufensteller.

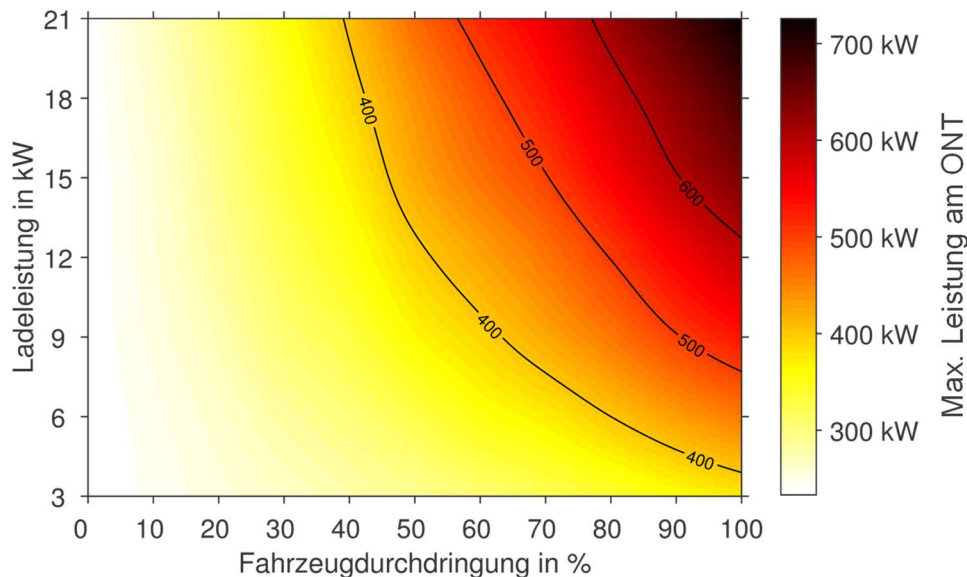
In **Abbildung 6-2** ist die mittlere, minimale Spannung des Netzgebietes für alle 77 Fälle in einer Heatmap dargestellt. Bei 0 % Fahrzeugdurchdringung liegt die Spannung knapp über 0,88 p.u.. Je dunkler die Farbe ist, desto geringer ist die Spannung. Gut erkennbar ist, dass die mittlere, minimale Spannung mit zunehmender EFZ-Durchdringung und Ladeleistung sinkt. Aufgrund der Konturen, welche bis zu einer Fahrzeugdurchdringung von 40 % nahezu parallel zur Achse der Ladeleistung verlaufen, ist erkennbar, dass die Ladeleistung bis zu diesem EFZ-Durchdringungsgrad nur einen geringen Einfluss auf die mittlere, minimale Spannung ausübt. Darüber hinaus steigt der Einfluss der Ladeleistung an. So beträgt beispielweise bei einer Fahrzeugdurchdringung von 20 % die Spannungsdifferenz zwischen einer Ladeleistung von 3 kW und 21 kW nur 0,004 p.u., wobei bei 80 % EFZ-Durchdringung dieser Differenz bereits 0,04 p.u. beträgt.



**Abbildung 6-2:** *EFZ ohne Regelungen: mittlere, minimale Spannung in Abhängigkeit der Ladeleistung und Fahrzeugdurchdringung*

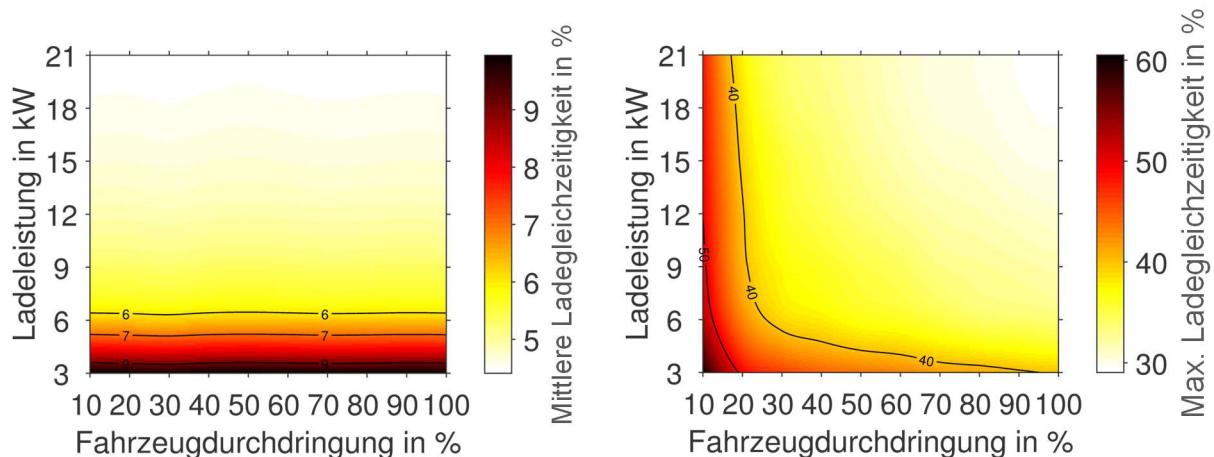
Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Summe der Ladeleistungen aller EFZ, den resultierenden Spannungsfall bestimmt. Die maximale Wirkleistung am ONT, die innerhalb

eines Jahres aufgetreten ist, ist in **Abbildung 6-3** dargestellt. Ohne Elektrofahrzeuge liegt die maximale Last bei ca. 230 kW. Bei einer Ladeleistung von 3 kW verursacht eine EFZ-Durchdringung von 100 % eine Lastspitze von 400 kW. Bei einer Ladeleistung von 21 kW wird diese Lastspitze bereits mit einer EFZ-Durchdringung von 40 % überschritten. Der Anstieg der Lastspitze steigt jedoch nicht proportional mit der EFZ-Durchdringung. Beispielsweise verursacht eine EFZ-Durchdringung von 50 % in diesem Netzgebiet eine Lastspitze von ca. 460 kW. Die doppelte Anzahl an EFZ verdoppelt jedoch nicht die Lastspitze, sondern erhöht sie auf ca. 710 kW. Dies entspricht einem Anstieg von ca. 54 %.



**Abbildung 6-3:** *EFZ ohne Regelungen: Maximale Wirkleistung am ONT in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung*

Die maximale Lastspitze steigt auf Grund der unterschiedlichen, maximalen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge nicht proportional mit der Anzahl der Fahrzeuge. Die mittlere Ladegleichzeitigkeit ist, bei den verwendeten Fahrprofilen, unabhängig von der EFZ-Durchdringung und hängt nur von der Ladeleistung ab. Dies liegt darin, dass die mittlere Ladegleichzeitigkeit bei konstanter Ladeleistung nur vom Energieverbrauch der EFZ abhängt. Dies ist in **Abbildung 6-4** links dargestellt. Dem entgegen, ist die maximale Ladegleichzeitigkeit stark von der Ladeleistung und der EFZ-Durchdringung abhängig. Gut erkennen lässt sich dies an der Konturlinie „40 %“ in Abbildung 6-4 rechts. Die maximale Ladegleichzeitigkeit ist bei einer EFZ Durchdringung von 20 % und einer Ladeleistung von 21 kW in etwa gleich hoch wie bei einer EFZ-Durchdringung von 100 % und einer Ladeleistung von 3 kW. Dies verdeutlicht, dass mit steigender Ladeleistung oder steigender EFZ-Durchdringung die spezifische Leistung pro EFZ abnimmt.



**Abbildung 6-4:** EFZ ohne Regelungen: Links: Mittlere Ladegleichzeitigkeit, Rechts: Maximale Ladegleichzeitigkeit in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung

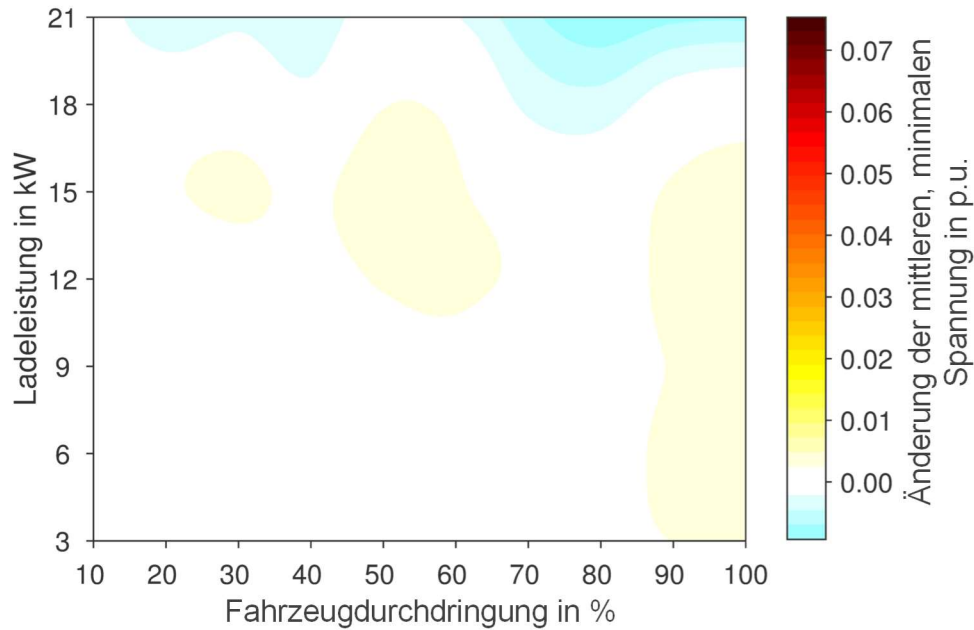
### 6.3 Regelungen zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs

Dieser Abschnitt betrachtet den Einfluss einer PV-Eigenverbrauchserhöhung durch EFZ nach der in Kapitel 4.4.2 vorgestellten Regelung auf die Spannung. Bei den Auswertungen zu diesem Szenario ist zu beachten, dass jeweils maximal 37 EFZ gesteuert geladen werden können. Diese Begrenzung beruht auf der Anzahl an PV-Anlagen welche im Netzgebiet installiert sind. Für das betrachtete Szenario bedeutet dies, dass bis zu einer EFZ-Durchdringung von 20 % alle EFZ gesteuert geladen werden. Darüber hinaus ist die absolute Anzahl an EFZ mit Ladesteuerung konstant wohingegen die ungesteuerten EFZ zunehmen. Bei einer EFZ-Durchdringung von 40 % hat nur jedes zweite EFT eine Ladesteuerung und bei 100 % nur noch jedes fünfte EFZ.

Die Szenarienergebnisse zeigen, dass eine Regelung zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs nur einen sehr geringen Einfluss auf die mittlere, minimale Spannung ausübt.

Die Änderung der mittleren, minimalen Spannung im Fall mit Ladesteuerung gegenüber dem Fall „EFZ ohne Regelung“ ist in **Abbildung 6-5** dargestellt. Die türkisenen Flächen stellen eine leichte Spannungsanhebung dar und die gelben Flächen stellen eine leichte Spannungsabsenkung dar. Diese sind jedoch mit einer Spannungsänderung von maximal  $\pm 0,005$  p.u. gegenüber dem Fall „EFZ ohne Regelungen“ sehr gering bis nicht vorhanden. Allenfalls lassen sich Tendenzen ableiten, dass es bei einer höheren Ladeleistung zu einer leichten Absenkung der mittleren, minimalen Spannung kommen kann. Die mittlere, minimale Spannung tritt vor allem in den Wintermonaten auf, in denen die PV-Einstrahlung gering und die Ladesteuerung somit wenig Einfluss hat.

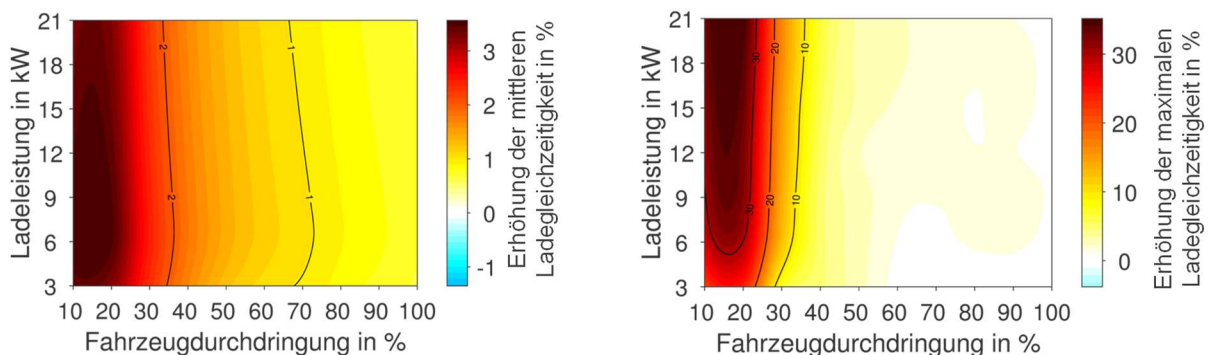




**Abbildung 6-5:** EFZ mit Ladesteuerung: Änderung der mittleren, minimalen Spannung gegenüber dem Fall „EFZ ohne Regelungen“ in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung

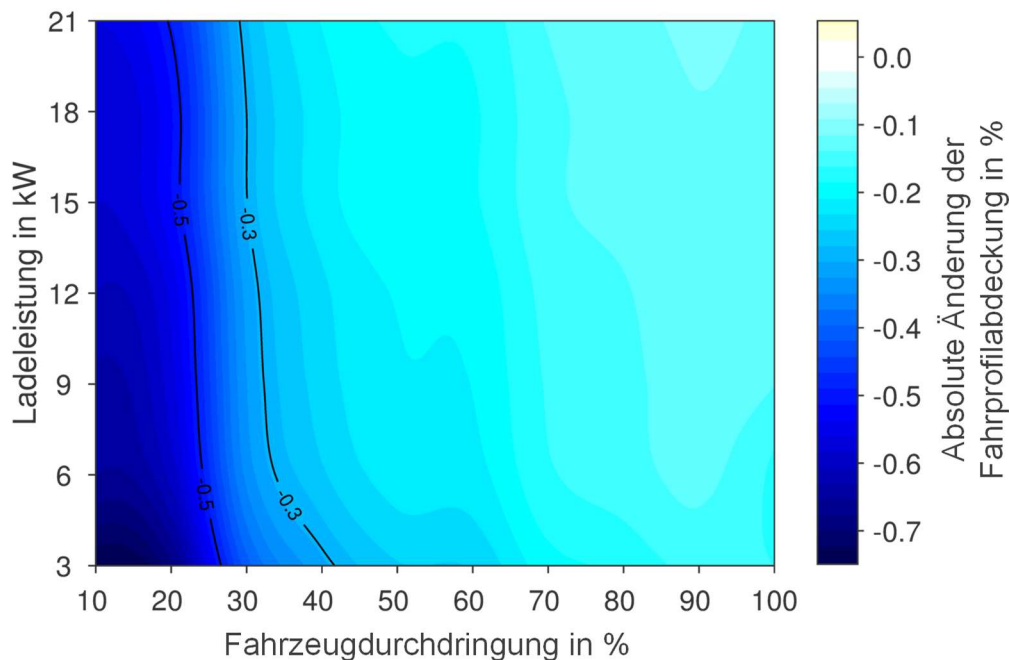
Die maximale Wirkleistung am ONT ändert sich nicht durch die Ladesteuerung. Dies kommt aus dem Umstand, dass die maximale Wirkleistung, analog zur minimalen Spannung in der Regel in einem Wintermonat auftritt. Hier ist die ONT-Last im Allgemeinen etwas höher.

Die **Abbildung 6-6** stellt die Änderung der mittleren und maximalen Ladegleichzeitigkeit im Vergleich zum Fall „EFZ ohne Regelungen“ dar (vgl. Abbildung 6-4). Die maximale Ladegleichzeitigkeit (rechte Abbildung) steigt vor allem bei den EFZ-Durchdringungen 10 % bis 30 %, da hier die EFZ größtenteils über Ladesteuerung verfügen. Die mittlere Ladegleichzeitigkeit (linke Abbildung) steigt über den gesamten Bereich merkbar. Ohne Ladesteuerung war die mittlere Ladegleichzeitigkeit bei einer Ladeleistung größer als 6 kW immer unter 6 %. Durch die Ladesteuerung steigt sie auf 9,5 %, auch bei einer Ladeleistung von 12 kW. Dies entspricht einer relativen Steigerung von über 50 %.



**Abbildung 6-6:** EFZ mit Ladesteuerung: Links: Absolute Änderung der mittleren Ladegleichzeitigkeit, Rechts: Absolute Änderung der maximalen Ladegleichzeitigkeit in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung

Der mittlere Anteil vollelektrischer Fahrten (elektrische Fahrprofilabdeckung) ist zwar nicht relevant für die Spannung, stellt aber dar welche negativen Auswirkungen eine PV-Eigenverbrauchsoptimierte Ladesteuerung zum Teil verursacht. Die **Abbildung 6-7** stellt die absolute Änderung der elektrischen Fahrprofilabdeckung zum Fall „EFZ ohne Regelung“ dar. Bei einer geringen EFZ-Durchdringung (hohe Verbreitung von Ladesteuerungen) ist ein spürbarer Rückgang der elektrischen Fahrprofilabdeckung sichtbar. Dies ist vor allem bei geringen Ladeleistungen mit einer Änderung von ca. 0,75 %-Punkte ausgeprägt. Ohne Ladesteuerung lag die Fahrprofilabdeckung bei 98 %. Bei steigender Ladeleistung nimmt die Reduktion aufgrund der Ladesteuerung ab.



**Abbildung 6-7:** EFZ mit Ladesteuerung: Absolute Änderung der elektrischen Fahrprofilabdeckung in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung

### 6.4 Regelungen für EFZ zur Verbesserung der Spannungsstabilität

Im Folgenden wird betrachtet wie groß die Auswirkungen gezielter Regelungen zur Verbesserung der Spannungsstabilität auf die Spannungshöhe sind.

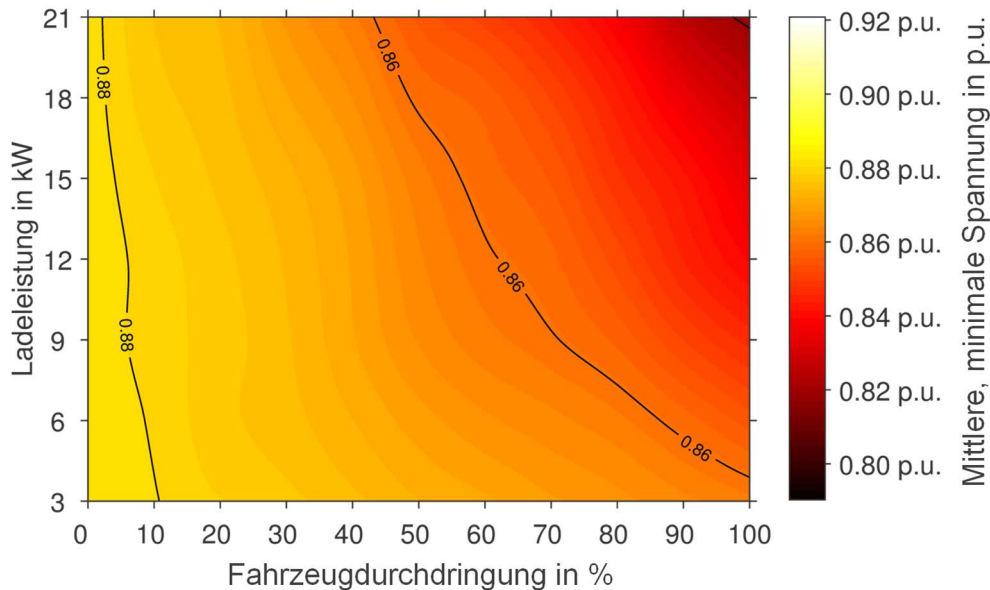
Der erste Abschnitt betrachtet die Auswirkungen einer spannungsabhängigen Blindleistungsregelung bei den EFZ. Die stückweise lineare Kennlinie richtet sich nach der Kennlinie in Abbildung 4-4 im Kapitel 4.2.2. Die Blindleistungsbereitstellung beginnt bei 0,97 p.u. und erreicht die maximale Blindleistungsbereitstellung bei einer Spannung von 0,94 p.u. mit einem  $\cos\varphi$  von 0,9.

Im zweiten Abschnitt wird die spannungsabhängige Blindleistungsregelung durch eine spannungsabhängige Wirkleistungsregelung unterstützt. Die Wirkleistungsregelung begrenzt die Ladeleistung in Abhängigkeit der Spannung. Die verwendete Kennlinie ist in Abbildung 4-8 im Kapitel „Ladesteuerungen für Elektrofahrzeuge“ (4.4.1) dargestellt. Ab einer Spannung von 0,97 p.u. wird sie aktiv und begrenzt die Ladeleistung auf maximal 50 %. Im Falle einer

Wirkleistungsreduzierung wird die Blindleistung analog mit reduziert, da sie über den  $\cos\varphi$  fest eingestellt ist.

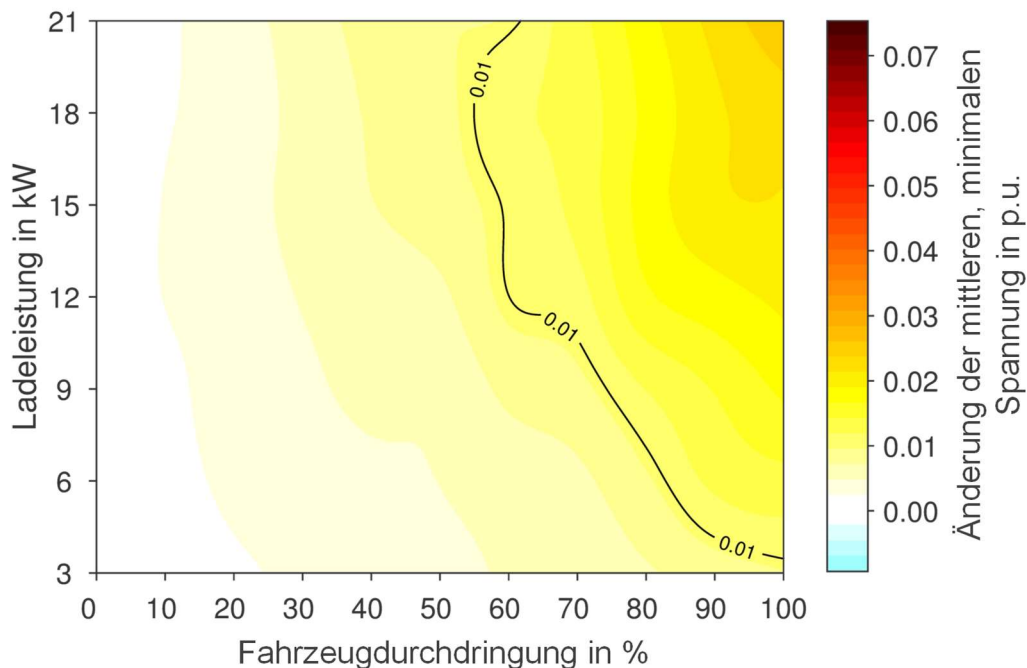
### 6.4.1 Blindleistungsregelung

Die spannungsabhängige Blindleistungsregelung (Q(U)) erfüllt ihren Zweck und senkt die Spannung ab. In **Abbildung 6-8** ist die mittlere, minimale Spannung des Netzgebietes dargestellt. Bei hohen EFZ-Durchdringungen und hohen Ladeleistungen ist sie weiterhin kritisch und häufiger unter 0,85 p.u. und verletzt somit, unabhängig von der Größe des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes, die EN 50160 in diesem Bereich.



**Abbildung 6-8:** EFZ mit Q(U)-Regelung: Mittlere, minimale Spannung in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung

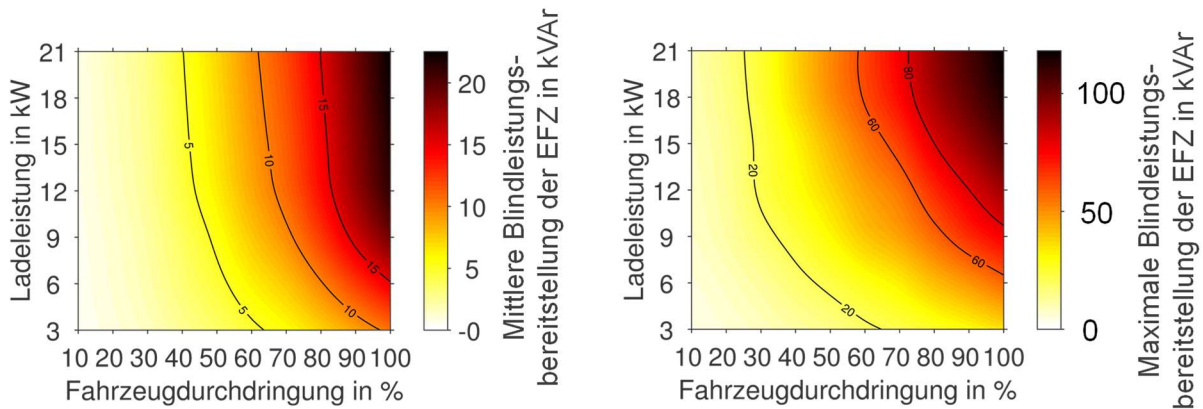
**Abbildung 6-9** stellt die absolute Differenz der mittleren, minimalen Spannung zum Fall „EFZ ohne Regelungen“ dar. Anhand dieser Abbildung lässt sich erkennen wie stark die Q(U)-Regelung die Spannung bei den verschiedenen Ladeleistungen und EFZ-Durchdringungen anhebt. Die Spannungen werden bei höheren Ladeleistungen und höheren EFZ-Durchdringungen stärker erhöht als bei geringeren. Im Szenario mit 100 % EFZ Durchdringung mit 21 kW Ladeleistung wird die Spannung um ca. 2,7 %-Punkte angehoben.



**Abbildung 6-9:** EFZ mit Q(U) Regelung: Differenz der mittleren, minimalen Spannung gegenüber dem Fall „EFZ ohne Regelungen“ in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung

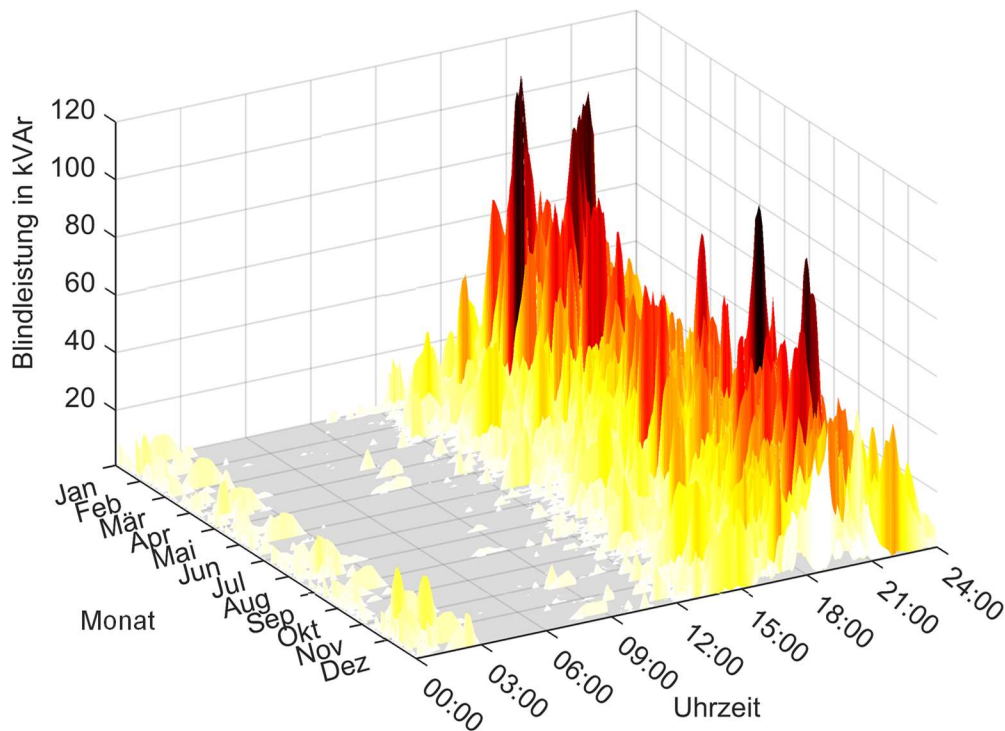
Dass die Q(U)-Regelung bei einer höheren elektromobilen Belastung der Stromnetze die Spannung stärker anhebt liegt an der Kennlinie. Je geringer die Spannung ist, desto mehr EFZ werden aufgrund der Q(U)-Regelung Blindleistung bereitstellen. Dieser Zusammenhang ist in **Abbildung 6-10** (links) anhand der mittleren Blindleistungsbereitstellung der EFZ ersichtlich. Bei einer EFZ-Durchdringung von 50 % werden im Mittel ca. 7 kVAr abgegeben, bei der doppelten Anzahl an EFZ werden 23 kVAr abgegeben. Zudem ist bei dieser Abbildung erkennbar, dass die mittlere Blindleistungsbereitstellung von der EFZ-Durchdringung abhängt, bei einer Ladeleistung von 9 kW und höher ist sie nahezu unabhängig von der Ladeleistung.

In **Abbildung 6-10** (rechts) ist dagegen die maximale Blindleistungsbereitstellung durch die EFZ dargestellt. Diese ist gegenüber der mittleren Blindleistungsbereitstellung auch von der Höhe der Ladeleistung abhängig. Sie ist etwa fünfmal so hoch wie die mittlere Blindleistungsbereitstellung. Durch Verrechnung mit der elektromobilen Lastspitze (ca. 500 kW, vgl. Abbildung 6-3) ergibt sich ein Leistungsfaktor von etwa 0,97. Dieser sehr hohe Leistungsfaktor bedeutet, dass zur Zeit der hohen Last nicht alle EFZ Blindleistung bereitgestellt haben. Etwa die Hälfte des möglichen Blindleistungspotentials wird aktiviert. Viele EFZ waren in kurzen Strängen angeschlossen bei denen im Augenblick der hohen Lastspitze keine Spannungsinstabilitäten auftraten. Insofern haben diese keine Blindleistung bereitgestellt.



**Abbildung 6-10:** EFZ mit Q(U) Regelung: Links: Mittlere Blindleistungsbereitstellung der EFZ, Rechts: Maximale Blindleistungsbereitstellung der EFZ in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung

Dies führt zur Frage wie häufig und wann die Blindleistung bereitgestellt wird. Hierfür wird in **Abbildung 6-11** für das Szenario 100 % EFZ-Durchdringung mit 21 kW Ladeleistung die Blindleistungsbereitstellung aller EFZ für jeden Tag in Abhängigkeit der Uhrzeit dargestellt. Erkennbar ist, dass die hohen Blindleistungsspitzen nur wenige Male im Jahr auftreten. Zudem wird zwischen 00:00 Uhr und 12:00 Uhr nur wenig bis keine Blindleistung bereitgestellt. Sämtliche, hohe Blindleistungsspitzen treten zwischen 15:00 Uhr und 21:00 Uhr auf.



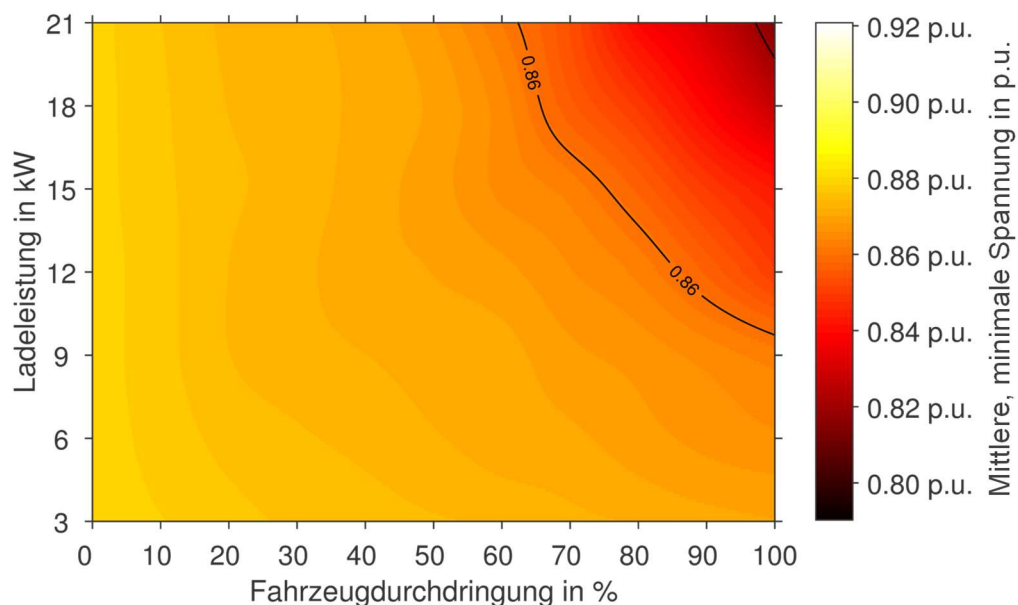
**Abbildung 6-11:** EFZ mit Q(U) Regelung: Szenario: 100 EFZ mit 21 kW Ladeleistung: Bereitgestellte Blindleistung der EFZ im gesamten Netzgebiet übers Jahr

### 6.4.2 Kombination einer Wirk- und Blindleistungsregelung

Die Kombination einer spannungsabhängigen Blindleistungsregelung ( $Q(U)$ ) mit einer spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung ( $P(U)$ , s. Kapitel 4.4.1) hebt die Spannung stärker an als eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung. Dies ist in **Abbildung 6-12** dargestellt.

Um beispielsweise eine mittlere, minimale Spannung größer 0,86 p.u. zu erreichen ist bei der alleinigen  $Q(U)$ -Regelung eine EFZ-Durchdringung von weniger als 40 % (Ladeleistung 21 kW) notwendig. Bei der kombinierten  $Q(U)$ - mit  $P(U)$ -Regelung ist dagegen eine EFZ-Durchdringung von bis zu 60 % (Ladeleistung 21 kW) zulässig. Somit kann durch ergänzende  $P(U)$ -Regelung eine etwa 20 %-Punkte höhere EFZ-Durchdringung in das Stromnetz integriert werden, ohne dass Spannungsinstabilitäten auftreten.

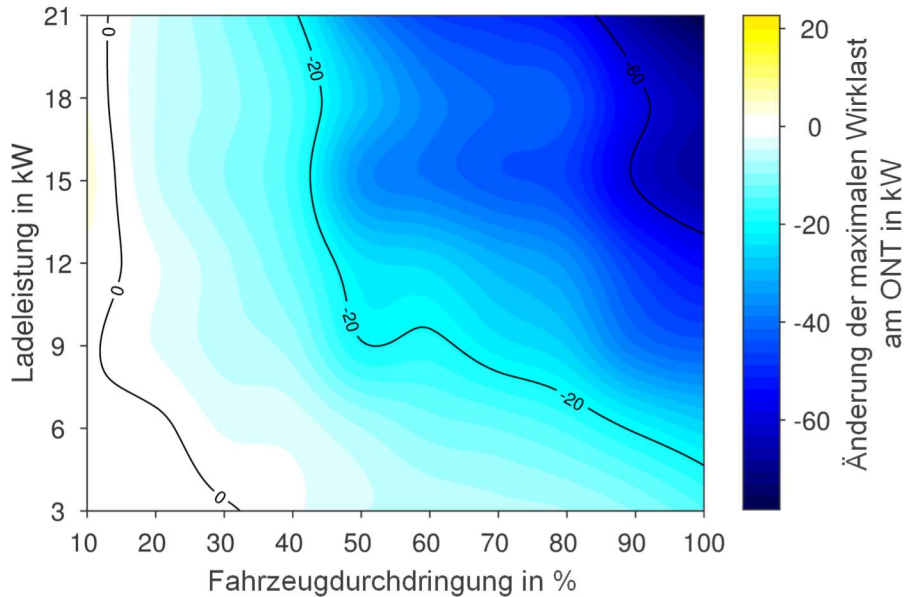
Eine EFZ-Durchdringung höher als 70 % und eine Ladeleistung größer als 15 kW führt weiterhin zu einer mittleren, minimalen Spannung von 0,85 p.u. und verursacht somit weiterhin Spannungsbandverletzungen.



**Abbildung 6-12:** EFZ mit  $Q(U)$ - und  $P(U)$ -Regelung: Mittlere, minimale Spannung in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung

Die Ergebnisse zeigen, dass die Begrenzung der Ladeleistung im Sinne der  $P(U)$ -Regelung nur einen sehr geringen Einfluss auf die elektrische Fahrprofilabdeckung ausübt. Diese sinkt durch die Begrenzung lediglich um 0,027 %-Punkte und ist somit vernachlässigbar.

In **Abbildung 6-13** ist die Änderung der maximalen Wirkleistung am ONT gegenüber dem Szenario „EFZ ohne Regelungen“ dargestellt. Die maximale Wirkleistung am ONT wird durch die ergänzende  $P(U)$ -Regelung abgesenkt. Im Fall einer EFZ-Durchdringung von 100 % mit einer Ladeleistung von 21 kW wird die maximale Wirkleistung um knapp 70 kW auf 640 kW abgesenkt, dies entspricht in etwa 10 % der maximalen Wirkleistung. Dies entspricht einer Absenkung der Ladeleistung der EFZ zum Zeitpunkt der maximalen Wirkleistung am ONT um 14,5 %.



**Abbildung 6-13:** EFZ mit Q(U)- und P(U)-Regelung: Änderung der maximalen Wirkleistung am ONT in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung

## 6.5 Regelungen für Transformatoren zur Verbesserung der Spannungsstabilität

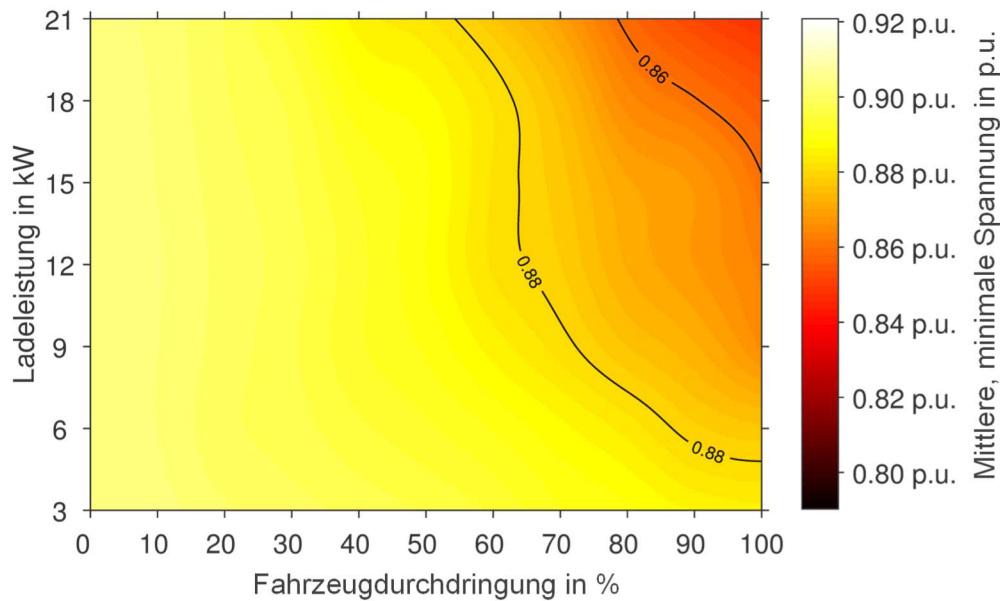
Im folgenden Abschnitt wird betrachtet in wie weit ein rONT die Spannungsfälle, die von EFZ verursacht werden ausgleichen kann.

Im ersten Abschnitt wird ein rONT eingesetzt welcher die sekundärseitige Spannung am ONT auf 1 p.u. einstellt Dieser ist mit den in Kapitel 4.5.1 dargestellten Parametern eingestellt.

Im darauffolgenden Abschnitt wird ein lastflussgesteuerter rONT eingesetzt. Die Parameter hierfür werden nach Kapitel 4.5.2 eingestellt.

### 6.5.1 Konventionell gesteuerter rONT

Die Auswirkungen des konventionell gesteuerten rONT auf die mittlere, minimale Spannung im Netzgebiet sind in **Abbildung 6-14** dargestellt. Die mittlere, minimale Spannung ist über alle Fälle hinweg höher als im Fall „EFZ ohne Regelungen“.



**Abbildung 6-14:** *EFZ mit rONT: Mittlere, minimale Spannung in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung*

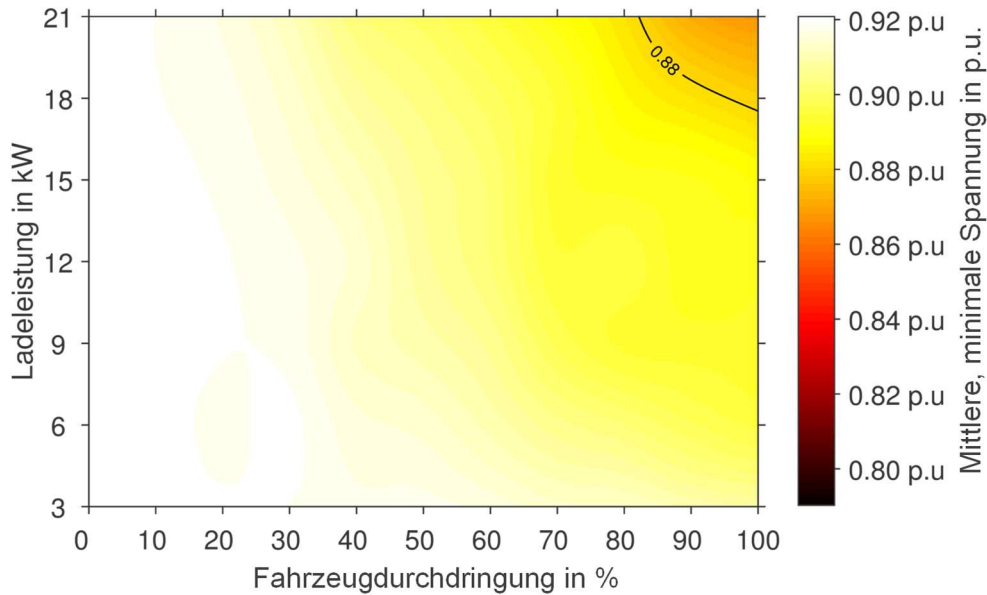
Bei Verwendung des rONT wird die mittlere, minimale Spannung über alle Einzel-Szenarien im Vergleich mit den vorherigen Regelungen (Q(U), Q(U) & P(U)) am meisten beeinflusst. Beispielsweise beträgt im Szenario 100 % EFZ-Durchdringung (Ladeleistung 21 kW) die mittlere, minimale Spannung 0,847 p.u., wohingegen sie im gleichen Fall bei Verwendung der kombinierten Q(U)- und P(U)-Regelung 0,815 p.u. beträgt. Dies entspricht einer Verbesserung von etwa 3 %-Punkten.

Da der rONT nur das Übersetzungsverhältnis am ONT in Abhängigkeit der Spannung ändert, hat dieser keinen Einfluss auf die Ladevorgänge der unregelmäßigen EFZ. Insofern sind die maximalen Wirkleistungen am ONT entsprechend dem Fall „EFZ ohne Regelungen“.

### 6.5.2 Lastflussabhängig gesteuerter rONT

In **Abbildung 6-15** ist die mittlere, minimale Spannung für den Fall dargestellt, dass der rONT lastflussabhängig gesteuert wird. Die Spannung hat sich gegenüber dem konventionell gesteuerten rONT um weitere 2 %-Punkte verbessert. Gegenüber dem Szenario „EFZ ohne Regelung“ bei einer EFZ-Durchdringung von 100 % und einer maximalen Ladeleistung von 21 kW hat sich die Spannung um ca. 7,6 %-Punkte verbessert. Spannungen von unter 0,85 p.u. treten in der Simulation nicht auf.





**Abbildung 6-15:** *EFZ mit lfrONT: Mittlere, minimale Spannung in Abhängigkeit der Fahrzeugdurchdringung und Ladeleistung*

Das Szenario „EFZ mit lfrONT“ ist das einzige der vorgestellten Szenarien bei dem kein 10-Minuten-Mittelwert unterhalb der Spannung 0,9 p.u. aufgetreten ist.

## 6.6 Schlussfolgerungen

Die dargestellten Ergebnisse wurden alle auf Basis des schwächsten Netzes aus Kapitel 5.1.3.2 erstellt. Da es sich hierbei um ein Extremnetz nach /TUM-04 11/ handelt, welches schwächer ausgebaut ist als 95 % der Niederspannungsnetze in Deutschland, sollten die in diesem Kapitel berechneten Spannungen theoretisch in 95 % der Fälle in anderen Netzen besser ausfallen. Insofern kann gesagt werden, dass die dargestellten Ergebnisse einen Worst-Case-Fall darstellen.

Im betrachteten, extremen Referenznetz sind die Auswirkungen der Elektrofahrzeuge auf die Spannung moderat. Ab einer Durchdringung von unregelmäßigen EFZ in Höhe von etwa 33 % mit hoher Ladeleistung von 21 kW treten Spannungen unterhalb von 0,85 p.u. auf. Bei gemischten Ladeleistungen, wie sie in der Realität üblicherweise auftreten ist eine Fahrzeugdurchdringung von über 50 % möglich.

Die dargestellte Regelung zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs mit Elektrofahrzeugen hat keinen Einfluss auf den Spannungsfall.

Die untersuchte, spannungsabhängige Blindleistungsregelung verbessert das Spannungsniveau deutlich, so dass erst ab einer EFZ-Durchdringung oberhalb von 50 % und Ladeleistung von 21 kW Spannungsinstabilitäten auftreten. Im Maximalfall wird die Spannung um 2,7 %-Punkte gegenüber dem Fall mit ungesteuerten EFZ angehoben.

Gegenüber dem Fall mit ungesteuerten EFZ verbessert sich die kombinierte spannungsabhängige Blind- und Wirkleistungsregelung die Spannung um maximal 3,4 %-Punkte. Ein weiterer Vorteil dieser Regelung ist die Reduktion der maximalen

Wirkleistung am ONT. Hierdurch wird ein Austausch des ONT mit einem leistungsstärkeren erst später notwendig. Durch die Begrenzung der Ladeleistung wird die Fahrprofilabdeckung nicht wesentlich beeinflusst. Spannungsbandverletzungen können bei Ladeleistungen größer als 15 kW und EFZ-Durchdringungen größer als 70 % auftreten.

Der konventionell gesteuerte rONT verbessert die Spannung gegenüber der kombinierten Wirk- und Blindleistungsregelung um bis zu 3 %-Punkte.

Der in Abhängigkeit des Lastflusses geregelte ONT verbessert die Spannung gegenüber dem konventionellen rONT um weitere 2 %-Punkte. Es ist die einzige Netzstabilisierungsmaßnahme bei der bei allen Ladeleistungen und EFZ-Durchdringungen keine Spannungsinstabilität auftrat.

Grundsätzlich zeigen die Ergebnisse, dass Elektrofahrzeuge in den nächsten Jahren einen eher untergeordneten Einfluss auf die Spannung in Wohngebieten haben. Bei aktuell optimistischen Marktprognosen werden Elektrofahrzeuge bis 2030 einen Marktanteil von unter 15 % haben mit Ladeleistungen im Mittel von unter 7 kW /FFE-16 15/. Im Extremnetz wäre bei dieser Ladeleistung ein Anteil von über 50 % ungesteuerter Fahrzeuge immer noch zulässig. Eine Blindleistungsregelung in Verbindung mit einer spannungsabhängigen Reduktion der Ladeleistung ist sinnvoll um Hemmnisse für die wachsende Anzahl an EFZ in Zukunft zu vermeiden. Darüber hinaus haben diese Regelungen keine nennenswerten Nachteile für den Netzbetreiber, Fahrzeugbesitzer oder Fahrzeughersteller. Im Hinblick auf die Ergebnisse besteht in den nächsten Jahren, bei Verwendung der analysierten Blind- und Wirkleistungsregelungen, ein geringes Risiko für einen durch Elektrofahrzeuge induzierten Netzausbaubedarf in Wohngebieten.

In ferner Zukunft oder in fortschrittlichen Wohngebieten, wenn jeder Haushalt über ein oder mehrere Elektrofahrzeuge verfügt, werden regelbare Ortsnetztransformatoren notwendig sein um die starken Spannungsschwankungen auszugleichen. Hierbei hat sich herausgestellt, dass eine lastflussabhängige Steuerung der konventionellen Steuerung deutlich überlegen ist.

In Gewerbegebieten oder Netzgebieten mit Arbeitsstätten, welche in dieser Arbeit nicht betrachtet wurden, könnte es durch Sammelladepunkte, beispielsweise an Firmenparkplätzen, zu Spannungsbandverletzungen an einzelnen Netzknoten kommen.



## 7 Zusammenfassung

Die Last- und Erzeugungssituation in Wohngebieten befindet sich derzeit im Wandel. Es ist mit einem weiteren Ausbau von privater PV-Erzeugung zu rechnen. Zudem werden sich einige Haushalte, die bereits über eine PV-Anlage verfügen, in Zukunft ein Hausspeichersystem beschaffen, um ihren Verbrauch zu einem höheren Anteil mit selbsterzeugter PV-Energie zu decken. Auf der Lastseite müssen mit Elektrofahrzeugen neue und hohe Lasten in die Netze der Wohngebiete integriert werden.

### Methodik

In dieser Arbeit wird ein Simulationsmodell entwickelt, mit welchem die Stromversorgung von Wohngebieten netztechnisch simuliert werden kann. Die Wohngebiete bestehen aus Haushalten, PV-Anlagen, Hausspeichersystemen und Elektrofahrzeugen sowie der zugrunde liegenden Netztopologie. Die Lastflussberechnung innerhalb der Simulation berücksichtigt alle Erzeuger und Verbraucher als dreiphasige, unsymmetrische Potentiale. Die Simulation ist für Ganzjahressimulationen optimiert und ermöglicht Zeitschritte von fünf Sekunden bis zu einer Stunde. Es wurden die Netztopologien von 34 Wohngebieten aufbereitet, um sie im entwickelten Simulationsmodell verwenden zu können. Davon entsprechen 17 Netztopologien realen Wohngebieten und 17 Netztopologien synthetischen Referenz-Wohngebieten. Die Wohngebiete bestehen aus 14 – 350 Haushalten und sind ausschließlich Gebiete mit überwiegender Ein-/Zweifamilienhaus-Bebauung. Jeder Haushalt verfügt über einen individuellen, drei-phasigen Lastgang auf Basis realer Lastprofile und Messungen von Einzelgeräten. Das Fahrverhalten jedes simulierten Elektrofahrzeugs wird auf Basis von mehrmonatigen GPS-Fahrprofilen individualisiert. Die Erzeugungsgänge der PV-Anlagen werden auf Basis mehrerer, einjähriger Messungen an PV-Anlagen aus dem gleichen Ort modelliert.

Im Simulationsmodell werden Regelungen für PV-Anlagen, Elektrofahrzeuge und Hausspeichersysteme implementiert, welche das Ziel verfolgen den Eigenverbrauch von selbsterzeugter PV-Energie zu erhöhen oder die Spannungsstabilität zu verbessern. Hierzu gehören spannungsabhängige und wirkleistungsabhängige Blindleistungsregelungen, eine spannungsabhängige Wirkleistungsregelung sowie eine Ladesteuerung der Elektrofahrzeuge zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs. Das Konzept des regelbaren Ortsnetztransformators wird ebenfalls im Modell implementiert. Hierbei finden die konventionelle Steuerung sowie eine lastflussabhängige Steuerung Anwendung.

Das Simulationsmodell ermöglicht Auswertungen zur Spannungsstabilität, Betriebsmittelauslastung, Stromversorgung des Wohngebiets und zu den Einflüssen der Regelungen auf die einzelnen Anlagen und Elektrofahrzeuge. Ergänzt werden diese energietechnischen Berechnungsergebnisse um eine Abschätzung zu den Treibhausgasemissionen sowie um die Zusammensetzung der Energieträger der Stromversorgung der einzelnen Netzgebiete.

### Ergebnisse

Wie aus vorherigen Untersuchungen bereits bekannt, konnten auch die Analysen dieser Arbeit zeigen, dass Elektrofahrzeuge eine Lastspitze am Abend verursachen. Diese überlagert sich mit der in etwa zur selben Zeit auftretenden Lastspitze der Haushalte. Die Höhe der Lastspitze wächst mit steigender Ladeleistung und mit steigender Verbreitung der Elektrofahrzeuge. Die

jährliche Lastspitze ist deutlich höher als die mittlere, abendliche Lastspitze des Tages. Das Verhältnis der jährlichen zur mittleren, täglichen Lastspitze ist von der Anzahl der Fahrzeuge und somit von der Größe des Wohngebietes abhängig. Bei kleineren Wohngebieten ist das Verhältnis höher als bei größeren Wohngebieten.

Eine Erhöhung der PV-Erzeugung im Wohngebiet reduziert die jährliche Lastspitze des Netzgebietes nicht. Hausspeichersysteme haben ebenfalls einen vernachlässigbar geringen Einfluss auf die maximale jährliche Last und die maximale Rückspeisung in das Mittelspannungsnetz. Bei Haushalten mit PV-Anlagen und Hausspeichersystemen reduzieren diese die mittlere, tägliche Lastspitze etwas, aber auch hier haben sie keinen Einfluss auf die jährliche Lastspitze. Der selbstverbrauchte Anteil an eigenerzeugter Energie steigt in Haushalten durch die Verwendung von Hausspeichersystemen von ca. 28 % auf 66 %. Der mittlere PV-Eigendeckungsgrad der Haushalte steigt ebenfalls von ca. 20 % auf 43 %.

Die mittlere Ladegleichzeitigkeit der Elektrofahrzeuge ist abends gegen 19 Uhr mit etwa 25 % am höchsten. Die maximale Ladegleichzeitigkeit des gesamten Jahres ist abhängig von der Anzahl der Elektrofahrzeuge im Wohngebiet und ist Faktor zwei bis drei höher als die mittlere Ladegleichzeitigkeit.

Eine Ladesteuerung für Elektrofahrzeuge zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs erhöht den PV-Anteil an der Fahrenergie der Elektrofahrzeuge in Haushalten ohne Hausspeichersysteme von 7,3 % auf 31,7 %. In Haushalten mit Hausspeichersystemen fällt die Erhöhung von 32,5 % auf 45,0 % geringer aus. Die mittlere, elektrische Fahrprofilabdeckung reduziert sich durch die Ladesteuerung um etwa 0,4 %.

Das Peak-Shaving der PV-Erzeugung auf 70 % der Modulleistung reduziert den Ertrag der untersuchten PV-Anlagen um etwa 2,7 %. Durch Peak-Shaving der tatsächlichen Rückspeisung auf 70 % der Modulleistung können diese Verluste um bis zu 60 % reduziert werden.

Elektrofahrzeuge, welche mit einer spannungsabhängigen Blindleistungsregelung und zugleich mit einer Wirkleistungsregelung zur Verbesserung der Spannungsstabilität ausgestattet sind, heben die Spannung an den Stellen im Wohngebiet mit der geringsten Spannung um 2-3 %-Punkte an. Die durch die Blindleistungsregelung bereitgestellte Blindleistung zur Spannungsanhebung reduziert den Blindleistungsbedarf des Wohngebietes und entlastet dadurch den Ortsnetztransformator und die Stromleitungen geringfügig. Für das Referenzszenario 2030 beträgt die Reduktion der maximalen Auslastung des Ortsnetztransformators in etwa 2,5 %. Die mittlere, elektrische Fahrprofilabdeckung sinkt durch die Wirkleistungsregelung zur Verbesserung der Spannungsstabilität im Mittel über alle Fahrzeuge um ca. 0,03 %.

Ein regelbarer Ortsnetztransformator, welcher lastflussabhängig gesteuert wird, hebt die Spannung gegenüber einem konventionell gesteuerten regelbaren Ortsnetztransformator, im Fall hoher Elektrofahrzeuglasten, stärker an. Bei der im Rahmen dieser Arbeit verwendeten Kennlinie ist die Spannungsanhebung durch den lastflussabhängig geregelten Ortsnetztransformator in etwa 2 %-Punkte höher.

Für das Referenzszenario 2030, welches die erwartete Energieversorgungssituation eines Wohngebietes im Jahr 2030 widerspiegelt, wird festgestellt, dass ohne weitere Netzstabilisierungsmaßnahmen bis zu 17 % der untersuchten Netze einen Netzausbaubedarf

aufweisen um die EN 50160 einzuhalten. Hierbei handelt es sich ausschließlich um Netze mit mehr als 100 Hausanschlüssen.

### **Fazit**

Die vorliegende Arbeit zeigt, dass die zu erwartenden Auswirkungen von weiteren PV-Anlagen, Hausspeichersystemen und Elektrofahrzeugen auf Niederspannungsnetze gering sind. Bestehende Konzepte wie Ladesteuerungen, Blindleistungsmanagement und regelbare Ortsnetztransformatoren können kritische Netzsituationen in den kommenden Jahren vermeiden.

Um notwendige Netzverstärkungsmaßnahmen, induziert durch Elektrofahrzeuge, in zehn bis zwanzig Jahren zu vermeiden, ist eine spannungsabhängige Blindleistungsregelung bei Elektrofahrzeugen zur Spannungsanhebung aus technischer Sicht sinnvoll. Im Falle sehr geringer Spannungen wird auch eine zeitweise Reduktion der Ladeleistung empfohlen, da dies positive Auswirkungen auf die Spannung hat und die elektrische Fahrprofilabdeckung der Elektrofahrzeuge nicht nennenswert beeinflusst.

## **8 Weiterer Forschungsbedarf**

Die Erweiterung des Simulationsmodells um neue Funktionen ist an mehreren Stellen möglich und sinnvoll:

- Aktuell wird ausschließlich ein Niederspannungsnetz simuliert. Hier wäre es von hohem wissenschaftlichem Interesse die übergeordnete Mittelspannungsebene mit mehreren untergeordneten Niederspannungsnetzen zu simulieren. Hierdurch ist eine Abbildung der Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Niederspannungsnetzen gegeben. Dies ermöglicht realitätsnähere Erkenntnisse zu Spannungsschwankungen und auch neue Maßnahmen zur Netzstabilisierung, wie z.B. Längsregler in der Mittelspannungsebene.
- Zurzeit wird nur die Stromversorgung simuliert. Da zukünftig mit einer stärker ansteigenden Elektrifizierung der Wärmeversorgung in Neubauten zu rechnen ist, ist es sinnvoll den Wärmebedarf der einzelnen Haushalte zu simulieren. Dies ermöglicht neue Fragestellungen und bietet neue Flexibilitätsoptionen, wie z.B. Wärmespeicher mit einer Lastverschiebung durch die Wärmepumpe.
- Eine betriebs- und volkswirtschaftliche Analyse der Ergebnisse wurde im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt. Die Implementierung einer automatischen Analyse zu den betriebs- und volkswirtschaftlichen Auswirkungen eines Szenarios würde das bisher rein technische Simulationsmodell aufwerten und die Bearbeitung neuer Fragestellungen ermöglichen.
- Im Simulationsmodell sind aktuell keine zeitvariablen Tarife implementiert. Die Modellierung und Simulation zeitvariabler Tarife würde es ermöglichen, die Auswirkungen einer Einführung solcher Tarife auf das Niederspannungsnetz zu quantifizieren. Im Rahmen dessen ist auch eine Implementierung neuer, tarifabhängiger Ladesteuerungen für Elektrofahrzeuge denkbar. Weiterhin könnte eine Kraftwerkseinsatzplanung integriert werden, mithilfe derer die Rückkopplungen der Lastverschiebung in der Niederspannungsebene auf die Zusammensetzung der Stromerzeugung abbildbar sind. Dies ermöglicht dann auch genauere Aussagen zu

ökologischen Effekten. Für Hausspeichersysteme ergeben sich durch die Einführung zeitvariabler Tarife zudem neue Anwendungsfelder. Beispielsweise ist es im Falle einer ausreichenden Spreizung der variablen Strompreise auch denkbar, dass das Hausspeichersystem mit Strom aus dem öffentlichen Netz aufgeladen wird. Die Auswirkungen hiervon auf die Niederspannungsebene wurden noch nicht untersucht.

- Bei konventionellen Fahrzeugen ist derzeit Car2Car-Kommunikation, primär vor dem Hintergrund des autonomen Fahrens, ein großes Forschungsthema. Hierbei ist eine Überlegung, ob nicht diese Kommunikationsstruktur für parkende, ladende Elektrofahrzeuge verwendet werden kann. Dies würde es den Elektrofahrzeugen ermöglichen in den Wohngebieten abzufragen wie viele Fahrzeuge mit welcher Leistung laden und sie könnten dementsprechend ihren Ladevorgang planen. Bei einem hohen Vernetzungsgrad könnten hohe Lastspitzen durch EFZ vermieden werden. Eine Analyse und Quantifizierung der Vorteile für das Stromnetz bei einer Vernetzung der EFZ ist von hohem Interesse.
- Die meisten Hausspeichersysteme sind zurzeit rein auf die Speicherung der eigenen PV-Überschüsse ausgelegt. Die ersten Hersteller entwickeln derzeit Hausspeichersysteme welche sich auch von einer zentralen Stelle aus steuern lassen um diese als „Schwarmspeicher“, zumindest zeitweise, zu betreiben. Diese Vernetzung kann beispielsweise, neben der Bereitstellung von Regelleistung, auch in den Wintermonaten, in denen die Auslastung der Hausspeichersysteme üblicherweise sehr gering ist, interessante Anwendungsfelder bieten. Hierbei ist es denkbar, dass in Wohngebieten mit größeren, wärmegeführten BHKW der erzeugte, überschüssige Strom im Netzgebiet zwischengespeichert wird. Dies kann insbesondere dann von Interesse sein, wenn die Vergütung der elektrischen Energie des BHKWs deutlich unter dem Strompreis des lokalen Energieversorgers liegt.

## 9 Literaturverzeichnis

- AGORA-02 15 Mayer, Johannes N. et al.: Current and Future Cost of Photovoltaics - Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems. Berlin: Agora Energiewende, 2015
- AGORA-07 14 Agorameter - Hintergrunddokumentation. Berlin: Agora Energiewende, 2014
- AGORA-08 14 Waldmann, Lars; Fürstenwerth, Daniel: Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin: Agora Energiewende, 2014
- ASJ-01 04 Zander, Hartmut: DIN 18012, DIN 18015 - Wesentliche Planungsnormen für elektrische Anlagen in Gebäuden. Sasbach: ABB Stotz-Kontakt / Striebel & John Vertriebsgesellschaft mbH (ASJ), 2004
- BDEW-11 13 Oberascher, Claudia: Stromverbrauch im Haushalt in: [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/\\$file/708-2\\_Beiblatt\\_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt\\_2013-10-23.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf). Berlin: BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), 2013
- BMF-01 14 Umsatzsteuerrechtliche Behandlung von Photovoltaik- und KWK-Anlagen. Berlin: Bundesministerium der Finanzen (BMF), 2014
- BMWi-01 14 Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie . Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.
- BMWi-14 11 Regierungsprogramm Elektromobilität. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Stadtentwicklung, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Bundesministerium für Bildung und Forschung, 2011
- BNETZA-13 14 Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung - gem. § 12a Abs. 3 EnWG. Bonn: Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2014
- BSW-01 15 EEG 2014 - feste Einspeisevergütungen im Überblick. Berlin: BSW Solar, 2015.
- DBT-02 14 Drucksache 18/1304: Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts - Gesetzentwurf der Bundesregierung. Berlin: Deutscher Bundestag (DBT), 2014



- 
- DENA-14 12 dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2012
- DESTATIS-03 13 Zensus 2011 - Ausgewählte Ergebnisse. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, 2013
- DESTATIS-12 14 Zensus 2011 - Gebäude und Wohnungen - Übersicht über Merkmale und Merkmalsausprägungen, Definitionen. Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2014
- DPF-01 12 DIgSILENT PowerFactory 14.1 - Temporärer Lizenzvertrag. Gomaringen: DIgSILENT GmbH, 2012
- EANRW-02 11 Erhebung „Wo im Haushalt bleibt der Strom?“ - Anteile, Verbrauchswerte und Kosten von 12 Verbrauchsbereichen in Ein- bis Sechs-Personen-Haushalten. Düsseldorf: EnergieAgentur. NRW, 2011.
- ECOINV-01 14 The ecoinvent database, Version 3.0 in: <http://www.ecoinvent.org/>. Zürich: Swiss Centre for Life Cycle Inventories, 2014
- EEG-02 14 Gesetz für den Ausbau Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG 2014). Berlin: Bundesrepublik Deutschland, 2014
- EEX-01 14 Marktdaten verschiedener Jahre in: <http://www.transparency.eex.com/de/> (abgerufen am 10.07.2014). Leipzig: European Energy Exchange AG (EEX), 2014
- EPRI-01 15 Simulation Tool – OpenDSS. Palo Alto, California: Electric Power Research Institute, 2015.
- ET-05 15 Regett, Anika; Heller, Christoph: Relevanz zeitlich aufgelöster Emissionsfaktoren für die Bewertung tages- und jahreszeitlich schwankender Verbraucher in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* - 65. Jg. (2015) Heft 70. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2015
- ET-15 13 Linssen, Jochen; Danzer, Michael; Marker, Stefanie; Maas, Heiko; Strunz, Kai; Weinmann, Oliver: Netzintegration von Elektrofahrzeugen und deren Auswirkungen auf die Energieversorgung in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63. Jg. (2013) Heft 1/2, p.121-124. Essen: etv Energieverlag GmbH, 2013
- FFE-07 15 Regett, Anika; Heller, Christoph: Einfluss des H<sub>2</sub>-Produktionsmixes auf die Well-to-Wheels-Bilanz elektrischer Fahrzeuge - Szenarien 2020+. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015
- FFE-16 15 Pelling, Christoph; Schmid, Tobias et al.: Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030 - Technoökonomische Analyse funktionaler Energiespeicher. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015
- FFE-22 11 Nobis, Philipp; Pelling, Christoph et al.: eFlott - Wissenschaftliche Analysen zur Elektromobilität. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2011
-

- FFE-22 12 Samweber, Florian: Lastverschiebungspotenzial in Niederspannungsnetzen zum Ausgleich der PV-Einspeisung. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2012
- FFE-23 15 Wohlschlager, Daniela; Köppl, Simon: Kostenanalyse Netzstabilisierungsmaßnahmen – Stand Mai 2015 - Kostenparameter für Komponenten ausgewählter netzstabilisierender Maßnahmen im Niederspannungsnetz. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2015
- FFE-39 14 Corradini, Roger; Gallet, Marc; Conrad, Jochen; Schmid, Tobias: Globale Herausforderungen, regionale Lösungen - FfE-Regionalisiertes-Energiesystem-Model (FREM): Flächendeckendes, räumlich und zeitlich hoch aufgelöstes Energiesystemmodell in: BWK Ausgabe 12/2014, S. 28-33. Düsseldorf: Springer-VDI-Verlag, 2014
- FFE-48 14 Samweber, Florian; Nobis, Phillip; Wachinger, Kristin; Köppl, Simon; Gallet, Marc; Fischhaber, Sebastian; Staudacher, Thomas: Sun2Car@GAP - Endbericht. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2014
- GERDI-01 13 Gerdiken, Christine: Analyse der Spannungsqualität für den Ausbau und die Netzintegration von Photovoltaikanlagen anhand der Modellkommune Elektromobilität Garmisch-Partenkirchen. Hamburg: Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, 2013
- HTI-01 05 Häberlin, Heinrich: Wirkungsgrade von Photovoltaik-Wechselrichtern - Totaler Wirkungsgrad und Dynamischer MPPT-Wirkungsgrad in: Elektrotechnik 2/05. Würzburg: Elektrotechnik, 2005
- IFMO-01 05 Zukunft der Mobilität Szenarien für das Jahr 2025 in: Verlag BMW AG. München: Institut für Mobilitätaforschung eine Forschungseinrichtung der BMW Group, 2005
- INFAS-01 10 Follmer, Robert; Gruschwitz, Dana; Jesske, Birgit; Quandt, Sylvia; Lenz, Barbara; Nobis, Claudia; Köhler, Katja; Mehlin, Markus: Mobilität in Deutschland 2008 - Struktur – Aufkommen – Emissionen – Trends. Bonn: infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, 2010
- ISE-01 13 Hollinger, Raphael; Wille-Hausmann, Bernhard; Erge, Thomas; Sönnichsen, Jan; Stillahn, Thies; Kreifels, Niklas: Speicherstudie 2013 - Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei der Förderung von objektgebundenen elektrochemischen Speichern. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2013
- ISE-01 14 Wirth, Harry: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2014
- KIT-02 13 Kaschub, Thomas; Jochem, Patrick; Fichtner, Wolf: Steigerung des Elektrizitätseigenverbrauchs von Heim-Fotovoltaikanlagen durch

- 
- Elektrofahrzeuge. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2013
- KIT-03 10 Velji, Armin; Kubach, Heiko; Spicher, Ulrich: Beitrag zur Versachlichung der Diskussion: „Verbrennungsmotor gegen Elektromotor“. Karlsruhe: Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2010
- KIT-03 13 Mültin, Marc: Intelligentes Laden über ISO/IEC 15118 - Potentiale und Funktionsweise des Standards in: Neue Mobilität, Nr.12/2013. Berlin: Bundesverband eMobilität, 2013
- KRE-01 08 Kerber, Georg; Witzmann, Rolf: Statistische Analyse von NS-Verteilungsnetzen und Modellierung von Referenznetzen - Sonderdruck PDF 6222 aus ew Jg. 107 (2008), Heft 6, S. 22-26 in: ew - Das Magazin für die Energie Wirtschaft. München: Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze der TU München, 2008
- LEW-06 12 Erneuerbare Energie aus Sicht eines Netzbetreibers. Augsburg: LEW Verteilnetz GmbH, 2012
- MCM-01 12 McManus, M.C.: Environmental consequences of the use of batteries in low carbon systems: The impact of battery production in: Applied Energy 93 (2012) 288–295. Amsterdam: Elsevier, 2012
- MFW-01 12 Ferrari, C. et al.: Studie zu Range Extender Konzepten für den Einsatz in einem batterieelektrischen Fahrzeug - REXEL. Stuttgart: Ministerium für Finanzen und Wirtschaft Baden-Württemberg; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V., 2012
- MR-02 12 GRIDCON iTAP The System Solution for Voltage Regulated Distribution Transformers - Power Quality. Regensburg: Maschinenfabrik Reinhausen GmbH, 2012
- NEP-01 15 NEPLAN | Electricity in: <http://www.neplan.ch/neplanproduct/en-electricity/>. Küsnacht - Zürich: NEPLAN AG, 2015
- NOS-01 14 Omar, Noshin et al.: Lithium iron phosphate based battery – Assessment of the aging parameters and development of cycle life model in: Applied Energy 113 (2014) 1575–1585. Amsterdam: Elsevier, 2014
- SCH-01 02 Scheffler, Jörg: Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten - Dissertation. Chemnitz: Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Chemnitz, 2002
- SIE-01 10 Hable, Matthias; Schwaegerl, Christine; Tao, Liang; Ettinger, Andreas; Meyer, Ernst-Peter; Köberle, Robert: Requirements on electrical power infrastructure by Electric Vehicles in: Emobility - Electrical Power Train. Erlangen: Siemens AG, 2010
- SIE-02 15 Internationale Netzspannungen und Frequenzen in Niederspannungsnetzen. München: Siemens, 2015

- SMA-02 13 Umland, Andreas; Rothert, Martin; Laschinski, Joachim; Kever, Felix; Engel, Bernd: Kleiner Speicher, große Wirkung. Niestetal: SMA Solar Technology AG, 2013.
- SOLARLOG-01 14 Einspeisemanagement mit Solar-Log PM+. Gieslingen-Binsdorf: Solar Datensysteme GmbH, 2014.
- SPVG-01 11 Oeding, Dietrich; Oswald, Bernd: Elektrische Kraftwerke und Netze. Berlin: Springer-Verlag, 2011
- STRB-02 13 Informationsblatt für die Leistungsbegrenzung auf 70
- TAY-01 14 Taylor, Christopher Grant: Development of LCA methodology for incorporating energy market developments into the life cycle-based assessment of load flexibilisation - A case study on Power-to-Chemistry. Herausgegeben durch die Technische Universität München, betreut durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.: München, 2014.
- TUM-02 14 Stöckl, Georg: Integration der Elektromobilität in das Energieversorgungsnetz. München: Technische Universität München (TUM), 2014
- TUM-04 11 Kerber, Georg: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. München: TUM Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, 2011
- TUW-02 14 Wadispointner, Michael: Optimierter Einsatz und Betrieb von Laststufenschaltern zur Spannungshaltung in Verteilnetzen. Wien: Technische Universität Wien, 2014
- UMSICHT-01 11 Kanngießler, Annedore; Wolf, Daniel; Schinz, Steffen; Frey, Hellmuth: Optimierte Netz- und Marktintegration von Windenergie und Photovoltaik durch Einsatz von Energiespeichern. Oberhausen: Fraunhofer UMSICHT, 2011
- UNIKA-01 05 Stadler, Ingo: Demand Response - Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Kassel: Universität Kassel, Fachbereich Elektrotechnik, 2005
- VDE-01 14 Rahimzei, Ehsan: Fragen rund um das Elektrofahrzeug: - Wie kommen die Angaben über den Stromverbrauch und die Reichweite von Elektrofahrzeugen zustande. Berlin: Schaufenster Elektromobilität, 2014
- VDE-01 15 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - VDE-Vorschrift stellt Weichen für die verbesserte Netzintegration dezentraler Erzeugung (VDE-AR-N 4105). Berlin: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., 2015
- VDE-03 13 VDE: Deutschlands Autoindustrie kann aufatmen - Die Steckerfrage für Elektroautos ist geklärt. Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., 2013

- WIRTH-01 12      Wirth, Jochen: Vergleich des Alterungsverhaltens verschiedener Dünnschichttechnologien in Photovoltaikmodulen. Dissertation an der Fakultät für Naturwissenschaften der Universität Ulm. Ulm, 2012.

## Anhang A

### A.I Kenndaten der Stromleitungen

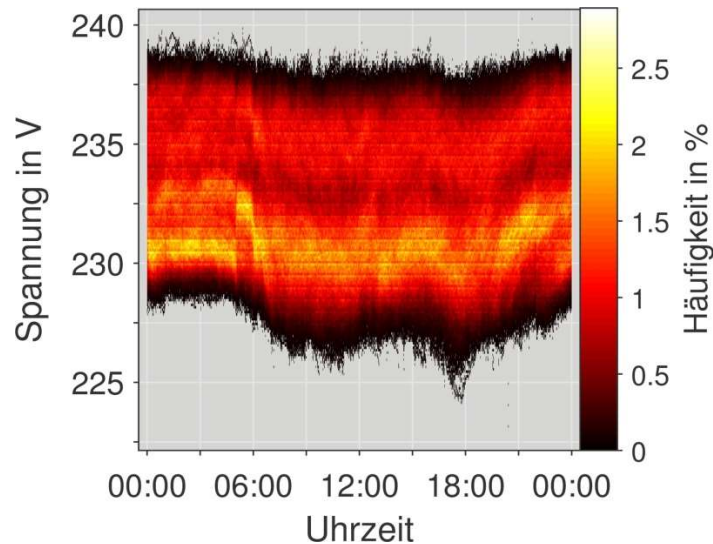
In folgender Tabelle sind die verwendeten Kenndaten der Stromleitungen dargestellt.

Name	Nennstrom in A	Kapazitätsbelag in nF/km		Widerstandsbelag in $\Omega$ /km		Reaktanzbelag in $\Omega$ /km	
		Null- system	Mit- system	Null- system	Mit- system	Null- system	Mit- system
NAYY4x120	245	365,9	797,3	1,020	0,255	0,292	0,080
NAYY4x150	275	385,9	830,0	0,832	0,208	0,292	0,080
NAYY4x185	313	409,3	868,2	0,668	0,167	0,292	0,080
NAYY4x35	132	230,0	590,0	3,504	0,876	0,343	0,083
NAYY4x50	144	275,7	670,0	2,568	0,642	0,312	0,083
NAYY4x70	179	308,4	714,4	1,776	0,444	0,300	0,082
NAYY4x95	215	349,2	770,0	1,284	0,321	0,299	0,082
NFA2X4x70	205	308,4	714,4	1,776	0,444	0,300	0,082
NYCWY3x120/70	318	696,9	1270,0	0,975	0,157	0,122	0,072
NYCWY3x25/16	133	220,0	430,0	4,156	0,724	0,138	0,080
NYCWY3x35/16	132	230,0	590,0	3,943	0,525	0,129	0,078
NYCWY3x50/25	188	312,4	710,0	2,560	0,389	0,120	0,077
NYCWY3x70/35	228	422,3	870,0	1,859	0,271	0,122	0,074
NYCWY3x95/50	280	559,6	1070,0	1,373	0,197	0,122	0,074
NYCWY4x10/10	79	130,0	240,0	7,240	1,810	0,378	0,094
NYCWY4x70/35	232	422,3	870,0	1,080	0,270	0,329	0,082
NYY3x50/25	188	312,4	710,0	2,560	0,388	0,377	0,082
NYY3x70/35	232	422,3	870,0	1,832	0,268	0,353	0,077
NYY4x10	79	130,0	240,0	7,240	1,810	0,378	0,094
NYY4x16	102	180,0	320,0	4,564	1,141	0,358	0,090
NYY4x25	133	220,0	430,0	2,896	0,724	0,355	0,086
NYY4x300	535	720,0	1200,0	0,252	0,063	0,289	0,079
NYY4x35	159	230,0	590,0	2,104	0,526	0,314	0,083
NYY4x50	188	312,4	710,0	1,556	0,389	0,312	0,083
NYY4x6	59	96,7	186,7	12,120	3,030	0,403	0,100
NYY4x70	232	422,3	870,0	1,084	0,271	0,300	0,082

## A.II Gemessene Spannungen an Ortsnetztransformatoren

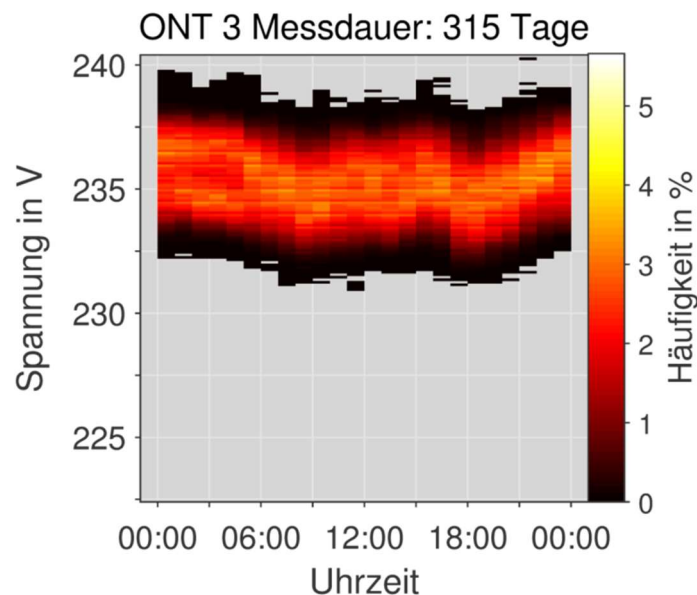
In diesem Abschnitt werden die an Ortsnetztransformatoren gemessenen Spannungen dargestellt. Gemessen wurde unterspannungsseitig an 31 Ortsnetztransformatoren aus Garmisch-Partenkirchen über eine gesamte Zeitdauer von insgesamt 2.119 Tagen.

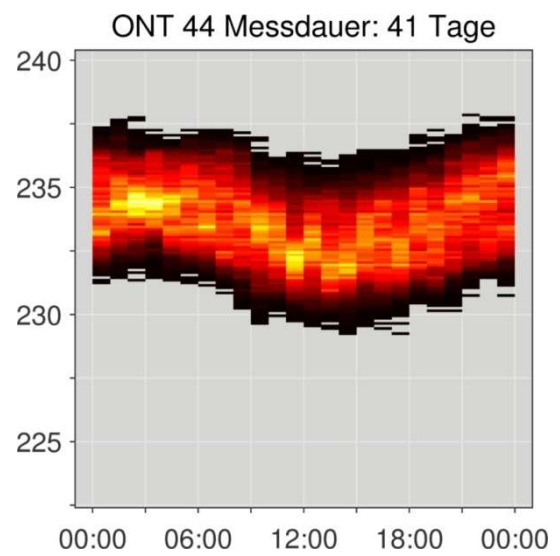
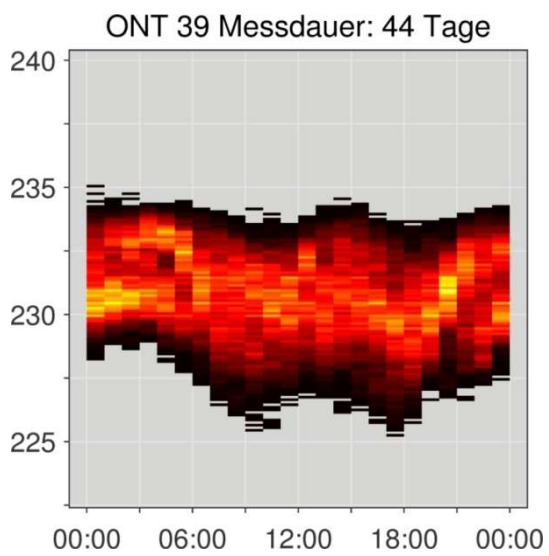
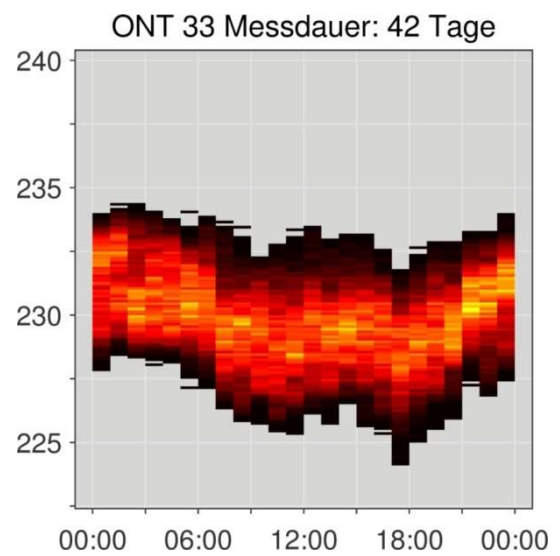
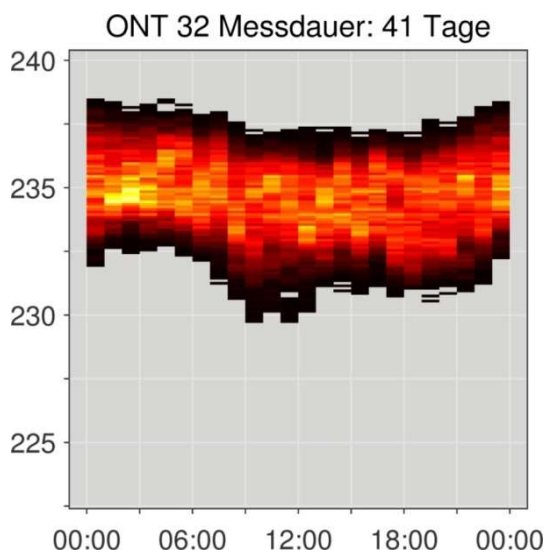
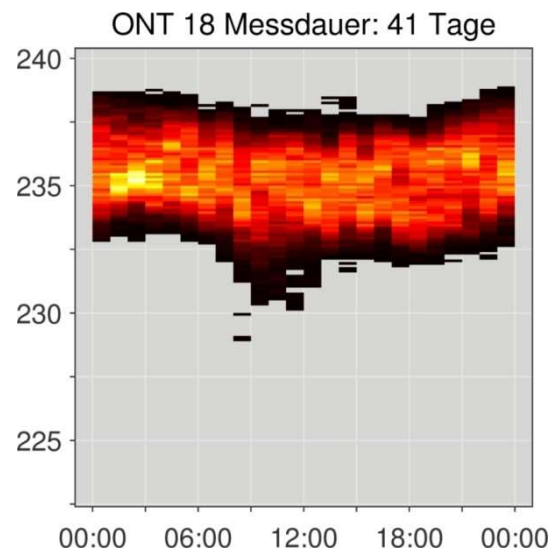
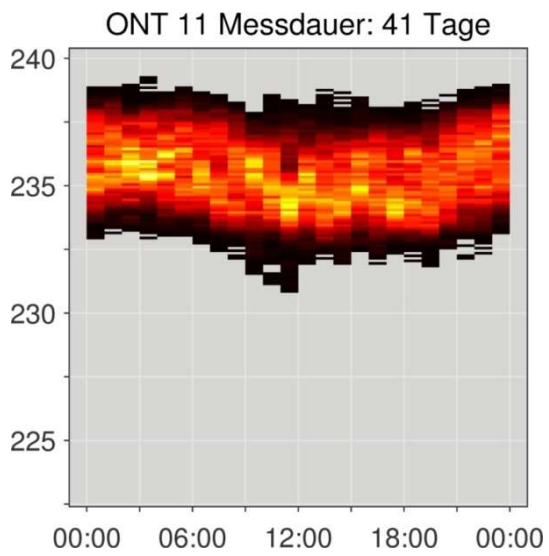
Für die folgende Abbildung wurden alle Messungen zusammengeführt und ausgewertet wie häufig die verschiedenen Spannungshöhen in Abhängigkeit der Uhrzeit auftraten.



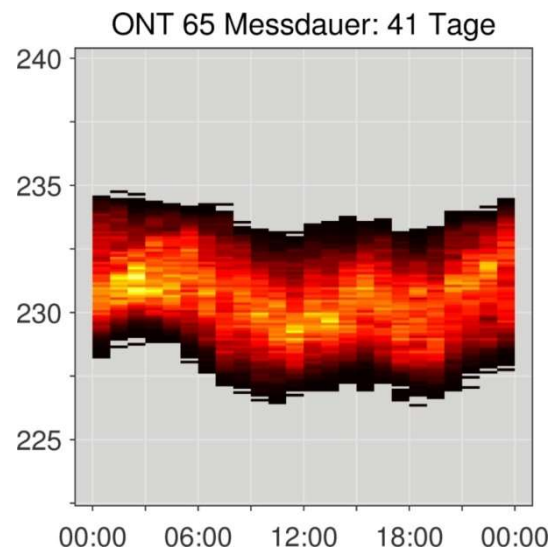
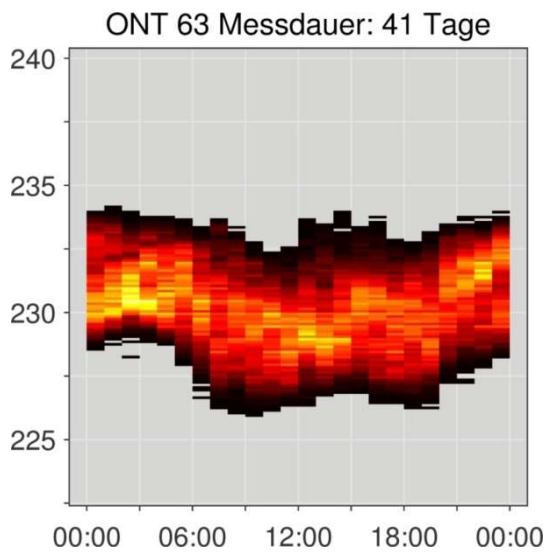
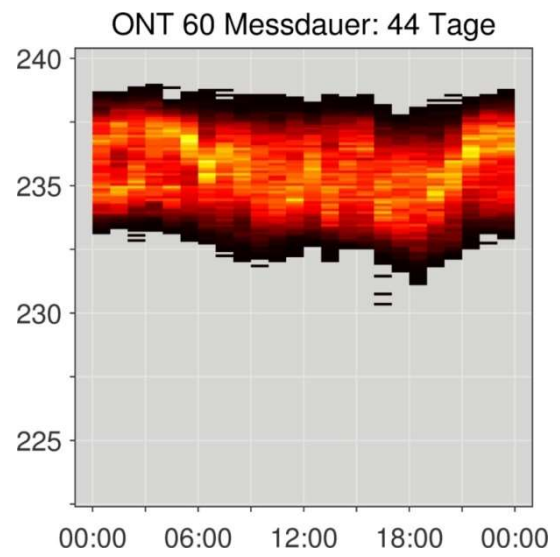
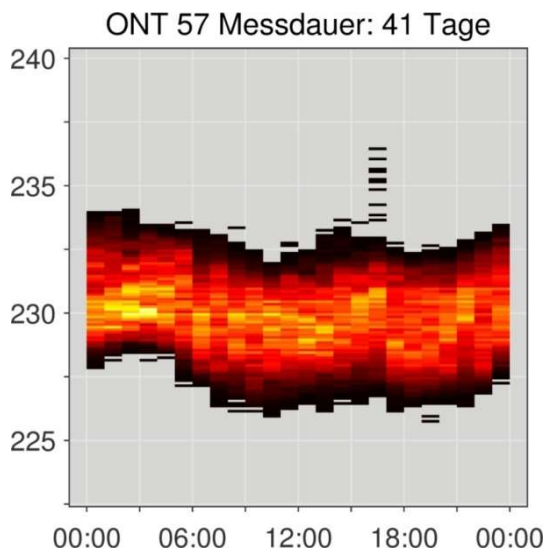
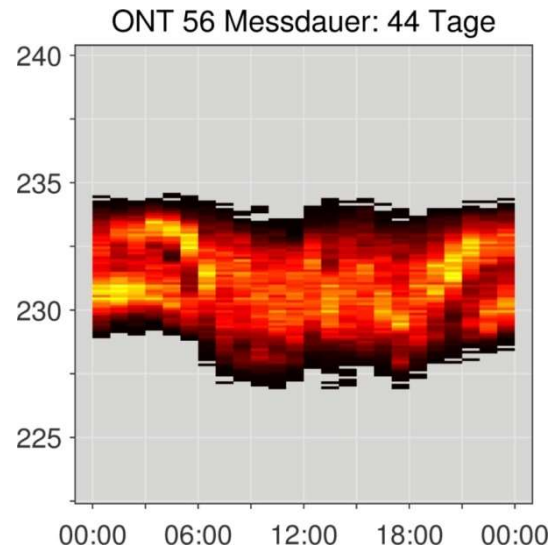
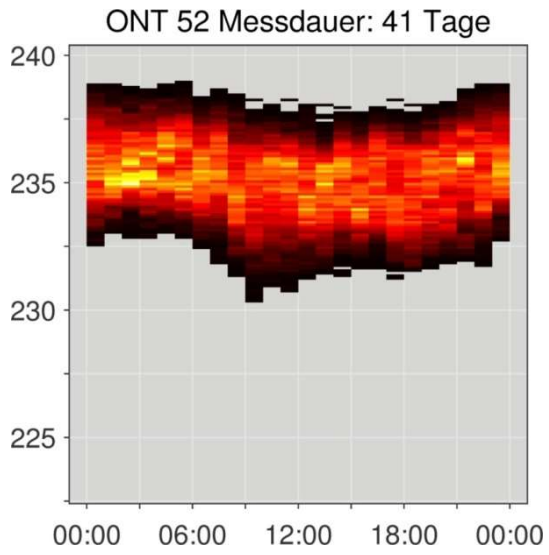
Im Folgenden sind die Spannungen, die an den jeweiligen Ortsnetztransformatoren in Garmisch-Partenkirchen gemessen wurden, zu sehen. Die Nummer, die auf ONT folgt, ist die interne Nummerierung für die Ortsnetztransformatoren.

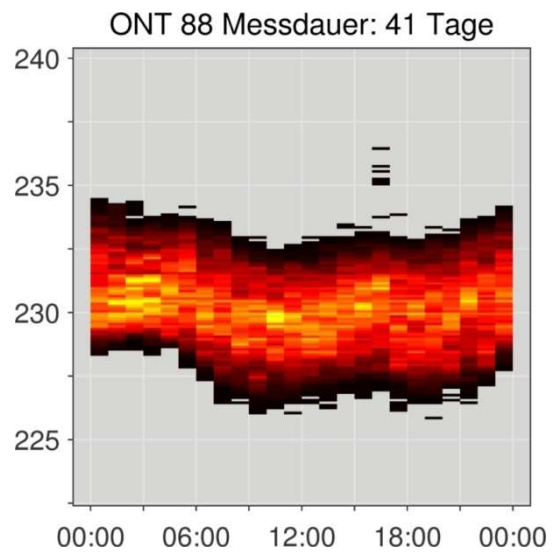
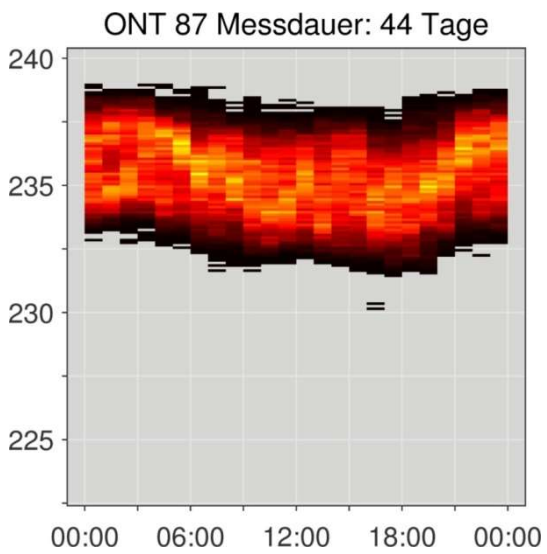
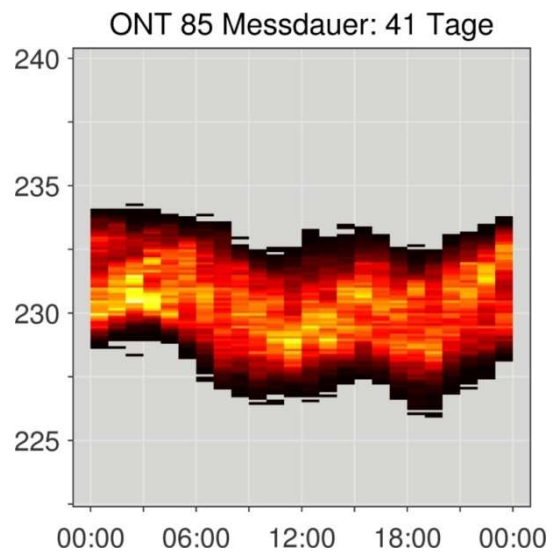
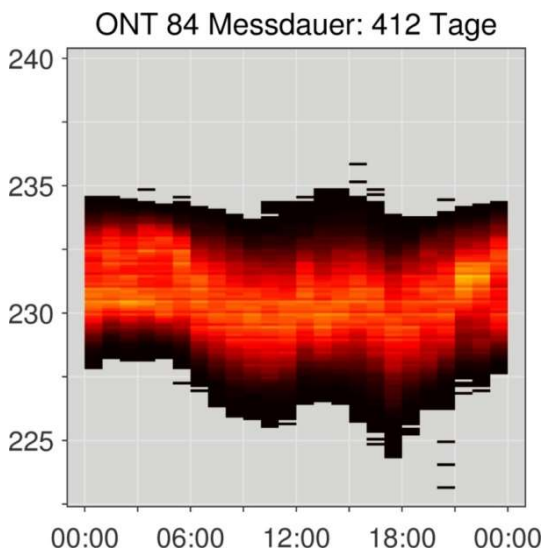
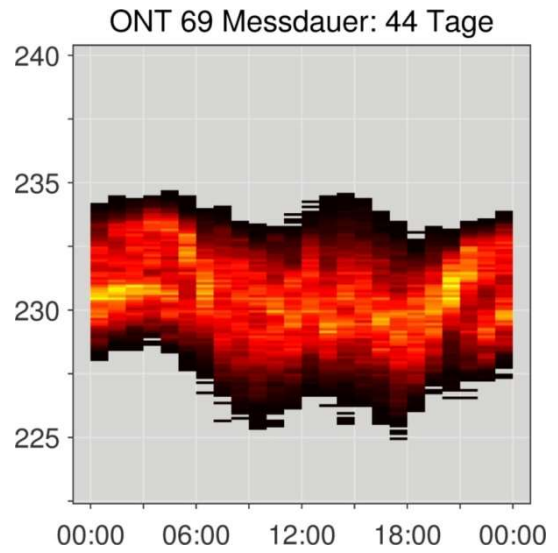
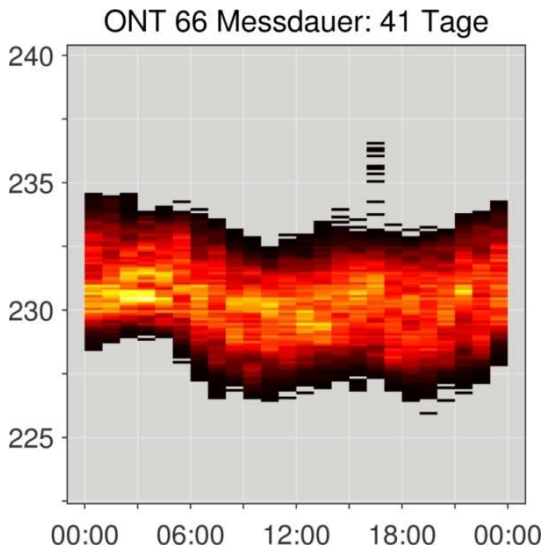
In folgender Abbildung ist die Achsenbeschriftung angegeben, welche für alle folgenden Diagramme in diesem Abschnitt zugrunde gelegt ist.

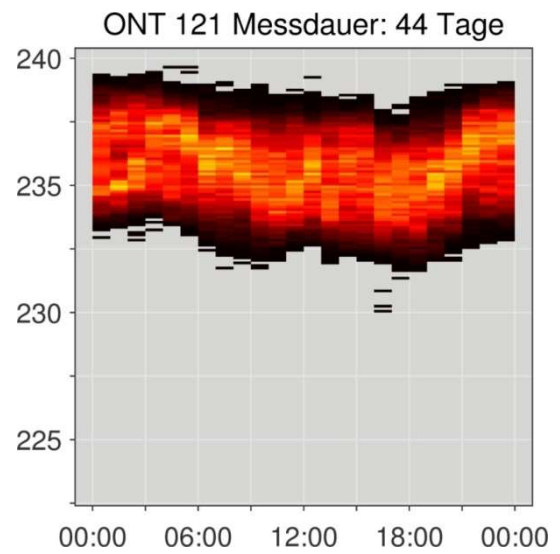
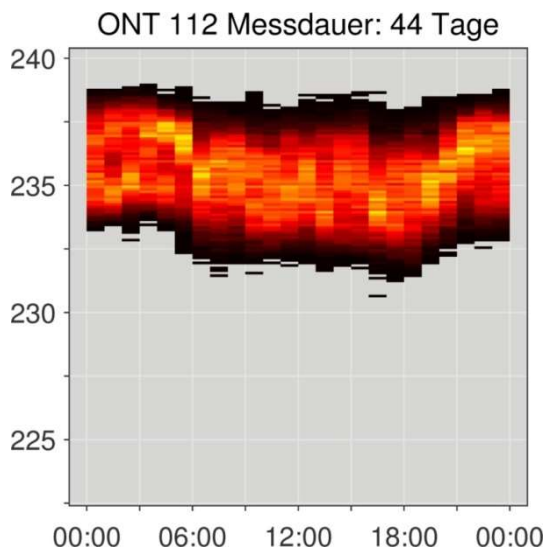
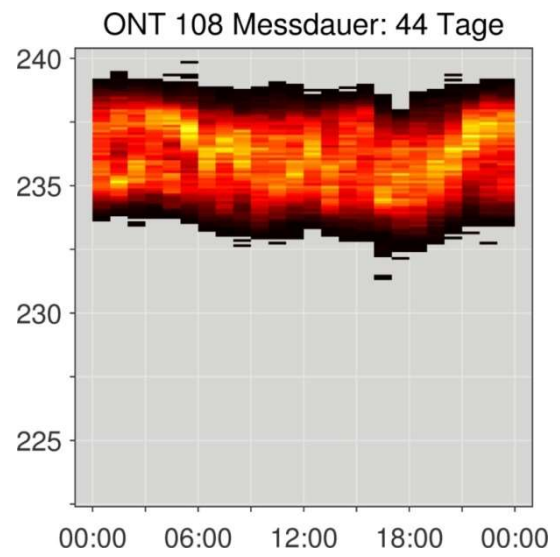
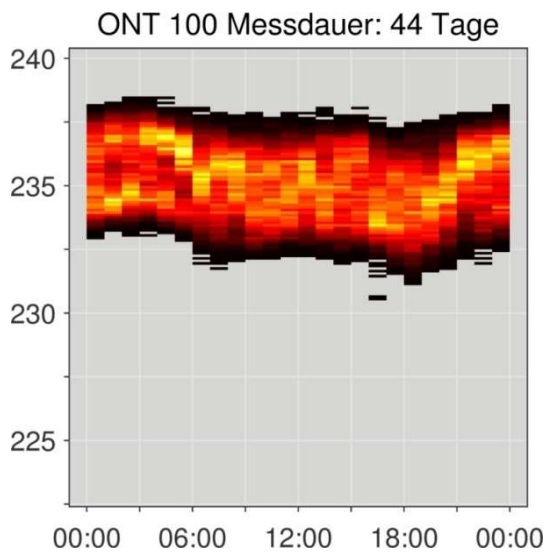
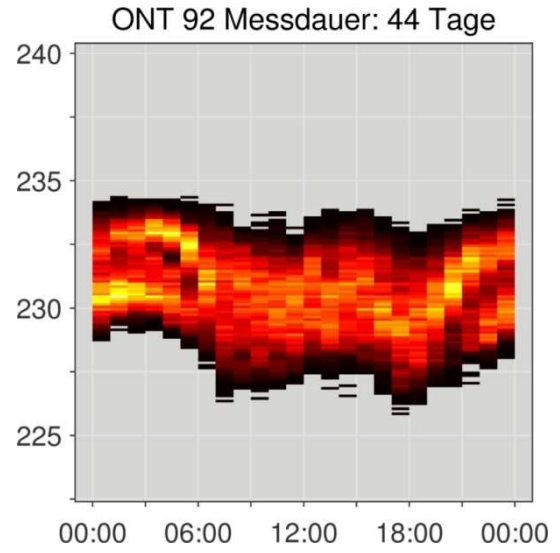
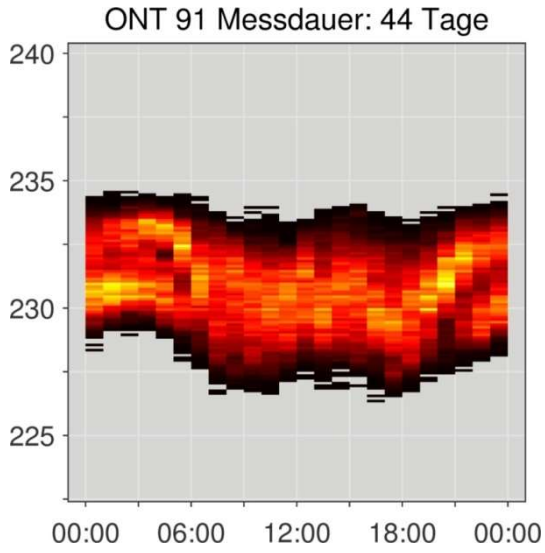


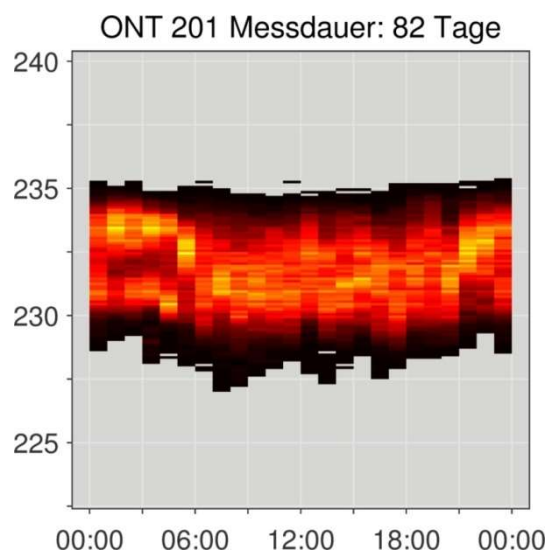
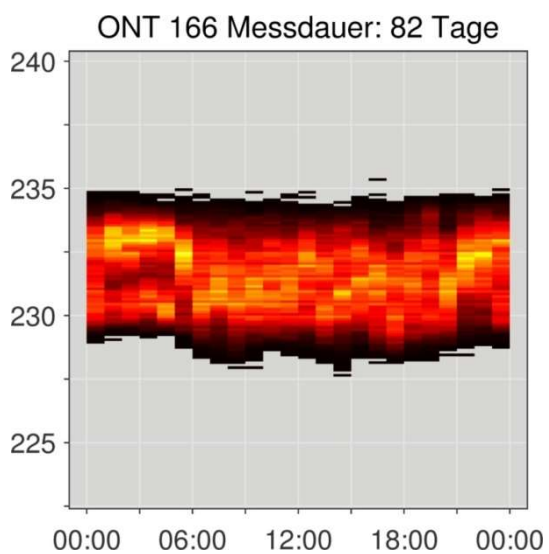
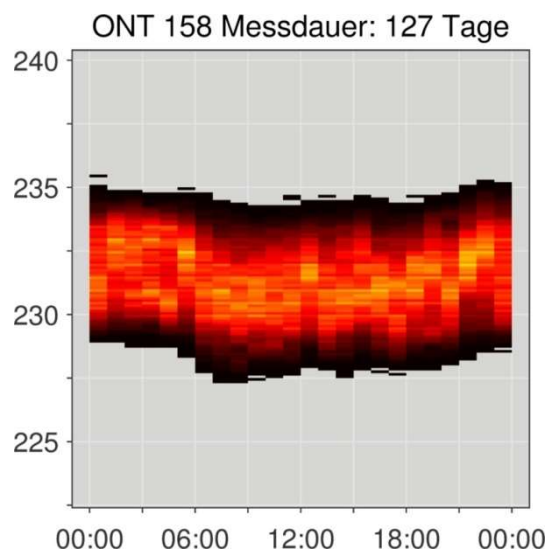
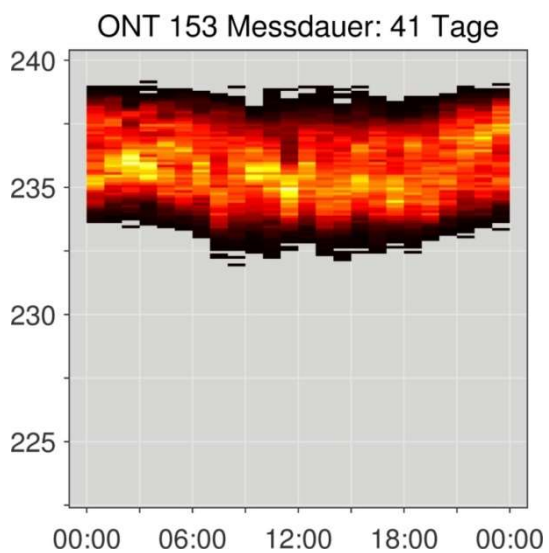
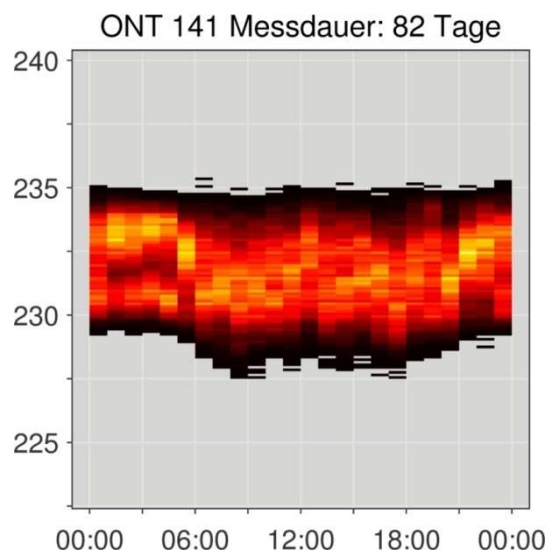
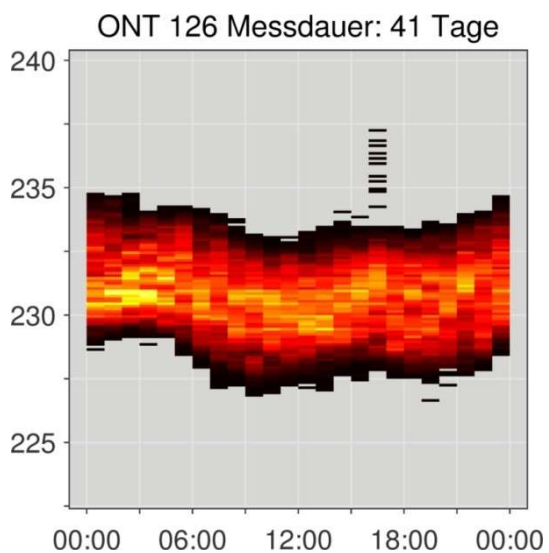








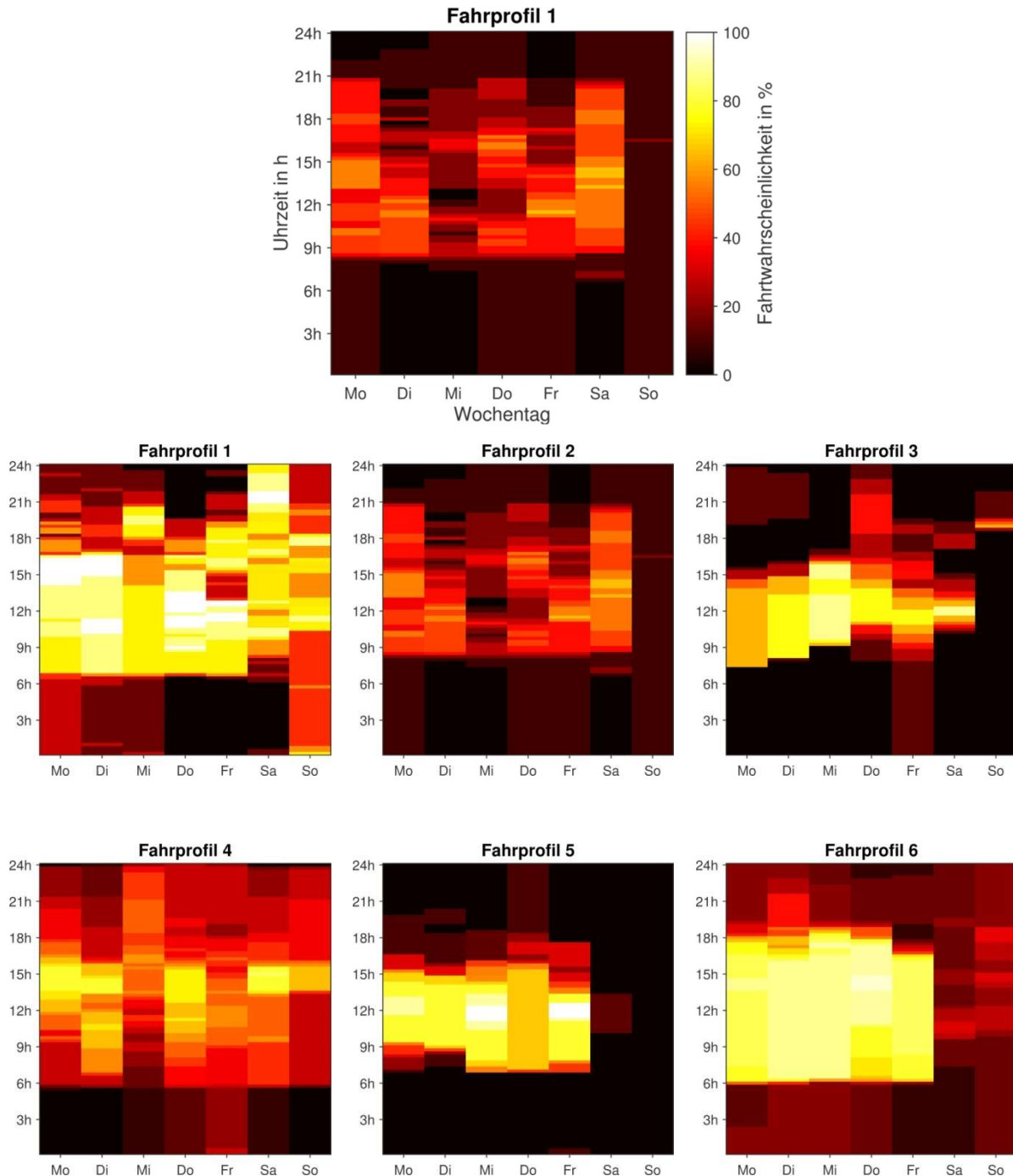


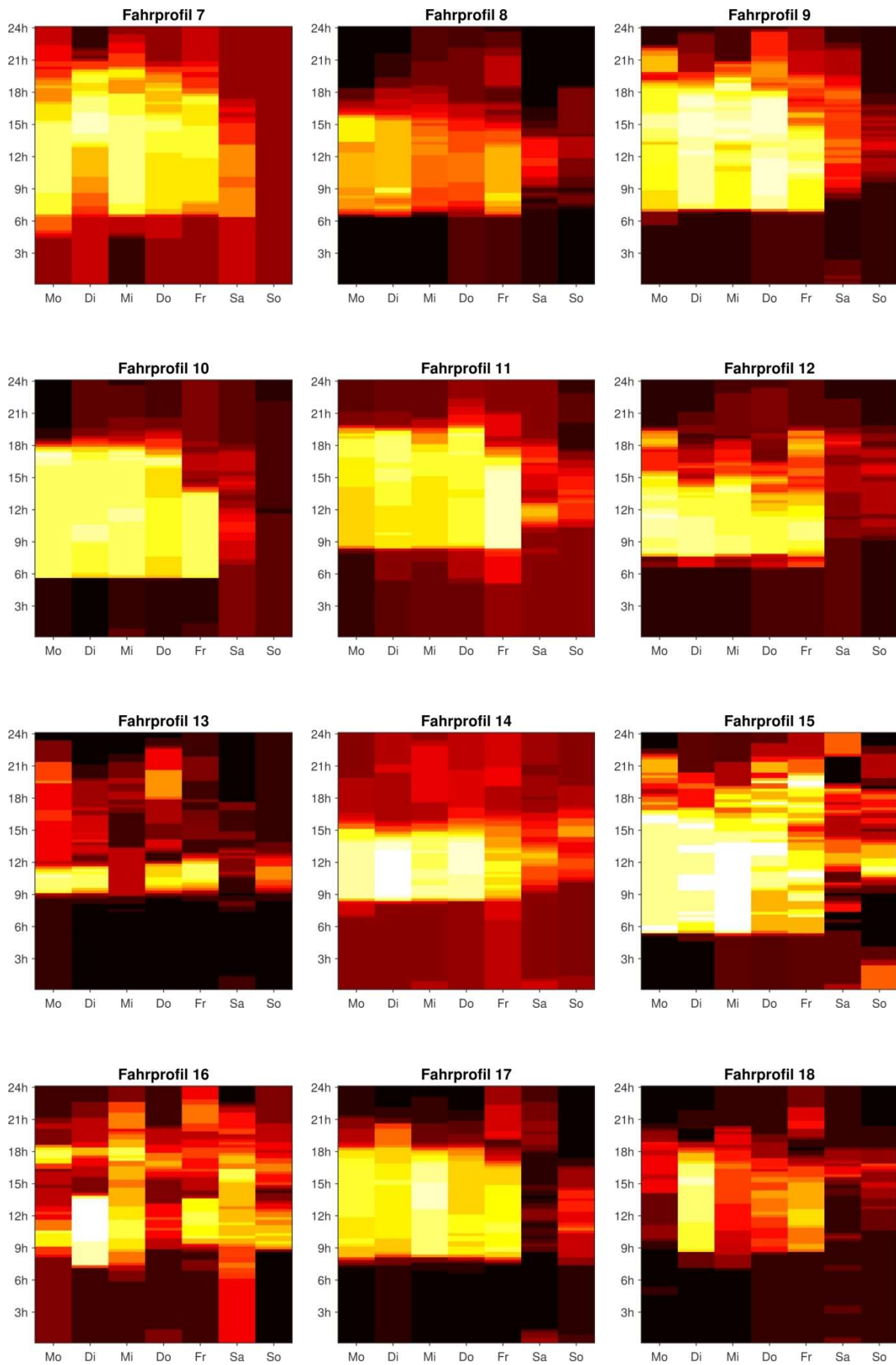


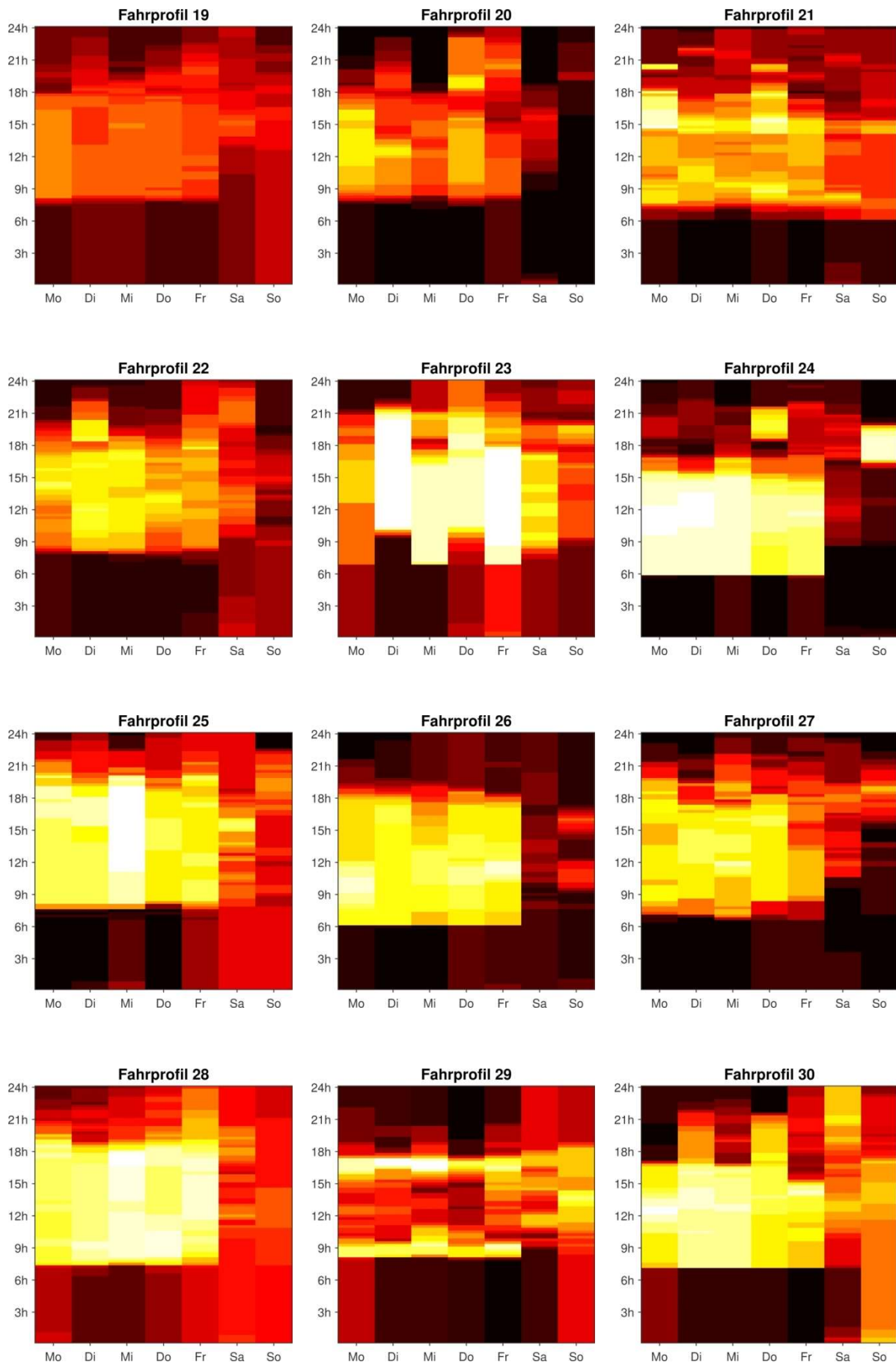
### A.III Fahrprofile

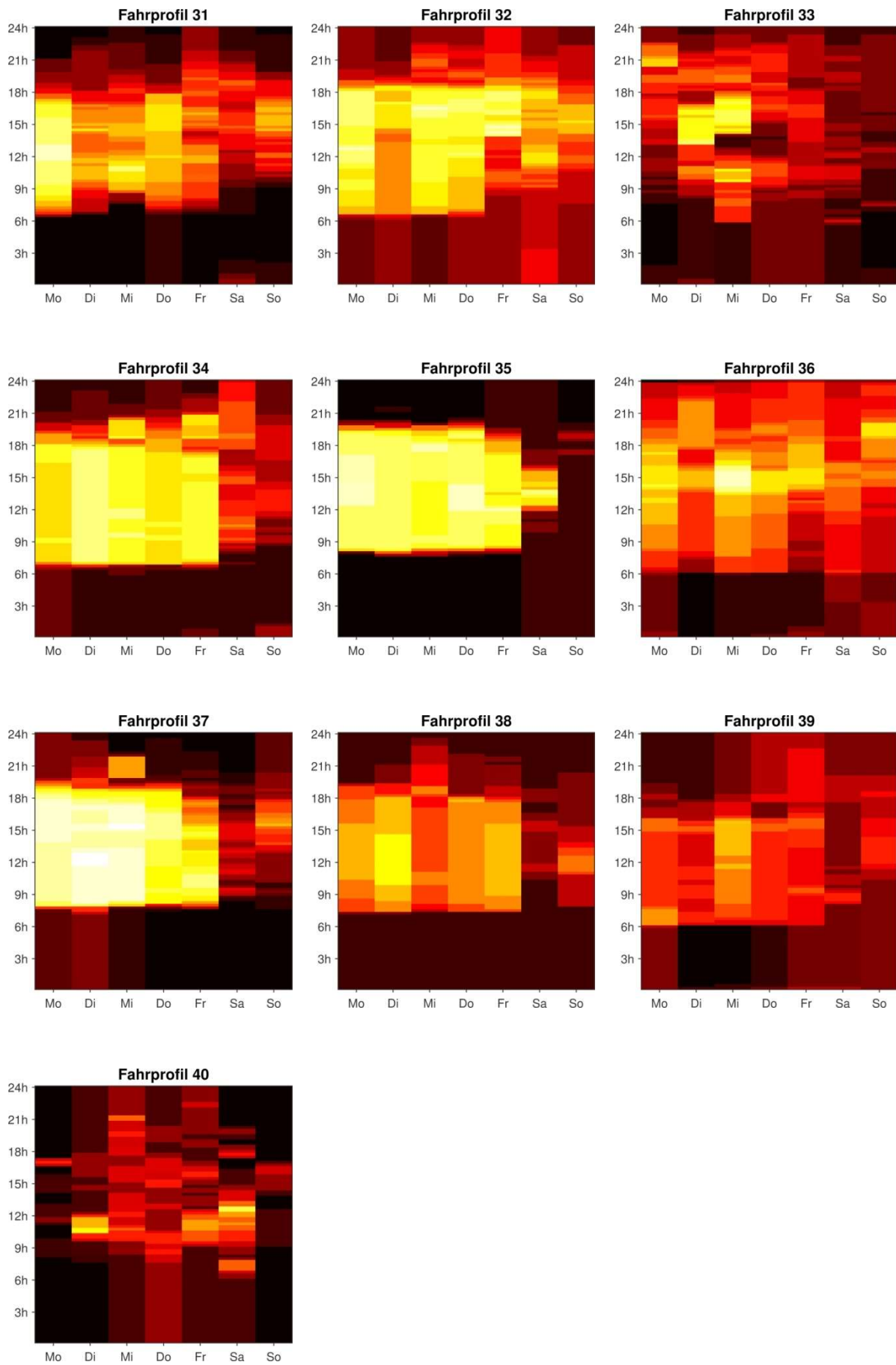
Im Folgenden sind die Fahrwahrscheinlichkeiten aller verwendeten 40 Fahrprofile dargestellt. 100% bedeutet hier, dass sich das Fahrzeug nicht am Heimplatz befindet, sondern unterwegs ist. Es wurden jeweils die Mittelwerte des gesamten Aufzeichnungszeitraums berechnet.

In folgender Abbildung ist die Achsenbeschriftung angegeben, welche für alle folgenden Diagramme in diesem Abschnitt zugrunde gelegt ist.





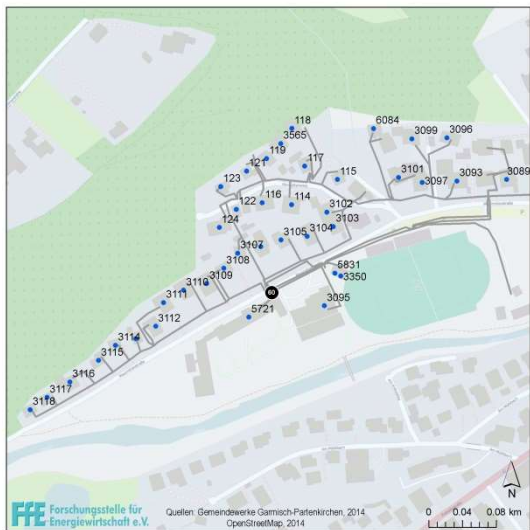
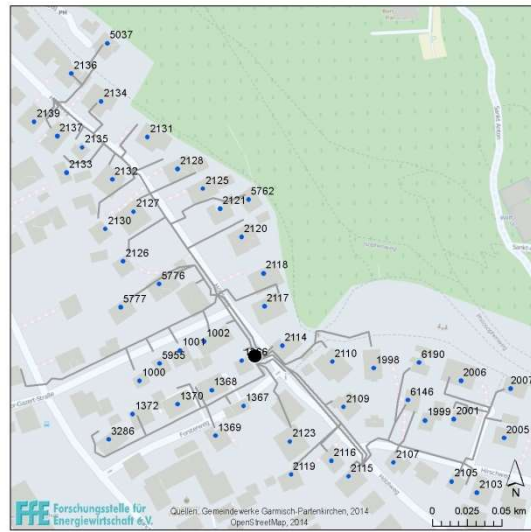
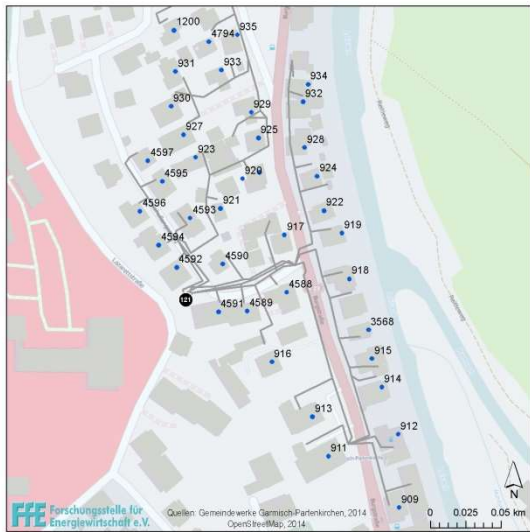






## A.IV Visualisierungen ausgewählter Netzgebiete

Die folgenden Abbildungen zeigen eine Auswahl der verwendeten Netztopologien aus Garmisch-Partenkirchen.



### A.V Leistungsmessung am ONT

Die folgenden Abbildungen zeigen die gemessenen und gemittelten Lastgänge der Transformatoren. Diese dargestellten Lastverläufe werden in Kapitel 3.3.1.1 zur Bestimmung der Anzahl an Haushalten verwendet.

