



# Analyse von Umstrukturierungsmaßnahmen unter Verwendung von hochaufgelösten Profildaten und Zuverlässigkeitsrechnungen

## DIPLOMARBEIT

ausgeführt zum Zwecke der Erlangung des akademischen Grades eines  
Diplom-Ingenieurs (Dipl.-Ing.)

unter der Leitung von

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik

und

Dipl.-Ing. Franz Zeilinger

eingereicht an der

Technischen Universität Wien

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe

von

Mathias Haidbauer, BSc.

Matrikelnummer: 0827006

Kleinschlag 10, 8250 Vorau

Wien, im Oktober 2014

# Danksagung

*„Keine Schuld ist dringender als die, Dank zu sagen.“*

Marcus Tullius Cicero (\*03.01.106 v. Chr.; †7.12.43 v. Chr.)

Zunächst möchte ich mich bei Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Wolfgang Gawlik bedanken, der es mir ermöglicht hat, unter seiner Leitung diese Abschlussarbeit zu verfassen. Als wichtigster Begleiter dieser Arbeit sei an dieser Stelle jedoch mein Betreuer Dipl.-Ing. Franz Zeilinger erwähnt, dem ich auf Grund seiner freundlichen und hilfsbereiten Unterstützung einiges an Dank verpflichtet bin. Er zeigte immer ein offenes Ohr und stand mir jederzeit mit Rat und Tat zur Seite.

Ein besonderer Dank gilt auch meinen Eltern, die mir durch ihre Unterstützung in jeglicher Hinsicht, sei es nun finanziell als auch in allen anderen Belangen meines Lebens, erst alles ermöglichten.

Weiters möchte ich mich noch bei meiner ganzen Familie und all meinen Freunden bedanken, die mir immer hilfsbereit zur Seite standen und neben dem Studium immer wieder für die notwendige Ablenkung und Zerstreuung sorgten.

# Kurzfassung

Aufgrund des stetig steigenden Bedarfs an elektrischer Energie und der immer größer werdenden Durchdringung der Netze mit erneuerbaren Energiequellen und Elektromobilität, wird der Ausbau bzw. Umbau der aktuellen Stromnetze zukünftig immer entscheidender. Damit einher geht die wachsende Bedeutung der Netzplanung und der dabei verwendeten Instrumente.

Hierbei kann das im Rahmen dieser Diplomarbeit verwendete Netz-Analyse-Tool einen wichtigen Beitrag liefern, da es mit Hilfe eines probabilistischen Ansatzes die Möglichkeit bietet, sowohl passive (wie Netz-Umstrukturierung) als auch aktive (wie regelbare Ortsnetztransformatoren) Netzmanagementmaßnahmen zu betrachten, was unter der Verwendung klassischer Methoden nicht durchgeführt werden kann.

Im ersten Teil dieser Diplomarbeit soll das Netz-Analyse-Tool, welches hierbei erstmals im größeren Umfang angewendet wird, vorgestellt und auf seine Praxistauglichkeit getestet werden um etwaige, notwendige bzw. nützliche Verbesserungen, Erweiterungen und Adaptionen zu erkennen. Dazu wird mit Hilfe des Netz-Analyse-Tools eine ausführliche Lastprofilanalyse zweier Mittelspannungsnetze durchgeführt. Im Zuge dieser Analyse soll auch die zu Grunde liegende Methodik zur Aufbereitung der Input-Materialien ausführlich dargestellt werden, um daraus Schlüsse für eine zukünftige, optimierte und anwendungsfreundliche Vorgehensweise zu ziehen.

Für den zweiten Teil der Diplomarbeit wird die Lastprofilanalyse mittels des Netz-Analyse-Tools durchgeführt. Dabei werden verschiedene Szenarien berücksichtigt, welche ein Basis-Szenario, ein Einspeise-Szenario und ein Hochlast-Szenario umfassen. Diese Szenarien erlauben es, die aktuellen Netze und die im Rahmen dieser Diplomarbeit geplanten Maßnahmen zur Netzverstärkung zu untersuchen, indem verschiedene Benchmarks analysiert und beurteilt werden.

Im letzten Teil dieser Diplomarbeit wird eine Zuverlässigkeitsanalyse durchgeführt, die es anhand der Zuverlässigkeitsindikatoren der Netzgebiete erlaubt, Rückschlüsse über die geplanten Umstrukturierungs-Maßnahmen hinsichtlich der Verbesserung der Netzstruktur zu ziehen. Diese Analyse wird mit Hilfe des Programmes PSS®SINCAL vorgenommen.

# Abstract

As a result of a steadily increasing demand of electrical energy and the growing participation of renewable energy sources and e-mobility in the power grids, the expansion and alternation of the current grid will be very important in the near future. Because of this the significance of the grid planning and the thereby used instruments is increasing, too.

Therefore, the net-analysis-tool, which is used within the scope of this thesis, can provide an important contribution, due to the use of a probabilistic approach, which enables this tool to consider passive (like grid restructuring) as well as active (like variable transformers) grid management measures, which cannot be provided by classical methods.

In the first part of this thesis the net-analysis-tool, which is used here in a greater extent for the first time, should be presented and tested in respect of its usability to recognize necessary and useful enhancements, extensions and adaptations. To achieve this target, an extended load-profile-analysis of two medium voltage grids is carried out by using the net-analysis-tool. As part of this analysis, the underlying method for the preparation of the input-material should be illustrated to draw conclusions for a future, optimized and user-friendly approach.

For the second part of this thesis the load-profile-analysis is carried out with the net-analysis-tool. Various scenarios - a base scenario, an infeed scenario and a high load scenario - are considered. With these scenarios the current grids and the within the scope of this work planned grid reinforcements should be evaluated by using various benchmarks to analyse and assess them.

In the last part of this thesis a reliability analysis is carried out. The objective of this is to draw inferences from the reliability indicators of the grids about the planned restructuring measures concerning the improvement of the grid structure. For the execution of this analysis the software program PSS®SINCAL is applied.

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Einleitung</b> .....	<b>1</b>
<b>2. Verteilnetze</b> .....	<b>6</b>
2.1 Spannungsebenen der österreichischen Stromversorgung.....	6
2.2 Niederspannungsnetze .....	9
2.3 Mittelspannungsnetze .....	13
2.4 Netzqualität – Normen.....	16
2.5 Maßnahmen zur Netzverstärkung .....	22
2.5.1 „Konventioneller“ Netzausbau [38].....	23
2.5.2 Umstrukturierung .....	24
2.5.3 „Innovativer“ Netzausbau [35] [37] [38].....	24
<b>3. Methodik</b> .....	<b>32</b>
3.1 Netz-Analyse-Tool NAT.....	32
3.1.1 Aufbereiten den Eingabedaten .....	35
3.1.2 Netze und Netzvarianten .....	36
3.1.3 Netzsimulation und Analyse.....	37
3.1.4 Nachbereitung und Visualisierung .....	37
3.1.5 Ablauf einer Netzanalyse auf MS-Ebene [11] .....	38
3.2 Offline-Analysetool .....	46
3.3 Beschreibung der Mittelspannungs-Modellnetze.....	51
3.3.1 Urbanes Netzgebiet .....	51
3.3.2 Rurales Netzgebiet .....	57
3.4 Entwurf der Niederspannungsnetze .....	62
3.4.1 Verfahren zur Bestimmung der NS-Netzgrößen .....	62
3.4.2 Festlegung der Netzgrößen für das urbane Modellnetz.....	70
3.4.3 Festlegung der Netzgrößen für das rurale Modellnetz .....	72
3.4.4 Verwendete NS-Netze .....	74

<b>4. Lastprofilanalyse</b> .....	<b>76</b>
4.1 Szenariendefinition.....	76
4.1.1 Szenario 1 – Basis-Szenario.....	76
4.1.2 Szenario 2 - Hohe Einspeisung .....	77
4.1.3 Szenario 3 – Hohe Last .....	79
4.2 Untersuchte Maßnahmen .....	83
4.2.1 Netzumstrukturierung .....	83
4.2.2 Aktiver Regelumspanner.....	90
4.2.3 Regelbarer Ortsnetztransformator .....	91
4.2.4 Aktive Ladesteuerung.....	91
4.3 Überprüfung der NS-Netzdefinition .....	94
4.3.1 Urbanes Netzgebiet .....	95
4.3.2 Rurales Netzgebiet .....	104
4.4 Auswertung und Ergebnisdarstellung der Lastprofilanalysen .....	111
4.4.1 Ausgangssituation – IST Netze.....	111
4.4.2 Spannungsbandverletzungen und Überbelastung der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet.....	121
4.4.3 Umstrukturierung im urbanen Modellnetz .....	136
4.4.4 Aktive Maßnahmen im urbanen Modellnetz.....	148
4.4.5 Spannungsbandverletzungen und Überlastung der Betriebsmittel im ruralen Netzgebiet.....	162
4.4.6 Umstrukturierung im ruralen Modellnetz .....	181
4.4.7 Aktive Maßnahmen im ruralen Modellnetz.....	196
<b>5. Zuverlässigkeitsanalyse</b> .....	<b>213</b>
5.1 Allgemeines.....	213
5.2 Methodik.....	220
5.3 Auswertung .....	224
5.3.1 Ergebnisdarstellung Szenario 1 .....	225

5.3.2	Ergebnisdarstellung Szenario 2 .....	227
5.3.3	Ergebnisdarstellung Szenario 3 .....	229
5.3.4	Vergleich der Szenarien .....	230
<b>6.</b>	<b>Zusammenfassung und Ausblick .....</b>	<b>233</b>
6.1	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	233
6.2	Ausblick.....	236
	<b>Literaturverzeichnis .....</b>	<b>238</b>
	<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>243</b>
	<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>260</b>
	<b>Anhang A: MATLAB - Skript.....</b>	<b>261</b>

# 1. Einleitung

Seit der zweiten Hälfte des 19. Jahrhunderts kann weltweit und vor allem im deutschsprachigen Raum vom Beginn der öffentlichen Energieversorgung gesprochen werden. In diesem Zeitraum bildeten sich die ersten Strukturen einer zentralen Stromversorgung aus. Dabei setzte sich um 1890 [1], nach dem sogenannten Stromkrieg, die Verbreitung der Wechselstromtechnologie gegenüber der des Gleichstroms durch. Diese Jahre stellten einen Wendepunkt in der Geschichte der Energieversorgung dar und es stellte sich ein nahezu ungebremster Siegeszug dieser Energieform ein. Als unmittelbare Folge wuchs das öffentliche Stromnetz in einem rasanten Tempo an und hielt in nahezu allen Bereichen und Gesellschaftsschichten Einzug. Dieses Wachstum und der stetige Ausbau setzten sich durch das ganze letzte Jahrhundert hindurch fort und sind in der Gegenwart aufgrund der bevorstehenden Energiewende aktueller als je zuvor [2].

Die Versorgungsstrukturen der elektrischen Energie haben sich dabei im Laufe der Jahrzehnte fortwährend weiterentwickelt und an die neuen Situationen und Ansprüche angepasst. Dadurch wurde die Versorgung von Haushalten und auch Großteils der Industrie mit Elektrizität durch ein kontinuierlich gewachsenes, zentrales Energiesystem gewährleistet. Über dieses große Netz an Leitungen und Kabeln wird zu jedem Zeitpunkt genau so viel Energie an die Endkunden übertragen, wie diese benötigen. Diese Entwicklung hat dazu geführt, dass es für viele Menschen zu einer Selbstverständlichkeit geworden ist, dass elektrische Energie jederzeit in entsprechender Qualität sowie Quantität zur Verfügung steht.

Diese Versorgungssicherheit und alle damit verbundenen Annehmlichkeiten dieser Energieform resultierten seit ihren Anfängen unter anderem in einem stetig ansteigenden Energiebedarf. Dies wird in Abbildung 1-1 [5] verdeutlicht. Daraus ist ersichtlich, dass sich der pro Kopf Stromverbrauch in Österreich allein seit dem Jahr 2000 um gut 20% erhöht hat. Studien zufolge wird sich dieser Trend auch in Zukunft fortsetzen und so wird der Stromverbrauch langfristig um weitere 15-20 % steigen [6]. Da die Energieversorgung mit elektrischer Energie in der Vergangenheit und auch heute noch zu großen Teilen auf fossilen Rohstoffen basiert, liefert der Stromsektor einen beträchtlichen Anteil am CO<sub>2</sub> Ausstoß in die Atmosphäre. Das Ziel der EU ist es

## 1. Einleitung

---

nun, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80%, bezogen auf das Jahr 1990 zu reduzieren [10]. In Bezug darauf, hat sich Österreich im Rahmen der 20/20/20-Ziele dazu verpflichtet, den Anteil Erneuerbarer Energieträger am Bruttoendenergieverbrauch bis 2020 auf 34% zu erhöhen [8].

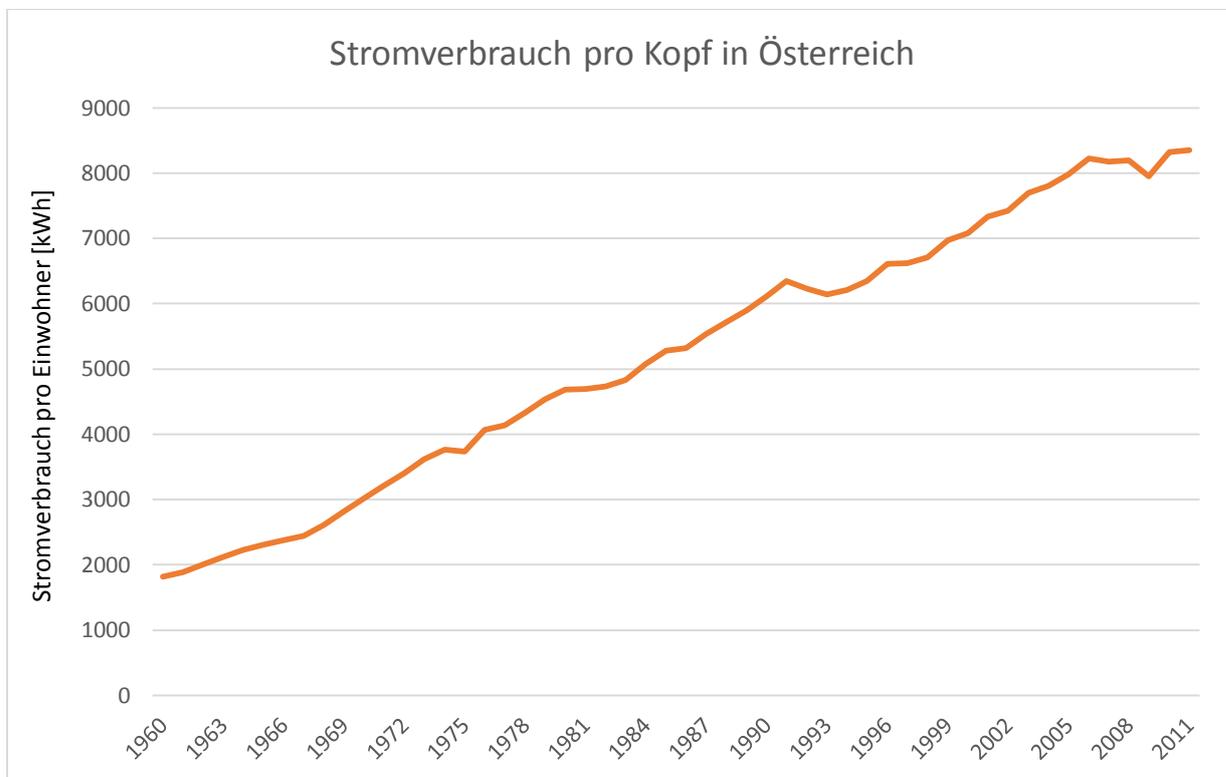


Abbildung 1-1: Entwicklung des pro Kopf Stromverbrauchs in Österreich [5]

Durch geeignete Maßnahmen, wie den Ausbau von Erzeugungsanlagen mittels Photovoltaik und Windenergie, wird die Stromgewinnung aus fossilen Brennstoffen immer weiter abnehmen und der Einsatz neuer, auf regenerativen Energiequellen basierenden Technologien stark vorangetrieben werden. Leider sind dabei jedoch Erzeugungstechnologien wie die Photovoltaik und Winderzeugungsanlagen unter anderem stark Dargebotsabhängig, wodurch das gegenwärtige Stromnetz, kontinuierlich ansteigenden und zu meist unvorhersehbaren Belastungen ausgesetzt ist, für die es nie konzipiert wurde. Dabei wird die Aufnahmefähigkeit für Energie aus diesen Erzeugungsanlagen in weitläufigen, ruralen Mittel- und Niederspannungsnetzen zumeist durch die einzuhaltenen Spannungsbänder [42] und nicht durch den zu übertagenden Strom begrenzt. So ist etwa in Deutschland eine erhebliche Zunahme an Spannungsbandverletzungen bis 2030 zu erwarten [21], [22] (siehe dazu Abbildung 1-2).

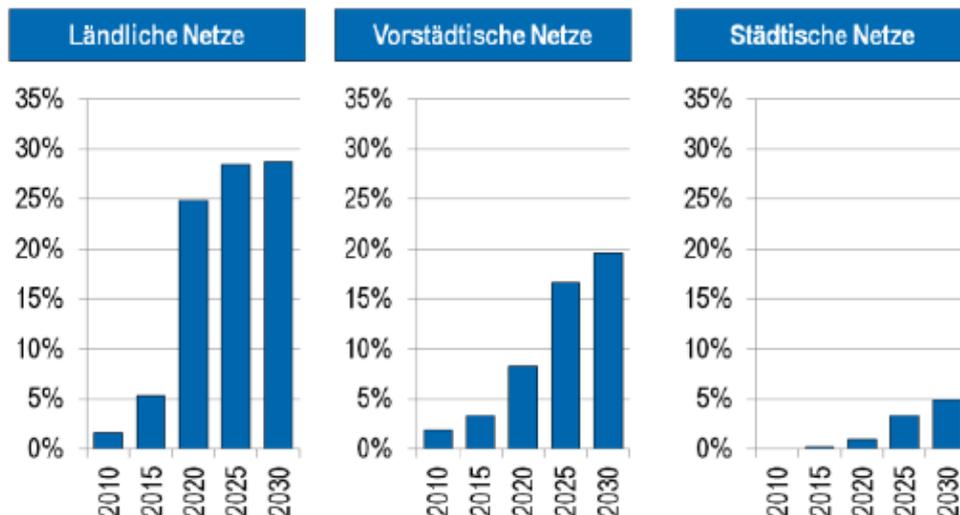


Abbildung 1-2: Spannungsbandverletzungen bis 2030 [21], [22]

Dadurch stehen die Verteilungsnetzbetreiber vor der Herausforderung, den in ihren Netzen aufkommenden Ausbaubedarf kosteneffizient zu begegnen. Diese neuen Anforderungen an die Netzbetreiber könnten sich auf die Qualität der Netzdienstleistung sowie auf die Stabilität der Netze auswirken und müssen somit bewältigt werden.

Der Rückgang der Erzeugung aus fossilen Brennstoffen und der damit verbundene Übergang hin zu neuen Erzeugungstechnologien könnte nun also dazu führen, dass das österreichische Stromnetz schon bald an seine Grenzen getrieben wird. Diese zunehmende Auslastung der Netze stellt somit eine bedeutende Herausforderung für die Energieversorgungsunternehmen dar.

Um diese Probleme unter Kontrolle zu bekommen, versuchen die Elektrizitätsunternehmen und Netzbetreiber stets neue Wege und Methoden zu entwickeln, um die stetig zunehmende Belastung der Netze unter anderem durch die stark fluktuierenden Energiemenge aus den Erneuerbaren ohne Probleme und Einschränkungen in das bestehende Netz zu integrieren. Dabei wird darauf geachtet, möglichst ökonomische und ökologische Realisierungen zu finden. Neben dem Einsatz von Energiespeichern zur Aufnahme von Erzeugungsspitzen bzw. zum Ausgleich von Lastspitzen und dem konventionellen Netzausbau werden auch noch zahlreiche andere Methoden entwickelt und erprobt. Dabei muss jedoch immer auf die Versorgungsqualität und somit auf die gesetzlich vorgeschriebenen Spannungs- und physikalisch begrenzten Strom-Kennwerte sowie auf die Versorgungszuverlässigkeits-

Kennwerte geachtet werden. Um diese gewährleisten zu können, bedarf es nun neuer Ideen und Wege, um das aktuelle Stromnetz zukunftstauglich zu gestalten.

Diese Diplomarbeit beschäftigt sich nun mit der Frage, wie sich verschiedene passive und aktive Maßnahmen in urbanen und ruralen Stromnetzen auf die Versorgungsqualität und die Zuverlässigkeitskennwerte auswirken. Damit soll die Fragestellung beantwortet werden, ob dem zukünftig wachsenden Stromverbrauch und der damit verbundenen Problematik der erneuerbaren, volatilen Einspeisung nur mittels konventionellen und sehr kostspieligen Leitungsausbau entgegnet werden kann oder ob auch andere, innovativere Maßnahmen zielführend sind.

Zu diesem Zweck, werden sowohl ein urbanes wie auch ein rurales Netzgebiet untersucht und mit Hilfe diverser Analysesoftwaren auf Belastungsfähigkeit und Zuverlässigkeit analysiert. Dazu werden reale Tagesganglinien der verwendeten Netze herangezogen, als auch synthetische Last- und Einspeiseprofile.

Eine verwendete Analysesoftware ist dabei das Netz-Analyse-Tool, welches aufgrund seines neuwertigen Ansatzes zur Unterstützung der Netzplanung herangezogen werden kann, indem es die Möglichkeit bietet, sowohl passive (wie Netz-Umstrukturierung) als auch aktive (wie regelbare Ortsnetztransformatoren) Netzmanagementmaßnahmen zu betrachten, was unter der Verwendung klassischer Methoden nicht durchgeführt werden kann. Aus diesem Grund wird im Zuge dieser Diplomarbeit ein spezieller Fokus auf dieses Software-Tool gelegt, welches hierbei erstmals in einem größeren Umfang zum Einsatz kommt und im Rahmen der durchgeführten Simulationen und Analysen auf seine Praxistauglichkeit getestet wird um etwaige, notwendige bzw. nützliche Verbesserungen, Erweiterungen und Adaptionen zu erkennen.

Durch die angedachten Simulationen und Analysen werden Schlussfolgerungen abgeleitet, die darüber Auskunft geben sollen, welche passiven und aktiven Maßnahmen im aktuellen Verteilnetze, dazu geeignet sind, die Stromnetze zukunftsfähig zu machen.

Die Gliederung dieser Arbeit erfolgt abgesehen von der Einleitung in fünf weitere Kapitel:

In Kapitel 2 werden zunächst allgemein die Charakteristiken von Verteilnetzen beschrieben. Insbesondere wird dabei auf das Wiener Verteilnetz eingegangen und die technischen Rahmenbedingungen für die Netzbetreiber diskutiert. Des Weiteren wird eine Auswahl von neuen Ideen und Maßnahmen für zukünftige Netze vorgestellt.

Die zur Verfügung stehenden Basisdaten werden in Kapitel 3 näher untersucht und ausgewertet. Darauf erfolgt die Festlegung von Modellnetzen, auf Basis derer Lastgänge im Anschluss Niederspannungsnetze definiert werden, welche für die weiteren Analysen im Rahmen dieser Diplomarbeit Voraussetzung sind. Des Weiteren erfolgt in diesem Kapitel eine Übersicht und Beschreibung der verwendeten Softwarepakete, wobei speziell auf das Netz-Analyse-Tool mit dem Ablauf einer Netzanalyse eingegangen wird.

In Kapitel 4 erfolgt die Beschreibung und Auswertung der Ergebnisse der Lastprofilanalyse, wobei zunächst auf die untersuchten Szenarien und die ausgewählten Maßnahmen zur Verbesserung der Netzqualität eingegangen wird. Ebenfalls erfolgt eine Verifizierung der Niederspannungs-Netzdefinition aus Kapitel 3.

Die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse werden in Kapitel 5 wiedergegeben. Dabei werden zunächst die wichtigsten Zuverlässigkeitsparameter vorgestellt, anschließend auf die im Rahmen dieser Diplomarbeit durchgeführte Vorgehensweise eingegangen und schließlich die Resultate präsentiert.

Die abschließende Zusammenfassung der Ergebnisse dieser Diplomarbeit und ein Ausblick über mögliche Verbesserungen und Weiterentwicklungen des eingesetzten Netz-Analyse-Tools, werden in Kapitel 6 vorgenommen.

## 2. Verteilnetze

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit den elektrischen Netzstrukturen, welche für den Transport der elektrischen Energie vom Ort der Erzeugung bis zu den Endkunden dienen. Im Optimalfall findet dieser Transport mit einer hohen Zuverlässigkeit und möglichst verlustarm statt.

Zunächst wird die in Österreich bestehende Netztopologie diskutiert, wobei ein besonderes Augenmerk auf das Verteilnetz gelegt wird. Danach werden die verschiedenen Netztypen vorgestellt, welche in den zumeist historisch gewachsenen Stromnetzen zu finden sind. Ebenfalls werden die Merkmale ruraler und urbaner Netze beleuchtet, wobei das Wiener Stromnetz genauer betrachtet wird, da es für diese Diplomarbeit von besonderer Bedeutung ist, da es alle Charakteristiken eines der untersuchten Modellnetze aufweist.

Ebenfalls werden in diesem Kapitel die wichtigsten Parameter der Versorgungsqualität, die unter anderem die Spannungsqualität beinhaltet, vorgestellt.

Abschließen werden mögliche Lösungswege für die Probleme des heutigen Netzes aufgrund der immer höher werdenden Auslastung und immer stärkere werdenden Einspeisung Erneuerbarer, aufgezeigt.

### 2.1 Spannungsebenen der österreichischen Stromversorgung

Wie schon in Kapitel 1 erwähnt, ist das öffentliche Stromversorgungsnetz im Laufe der Zeit stetig und den jeweiligen Anforderungen entsprechend, gewachsen. Dies führte dazu, dass sich in Österreich verschiedene Spannungsebenen entwickelten. Diese werden nach [43] in 7 Ebenen unterteilt und sind in Tabelle 2-1 zusammengefasst. Die ersten beiden Ebenen 1 und 2 kennzeichnen dabei das Übertragungsnetz und die Ebenen 3 bis 7 das Verteilnetz.

Eine schematische Darstellung des Aufbaues der Spannungsebenen der österreichischen Elektrizitätsversorgung ist aus Abbildung 2-1, angelehnt an [12], zu

## 2. Verteilnetze

---

entnehmen. Dabei speisen die Großkraftwerke über Blocktransformatoren in das Höchstspannungsverbundnetz ein, welches auch Verbindungen zum europäischen Verbundnetz UCTE besitzt (siehe dazu Abbildung 2-2). Mittels Umspannstationen wird die Spannung auf 110kV Hochspannung heruntertransformiert. Diese Spannungsebene liegt wie zuvor schon erwähnt im Verteilnetz und übernimmt damit großräumige Verteilaufgaben, wodurch die Lastzentren von Städten und Industriegebiete versorgt werden. In der nächsten Netzebene wird die Hochspannung auf Mittelspannung umgeformt. Gängige Spannungsniveaus sind dabei 10, 20 oder 30kV. Welches dieser Niveaus zum Einsatz kommt, richtet sich dabei zum Beispiel nach der Entfernung der Lasten, um die Verluste zu verringern oder auch nach der historischen Entwicklung des jeweiligen Netzes. Die regionale Energieverteilung wird vom Mittelspannungsnetz über Freileitungen und Kabel übernommen. Diese versorgen dabei entweder Ortsnetzstationen oder direkt Kunden, die über eigene Transformatorstationen verfügen. Über das Niederspannungsnetz werden schließlich all jene Kunden versorgt, die über geringere bzw. haushaltsübliche Abnahmewerte aufweisen.

Von der jeweiligen Spannungsebene unabhängig, ist die Struktur eines jeden Netzes in Österreich stets so zu gestalten, dass eine kontinuierliche Versorgung mit Elektrizität immer gewährleistet ist. Dazu wird das (n-1)-Ausfallkriterium in der Netzplanung angewendet, welches sich schon hinreichend bewährt hat. Dabei darf die Versorgung durch einen einzigen Fehler nicht beeinträchtigt werden. Eine Versorgungsunterbrechung darf erst ab dem Auftreten eines zweiten Fehlers zustande kommen. Um diese Bedingung einhalten zu können, haben sich in den unterschiedlichen Netzebenen verschiedene Strukturen etabliert.

## 2. Verteilnetze

Tabelle 2-1: Spannungsebenen der österreichischen Stromversorgung nach [43]

Ebene	Bezeichnung
1	Höchstspannungsnetz (380kV, 220kV, inkl. 380/220kV-Umspannung)
2	Umspannung zwischen Höchst- und Hochspannungsebene
3	Hochspannungsnetz (110kV, inkl. Anlagen mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 36kV und 110kV)
4	Umspannung zwischen Hoch- und Mittelspannung
5	Mittelspannung (zwischen mehr als 1kV bis einschließlich 36kV sowie Zwischenumspannungen)
6	Umspannung von Mittel- zu Niederspannung
7	Niederspannung (1kV und darunter)

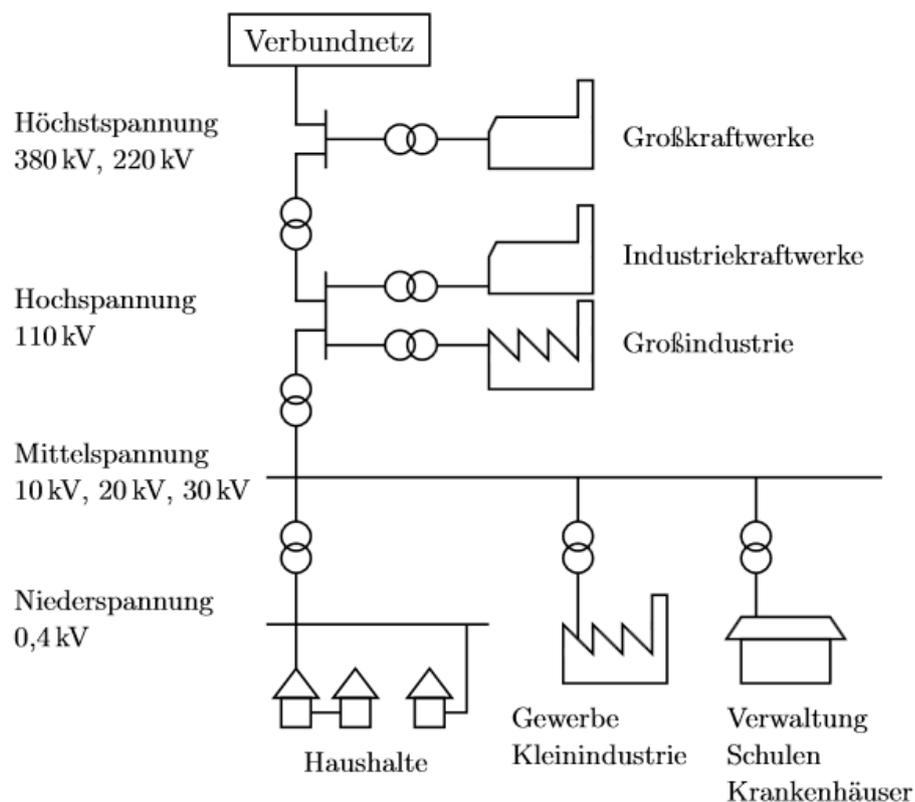


Abbildung 2-1: Schema des österreichischen Stromnetzes in den verschiedenen Spannungsebenen nach [12]

## 2. Verteilnetze

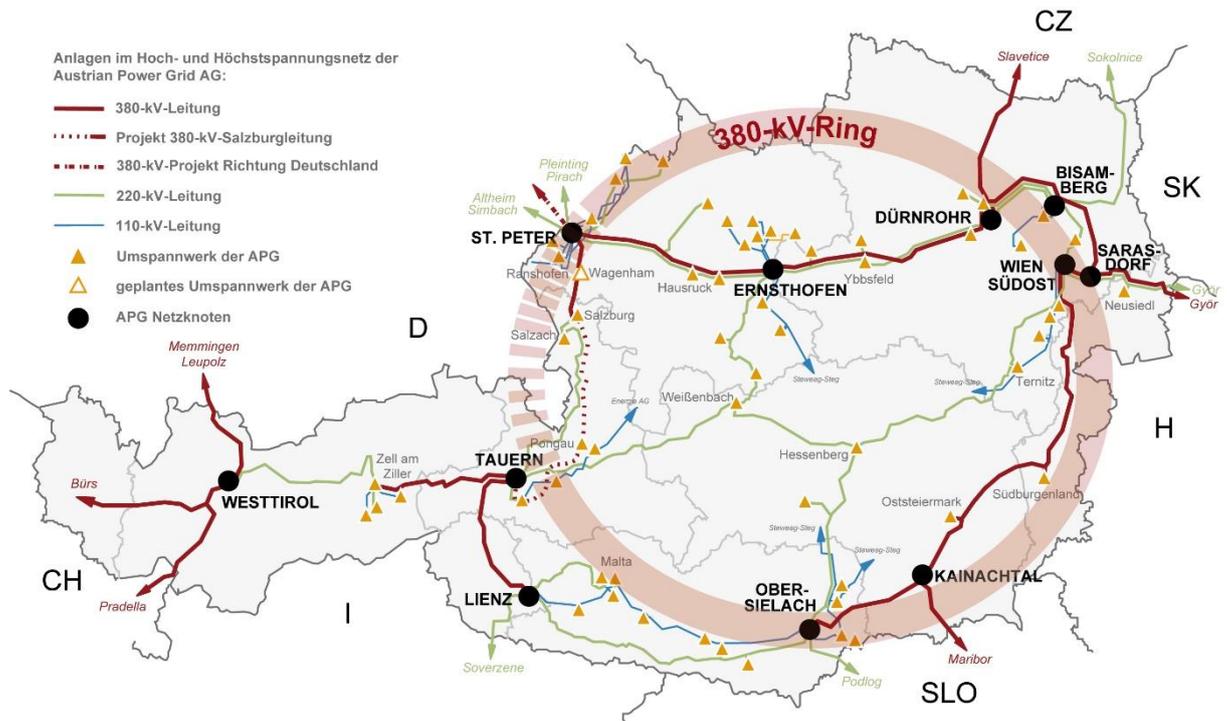


Abbildung 2-2: Hoch- und Höchstspannungsnetz der Austrian Power Grid AG [7]

## 2.2 Niederspannungsnetze

In den Niederspannungsnetzen erfolgt die Endverteilung der elektrischen Energie an die Verbraucher. Die übliche Nennspannung beträgt für Drehstromverbraucher 400V und für einphasige Verbraucher 230V. Diese Netze werden laut [14] und [13] in unterschiedlichen Strukturen betrieben, wobei die verwendete Struktur im Wesentlichen von der Lastdichte (Summe aller Lasten bezogen auf die Fläche) abhängt.

Ist die Lastdichte gering, wie es zum Beispiel in ländlichen Gebieten der Fall ist, so kommen vorwiegend *unvermaschte Netze* zum Einsatz, deren einziger Vertreter das *Strahlennetz* ist. Ein Charakteristikum dieser Netzstruktur ist die einseitige Einspeisung in das Netz. Des Weiteren zeichnet sich diese Netzform durch eine Reihe verzweigter Leitungen aus, die von der erwähnten, gemeinsamen Netzstationen strahlenförmig abgehen. Eine exemplarische Darstellung eines Strahlennetzes ist in Abbildung 2-3 gegeben. Vorteilhaft an diesem Aufbau sind die natürlich gegebene Übersichtlichkeit sowie der einfache Einsatz von Schutzeinrichtungen. Als nachteilig erweist sich bei dieser Netzstruktur, dass es schon bei einfachen Fehlern bzw.

## 2. Verteilnetze

---

Ausfällen zu Versorgungsunterbrechungen kommen kann, die je nach Lage und Art des Fehlers lange Unterbrechungsdauern mit sich führen können. Weiterhin kann es beim Zuschalten großer Lasten, vor allem am Ende der Leitungen, zu großen Spannungsabfällen entlang dieser Leitungen kommen, wodurch die Netzspannung in nicht erlaubte Bereiche absinken kann, woraus wiederum hohe Netzverluste resultieren können. Eine Möglichkeit, diese strukturellen Defizite zu minimieren, besteht darin, Verbindungsleitungen zu benachbarten Netzen zu implementieren. Diese könnten im Fehlerfall geschlossen werden, wodurch eine rückwärtige Einspeisung gegeben wäre.

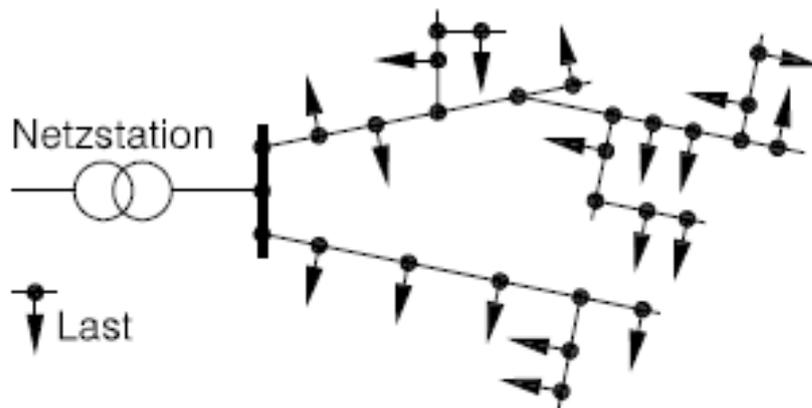


Abbildung 2-3: Aufbau eines Strahlennetz (entnommen aus [14])

Neben den *unvermaschten Netzen*, bilden die *vermaschten Netzstrukturen* die zweite große Gruppe der Netzstrukturen. Die Speisung der Verbraucher erfolgt hierbei von mindestens zwei Seiten. Durch diese Maßnahme werden die zuvor besprochenen Nachteile des Strahlennetzes vermieden, wodurch sich die Versorgungssicherheit erhöht und der Spannungsabfall sowie die Netzverluste entlang der Leitungen reduziert werden.

Ein Vertreter dieser Struktur ist die Ringleitung, welche in Abbildung 2-4 gezeigt ist. Auch hier gehen die Leitungen strahlenförmig von der Netzstation ab, werden jedoch wieder an die gemeinsame Sammelschiene zurückgeführt. Dabei gibt es in der Mitte dieser Ringleitungen zumeist eine Trennstelle, die im Normalbetrieb geöffnet ist. Aber auch entlang dieser Halbringe sind noch weitere Trennstellen vorhanden. Tritt nun entlang einer Ringleitung ein Fehler, zum Beispiel eine Kurzschluss auf, so wird die betroffene Strecke durch öffnen der benachbarten Trennstellen herausgetrennt.

## 2. Verteilnetze

---

Einher damit geht das Schließen der offenen Trennstelle in der Leitungsmitte, wodurch alle Abnehmer, die nicht im vom Fehler betroffenen Abschnitt liegen, weiter versorgt werden. Damit weist diese Netzstruktur im Vergleich zum reinen Strahlennetz eine verbesserte Sicherheit und Zuverlässigkeit auf, da jede Last nun von zwei Seiten gespeist werden kann. Dadurch verbessert sich auch die Spannungshaltung und auch die Netzverluste können in Folge reduziert werden.

Werden in den eben beschriebenen Ringnetzen zusätzliche Querverbindungen untereinander vorgesehen, die ebenfalls durch Trennstellen separiert sind, so steigert sich der Vermaschungsgrad zusehend. Eine Zwischenform stellt dabei zunächst der verzweigte Ring dar, der in Abbildung 2-5 zu sehen ist.

Die komplexeste Netzstruktur stellt schließlich das *Maschennetz* dar. Dieses verfügt über mehrere Maschen und Einspeisungen, die elektrischen Verhältnisse darin sind laut [12] jedoch nur schwer überwachbar. Ein Beispiel für so ein Netz ist in Abbildung 2-6 dargestellt. Bei dieser Form ist ein Großteil der vorhandenen Trennstellen auch im normalen, fehlerfreien Betrieb geschlossen, wodurch die einzelnen Maschen miteinander verbunden sind. Tritt ein Störfall bei einem Verteiltransformator auf, was in den zuvor besprochenen Netzstrukturen weitreichende Folgen hätte, ist es nun möglich, den fehlerhaften Transformator selektiv herauszutrennen, ohne die Versorgungssicherheit des unterlagerten Niederspannungsnetzes zu beeinflussen. Maschennetze weisen eine hohe Eigensicherheit auf und können sich durch eine gute Spannungshaltung auszeichnen. Dadurch sind auch die Netzverluste gering. Ein Problem besteht jedoch nach einem Zusammenbruch des ganzen Netzes, da diese Struktur nur sehr schwer wieder in Betrieb zu nehmen ist. Deswegen wird schon seit einigen Jahrzehnten bei der Netzplanung auf Maschennetze verzichtet und stattdessen bevorzugt mehrere parallele, vermaschte Netze, die von wenigen Netzstationen gespeist werden, verwendet. Dabei wird durch rückwärtige Speisung die notwendige Versorgungssicherheit garantiert.

## 2. Verteilnetze

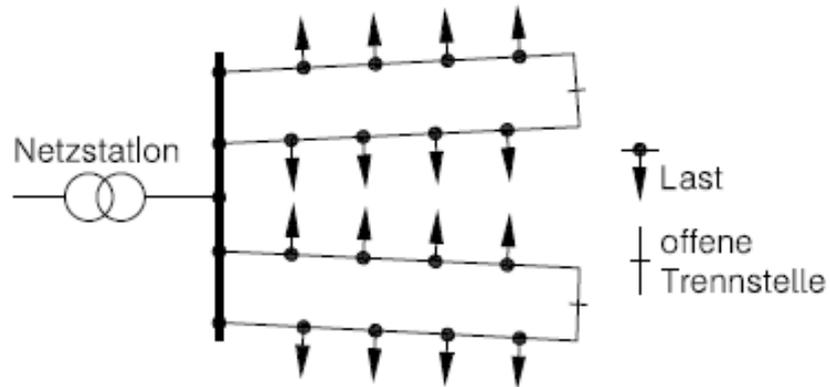


Abbildung 2-4: Ringleitung, offen betrieben (geschlossene Trennstellen nicht dargestellt) (entnommen aus [14])

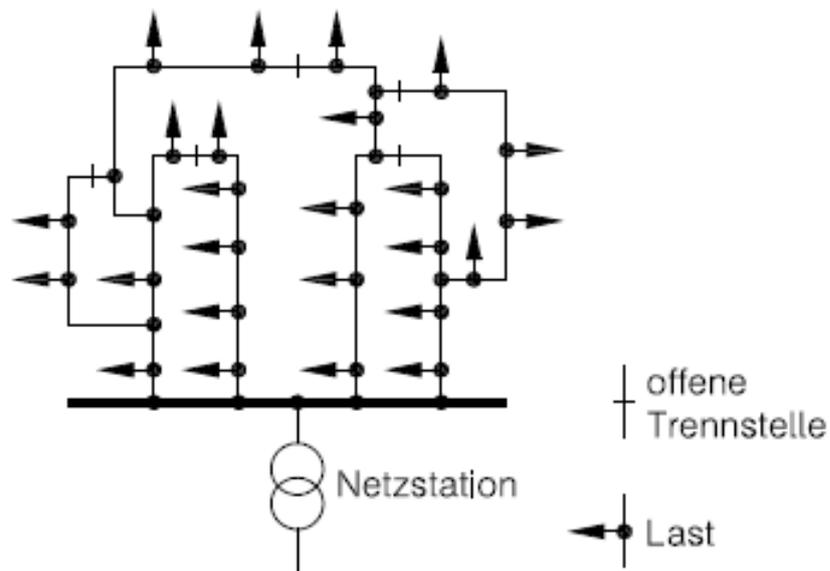


Abbildung 2-5: Verzweigter Ring (entnommen aus [14])

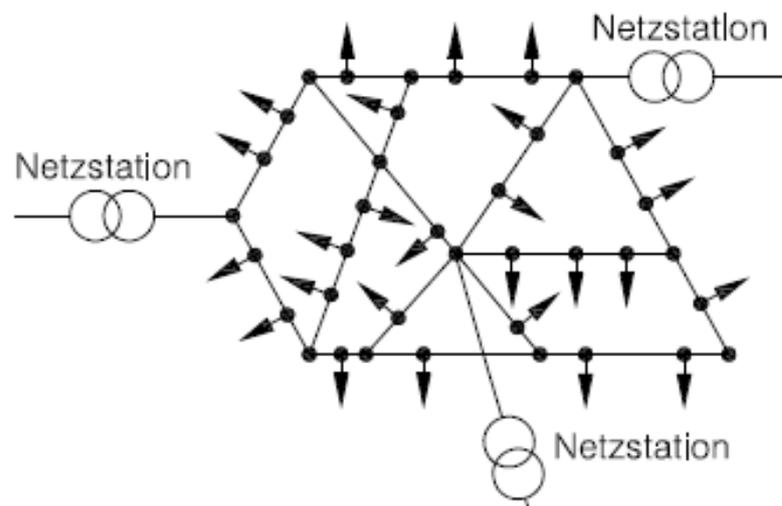


Abbildung 2-6: Maschennetz (entnommen aus [14])

### 2.3 Mittelspannungsnetze

Mittelspannungsnetze übernehmen die Aufgabe der Verteilung der elektrischen Energie in die unterlagerten Niederspannungsnetze. Dazu werden sie zum einen über Umspannstationen aus einem Hochspannungsnetz versorgt und sind über Netzstationen mit dem Niederspannungsnetzen verbunden. Direkte Verbraucheranschlüsse sind kaum zu finden. Auch hier bestimmt die Lastdichte das Niveau der Nennspannung. Während im ländlichen Gebieten mit geringer Lastdichte, Spannungen mit 20kV üblich sind, wird in Städten zumeist eine Nennspannung von 10kV bevorzugt.

Wie in Abbildung 2-7 zu sehen ist, besteht die typische Mittelspannungsnetzstruktur aus strahlenförmig betriebenen Ringleitungen bzw. über Querverbindungen verzweigten Ringleitungen. Mittels der angedeuteten Trennstellen, werden, wie auch schon in den Niederspannungsnetzen, die einzelnen Ringe im Normalbetrieb als Strahlennetze betrieben. Ein Mittelspannungsnetz verfügt kaum über direkt angeschlossenen Lasten, sondern ist Großteils mittels Netzstationen aufgebaut. Jeder dieser Stationen ist dann ein Niederspannungsnetz unterlagert.

Auf Fehlerfälle kann in solchen Strukturen gut eingegangen werden, da die einzelnen Stationen so ausgerüstet sind, dass zwischen den Stationen die jeweiligen Leitungen freigeschalten werden können. Dadurch ist im Falle von Leitungsfehlern ein Heraustrennen der betroffenen Stelle einfach möglich und durch Schließen der Trennstellen in der Mitte der Ringleitung eine Versorgung aller fehlerfreien Stationen der Ringleitung gegeben. Tritt eine Störung direkt in einer Netzstation auf, so ist durch diese Vorgehensweise nur das direkt unterlagerte Niederspannungsnetz betroffen.

Wie zuvor schon erwähnt, ist die Lastdichte in ruralen Gebieten deutlich kleiner als in der Stadt. Eine Konsequenz daraus ist, dass an einem Mittelspannungsabgang deutlich mehr Netzstationen angeschlossen sind als das in urbanen Gebieten der Fall ist. Daraus resultieren deutlich längere Abgänge, was zur Folge hat, dass auch die Nennspannung höher gewählt wird und dadurch zumeist 20kV beträgt [14]. Als Übertragungsmedium dienen am Land zu großen Teilen Freileitungen, wobei der Einsatz von Erdkabeln stetig steigt und heute nahezu überall präferiert wird.

In der Stadt verhalten sich die Charakteristiken des Mittelspannungsnetzes etwas anders. Aufgrund der deutlich höheren Lastdichten als Folge der hohen

## 2. Verteilnetze

---

Bevölkerungsdichte, wird als bevorzugtes Nennspannungsniveau 10kV gewählt. Die Entfernungen zwischen den einzelnen Netzstationen beträgt laut [14] kaum mehr als 500m und deren typische Anzahl pro Leitung beläuft sich auf 5 bis 10 Stationen. Im Gegensatz zu ländlichen Gebieten kommen fast ausschließlich Kabel als Übertragungsmittel zum Einsatz, die vorwiegend in einer Tiefe von 1,20m unterhalb der potentiell vorhandenen Niederspannungskabel verlegt sind.

Analog zu den Niederspannungsnetzen, sind auch in den Mittelspannungsnetzen Vermaschungen mit mehreren Einspeisungen möglich, welche jedoch schnell mit steigender Anzahl an Komplexität gewinnen.

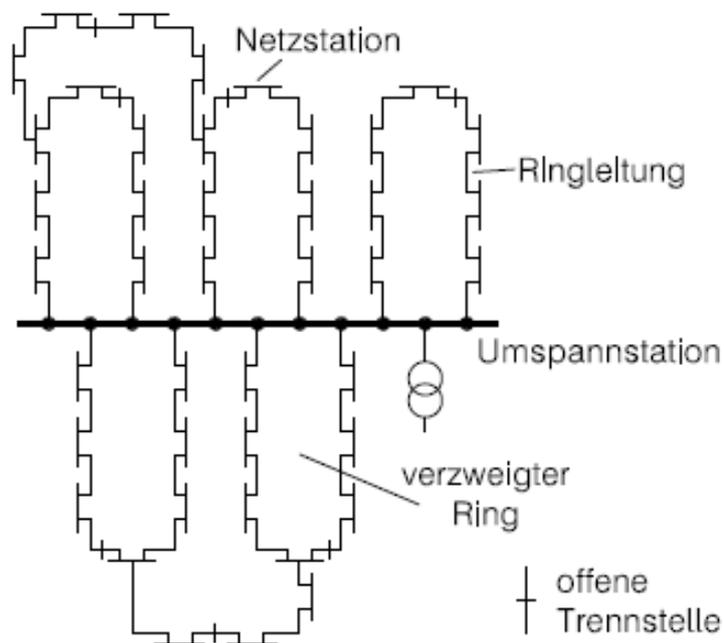


Abbildung 2-7: Aufbau eines Mittelspannungsnetzes aus strahlenförmig betriebenen Ringleitungen bzw. verzweigten Ringleitungen (entnommen aus [14])

Als exemplarisches Beispiel für ein urbanes Netz und aufgrund der Nähe zu dieser Diplomarbeit wird im anschließenden das Wiener Stromnetz kurz oberflächlich beleuchtet.

Die Wiener Netze GmbH ist der Betreiber des Wiener Stromnetzes und umfasst in ihrem Versorgungsgebiet die Bundeshauptstadt sowie Teilgebiete von Niederösterreich und dem Burgenland. Laut [4] werden dabei jährlich rund 2 Millionen Menschen mit rund 11TWh elektrischer Energie versorgt.

Der schemenhafte Aufbau des Wienerstromnetzes ist nach [4] in Abbildung 2-8 angedeutet. Ebenfalls sind die größten Kraftwerke im Stromversorgungsgebiet

## 2. Verteilnetze

ingezeichnet. Zu sehen sind auch die Nord- und Südeinspeisung, also die beiden Übergabestellen an das 380kV-Übertragungsnetz der Verbund - Austrian Power Grid (APG). Einige Kennzahlen des Netzes sind in Tabelle 2-2 aufgelistet. In Hinblick von Netzsicherheits- und aus technischen Gründen ist das Netz von Wiener Netze in die 7 Netzgruppen (B, W, O, S, J, N, A) eingeteilt. Das Mittelspannungsnetz im städtischen Bereich wird vorwiegend über ein 10kV- Kabelnetz betrieben, sowie am Stadtrand und im Überlandbereich mit einem 20kV- Freileitungsnetz. Die Mittelspannung wird schlussendlich über zahlreiche Netzstationen/Transformatorstationen in die übliche Niederspannung von 400V umgewandelt. Die Endkunden sind hier zumeist über Kabel an das Niederspannungsnetz angeschlossen.

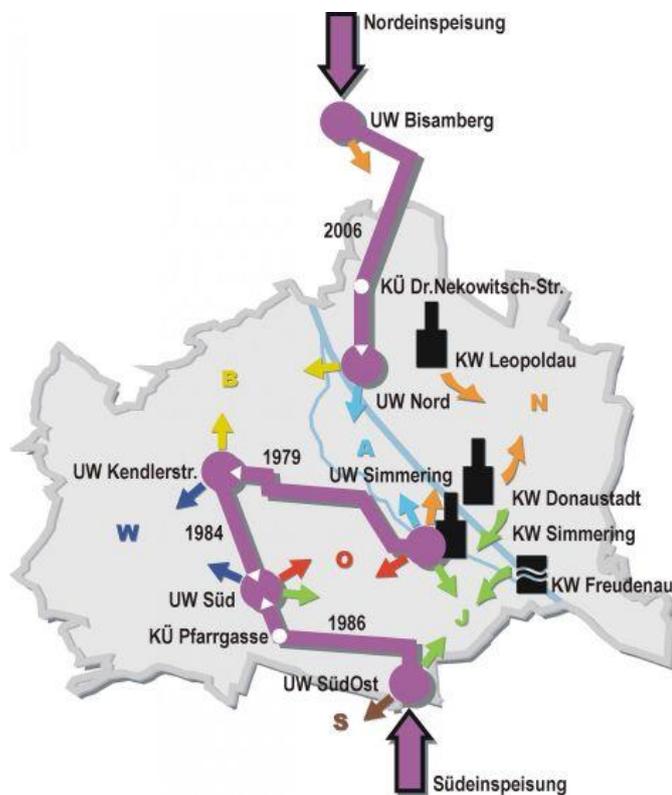


Abbildung 2-8: Aufbau des Wiener Stromnetzes der höchsten Netzebene nach [4]

## 2. Verteilnetze

---

Tabelle 2-2: Kennzahlen des Wiener Stromnetzes nach [4]

<b>Stromnetz</b>	Freileitung [km]	Kabel [km]
400kV	30,2	54,6
110kV	367,8	379,9
10kV + 2kV	918,6	7.166,7
1kV	2.419,9	11.695,7
Summe	3.736,5	19.296,9
	(16,2%)	(83,8 %)
Summe Stromnetz	23.033,4	
<b>Netzkomponenten</b>		
Umspannwerke		46
Netzumspanneranlagen		10718
Stromzähler		1400000

### 2.4 Netzqualität – Normen

Elektrische Energieversorgungsnetze sind ständigen Änderungen unterworfen. Sie müssen jederzeit in einem Zustand gehalten werden, damit sie die nach [15] folgenden Aufgaben erfüllen können:

- Verlustarme Energieübertragung
- Einhaltung der Spannungsgrenzen am Kundenanschluss (+ 10% bzw. +6/-10%)
- Einhalten der zulässigen Spannungsänderungen bei Belastungsänderungen
- Ausfallsicherheit im Hoch- und Höchstspannungsnetz, d.h. Toleranz gegenüber dem Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels ohne Verletzung der Grenzen des Systems (n-1-Sicherheit)
- Wirtschaftliche Energieübertragung und -verteilung, d.h. Minimierung der Verluste im System

Um diese Vorgaben zu erreichen, steht in Österreich das nationale, technische Regelwert „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ [3], kurz TOR genannt, zur Verfügung, welches von der E-Control in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern zusammengestellt wird. Es wurde auf Basis von internationalen Normen erstellt, berücksichtigt dabei jedoch auch österreichische Besonderheiten unter dem Vorsatz eines möglichst ungestörten Netzbetriebes unter Wettbewerbsbedingungen zu gewährleisten.

Die TOR ist in 6 Teile untergliedert, wobei Teil D „Besondere technische Regeln“ [3] die Richtlinie für die Beurteilung von Netzurückwirkungen beinhaltet. Diese Art von elektrischen Beeinflussungen treten dann zum Vorschein, wenn elektrische Geräte an einem Stromnetz betrieben werden, welches nur über eine beschränkte Kurzschlussleistung verfügt. Diese Betriebsmittel verfügen dabei über nicht-lineare Strom-Spannungskennlinien bzw. weisen ein nicht stationäres Betriebsverhalten auf. Da in Photovoltaik-Anlagen und in Ladesystemen für elektrische Fahrzeuge zahlreiche leistungselektronische Komponenten verbaut sind und diese genau solche nicht-linearen bzw. nicht stationären Verhalten aufweisen, können dadurch Rückwirkungen auf das Netz entstehen. Diese können sich durch nicht erlaubte Änderungen des Spannungsniveaus und der Kurvenform der Ströme und Spannungen äußern. Um eine hohe Versorgungssicherheit sowie eine hohe Qualität der Energieversorgung sicherstellen zu können, bedarf es einiger Qualitätsparameter für die entsprechenden Netzkenngrößen. Diese werden dabei unter dem Begriff Spannungsqualität zusammengefasst. Die TOR verweist hier auf die zulässigen Wertebereiche einzelner Spannungsmerkmale, welche in der ÖNORM EN 50160 „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“ (siehe dazu [42]) festgeschrieben sind. Für diese DA sind vor allem die Einhaltung der vorgeschriebenen Spannungsbandgrenzen wichtig sowie die Belastung der Betriebsmittel von besonderer Bedeutung.

### **Spannungsänderungen und Flicker**

Nach [3] und [14] beträgt die genormte Netznennspannung in Österreich zwischen den Außenleitern im Dreileiternetz 400V sowie zwischen Außenleiter und Neutralleiter im Vierleiternetz 230V.

## 2. Verteilnetze

---

Spannungsänderungen können durch jegliche Laständerungen aber auch zum Beispiel durch Zu- und Abschaltung von Eigenerzeugungsanlagen hervorgerufen werden. Laständerungen bewirken dabei Stromänderungen in der Netzanspeisung, welche als Spannungsänderung im Verknüpfungspunkt resultieren.

Die Begrenzung der Spannungsänderungen ist dabei wichtig, da durch einzelne, tiefe Spannungseinbrüche Geräte ausfallen könnten oder durch wiederholte Spannungsänderungen Flicker auftreten könnte. Der Zusammenhang zwischen kurzzeitigen Spannungsänderungen und der stationären Spannungsanhebung ist in Abbildung 2-9 verdeutlicht.

In Hinsicht auf das zulässige Spannungsband wird in der TOR auf die Norm [42] verwiesen, in der festgeschrieben ist, dass in Niederspannungsnetzen die Spannung maximal  $\pm 10\%$  vom Nennwert abweichen darf. Als Folge der in der Vergangenheit fehlenden Spannungsregeleinrichtungen zwischen der Mittel- und Niederspannungsebene, musste dieser zulässige Toleranzbereich von nun insgesamt 20% auf das gesamte Mittel- und Niederspannungsnetz aufgeteilt werden. Des Weiteren ist zu beachten, dass sich Spannungsänderungen, die in Folge von symmetrischen Laständerungen, wie es zum Beispiel dreiphasig gespeiste Schnellladestationen sind, auftreten können, können mit der relativen Spannungsänderung  $d$  angegeben werden. Dabei erfahren alle Spannungen des Drehstromsystems dieselben Änderungen.

$$d = \frac{\Delta U}{U_V} \approx \frac{\Delta S_A}{S_{kV}} \cos(\psi - \varphi) \quad (2-1)$$

$d$  .....relative Spannungsänderung [p.u.]

$\Delta U$  .....Spannungsänderung [V]

$U_V$  .....verkettete Spannung am Verknüpfungspunkt [V]

$\Delta S_A$  .....Laständerung (Scheinleistungsänderung) [VA]

$S_{kV}$  .....(Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt [VA]

$\Psi$  .....Netzimpedanzwinkel

$\varphi$  .....Winkel der Laständerung

Die stationäre Spannungsanhebung, welche sich bei Einspeisung an nur einem Verknüpfungspunkt des Netzes ergibt, kann laut [16] mit Formel (2-2) ermittelt werden.

## 2. Verteilnetze

Dabei darf der Betrag der relativen Spannungsanhebung  $\Delta u$ , welcher unter anderem von dezentral erzeugter Energie hervorgerufen werden kann, die folgenden Grenzwerte nicht überschreiten:

- Niederspannungsnetz:  $\Delta u_{zul} = 3 \%$
- Mittelspannungsnetz:  $\Delta u_{zul} = 2 \%$

$$\Delta u = \frac{S_{rAmax}}{S_{kV}} \cos(\psi - \varphi_E) \quad (2-2)$$

$S_{rAmax}$ .....maximale Einspeiseleistung [VA]

$\varphi_E$ .....Winkel zwischen Strom und Spannung der max. Einspeiseleistung

$S_{kV}$ .....Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt [VA]

$\psi$ .....Netzimpedanzwinkel

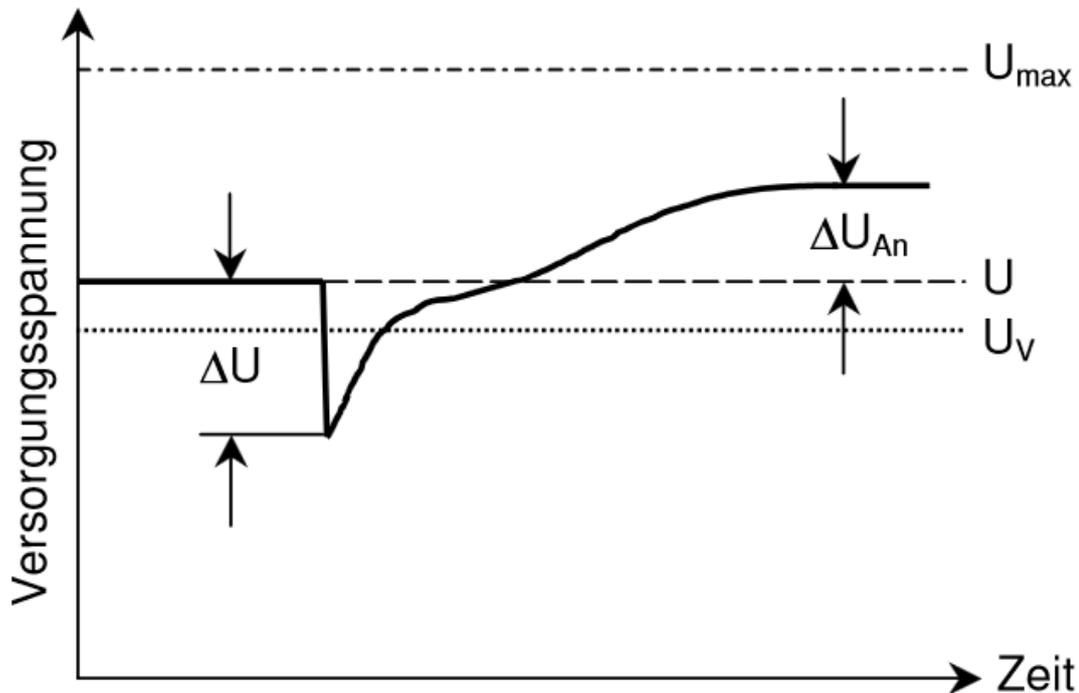


Abbildung 2-9: Zusammenhang zwischen kurzzeitiger Spannungsänderung  $\Delta U$  und stationärer Spannungsanhebung  $\Delta U_{An}$  [3]

$U_{max}$ .....maximale Versorgungsspannung [V]

$U_V$ .....Spannung am Verknüpfungspunkt [V]

$U$ ..... Versorgungsspannung [V]

$\Delta U_{An}$ .....Spannungsanhebung (bezogen auf die Versorgungsspannung) [V]

$\Delta U$  .....Spannungsänderung [V]

Unter *Flicker* versteht man nach [3] einen subjektiven Eindruck von Schwankungen der Leuchtdichte von Lampen. In Netzen, die strahlenförmig verlaufen, verringert sich die Flickerstärke vom Ort der verursachenden Anlage (Verknüpfungspunkt) in Richtung Netzeinspeisung. Die Flickerstärke ist dabei eine Messgröße, die die Intensität der Flickerstörwirkung festschreibt. Sie wird über folgende Kenngrößen beschrieben:

- **Kurzzeit-Flickerstärke  $P_{st}$ :**

Wird über ein Zeitfenster von zehn Minuten gemessen und ist für die Produktnormung ausschlaggebend.

- **Langzeit-Flickerstärke  $P_{lt}$ :**

Berechnet sich am Verknüpfungspunkt aus einer Folge von 12  $P_{st}$  – Werten über einen 2-Stundenintervall folgendermaßen:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\sum_{n=1}^{12} \frac{P_{st n}^3}{12}} \quad (2-3)$$

n .....Laufindex der 10-Minuten-Werte innerhalb des 2-Stunden-Intervalls

Die Langzeit-Flickerstärke  $P_{lt}$  ist der für die Spannungsqualität wesentliche Flickerwert.

### Spannungsunsymmetrien

Unsymmetrien werden in einem Drehstromsystem durch ungleichmäßige Belastung der drei Außenleiter hervorgerufen. Ein typisches Beispiel dafür ist eine einphasige Last wie ein Wasserkocher oder das Laden von Elektrofahrzeugen über eine gewöhnliche Haushaltssteckdose. Durch Unsymmetrien werden die Verluste im Netz und in elektrischen Maschinen erhöht.

Den Unsymmetriegrad kann man mit Hilfe des Mit- und Gegensystems berechnet werden, welche nach [42] über das System der symmetrischen Komponenten ermittelt werden können. Deren Verhältnis darf einen gewissen Grenzwert nicht überschreiten.

## 2. Verteilnetze

---

Ein vereinfachtes Berechnungsverfahren wird in [3] vorgestellt, nach dem die Kenngröße des Unsymmetriegrades  $k_U$  über die Formel

$$k_U \approx \frac{S_A}{S_{kV}} \quad (2-4)$$

berechnet wird.

$k_U$ .....Unsymmetriegrad

$S_{kV}$ .....(Netz-)Kurzschlussleistung am Verknüpfungspunkt V [VA]

$S_A$ .....Anschlussleistung der Ein-/Zweiphasenlast [VA]

Für den Unsymmetriegrad wird im stationären Betrieb der Verträglichkeitspegel für das Zusammenwirken aller Verbraucher am Netz mit

$$k_U \leq 2\% \quad (2-5)$$

festgeschrieben.

Bei einzelnen Verbraucheranlagen wurde eine Grenze von

$$k_{U,i} = 0,7\% \quad (2-6)$$

definiert.

Um Spannungsunsymmetrien weitgehend zu vermeiden, ist allgemein auf eine gleichmäßige Aufteilung aller Lasten im Netz auf alle Außenleiter zu achten.

### **Belastungen von Betriebsmitteln**

Nicht nur auf eine Einhaltung der Spannungsqualität ist in den Netzen zu achten, sondern auch die Belastbarkeitsgrenzen der verschiedenen Betriebsmittel muss beachtet werden. Für kurze Zeiträume, wie zum Beispiel während Störungsfällen und den anschließenden Reparaturen, können laut [13] einzelne Betriebsmittel mit einer höheren Belastung als die angegebenen Nennlasten betrieben werden. So werden die Belastungsgrenzen von VPE-Niederspannungskabeln beispielsweise zum Zwecke der Reservehaltung auf 60% des Nennstroms begrenzt. Im Störungsbetrieb ist kurzzeitig jedoch eine 120%ige Überbelastung möglich. Ein weiteres Beispiel sind laut [13] Öl-Transformatoren, welche im Normalbetrieb kurzfristig mit 130% und im Störfall

mit 175% des Nennstromes belastet werden dürfen. Beachtet muss hierbei jedoch werden, dass jede Überlastung eines Betriebsmittels dessen Lebensdauer herabsetzen kann. In optimalen Netzentwürfen sind laut [14] bei Normalbetrieb und Höchstlast die Transformatoren im Durchschnitt mit ca. 2/3 ihrer Bemessungsleistung und die Abgangskabel mit ca. 50% in Bezug auf ihren zulässigen Betriebsstrom ausgelastet.

Um all diese geforderten Grenzwerte einhalten zu können, bedarf es in Zukunft in Anbetracht der bevorstehenden Energiewende und den damit verbundenen, zunehmenden Belastungen der bestehenden Netze, neue Wege und Lösungen, um einen sicheren Betrieb gewährleisten zu können. Einige Lösungs-Vorschläge bzw. – Möglichkeiten werden im Folgenden in Abschnitt dargestellt.

### **2.5 Maßnahmen zur Netzverstärkung**

Die schon in der Einleitung kurz erwähnten Probleme und Herausforderungen, die in Zukunft auf das österreichische Stromnetz zukommen, müssen im Sinne der gesamten Bevölkerung und aus volkswirtschaftlichen Standpunkten heraus zufriedenstellend gelöst werden. Neben der steigenden Auslastung der Netze als Folge des stetig wachsenden Strombedarfs schafft auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen massive Probleme, vor allem in der Einhaltung der in ÖNORM EN 50160 [42] geforderten Grenzwerte (siehe dazu Abschnitt 2.4). Die Verletzung dieser Grenzwerte kann einen Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen darstellen.

Neben den Problemen in den Mittelspannungsebenen, kommt es, aufgrund der zunehmenden Einspeisung in den Niederspannungsnetzen und der daraus resultierende Abweichung von der ursprünglich angedachten zentralen Versorgung, eben in diesen Niederspannungsnetzen zu vermehrten Problemen. Die Diskussion und Ableitung geeigneter Maßnahmen, um auch in Zukunft eine angemessene Versorgungsqualität bieten zu können, stellt damit die Kernaufgabe und Motivation dieser Diplomarbeit dar.

### 2.5.1 „Konventioneller“ Netzausbau [38]

Damit Überschreitungen der Spannungs- und/oder Betriebsmittelauslastungsgrenzen, welche als Resultat des stetigen Erzeugungs- oder Lastzuwachs auftreten, verhindert werden können, wird als eine Lösungsmöglichkeit der „klassische“ Netzausbau betrieben. Dabei werden vorhandene Leitungen oder Transformatoren zum einen durch eben solche mit höherer Übertragungskapazität ersetzt oder zum anderen durch weitere ergänzt.

Dies bedeutet nun, dass bei Freileitungen das Seil ausgetauscht wird und durch eines mit größerem Querschnitt bzw. größerer Strombelastbarkeit ersetzt wird. Diese Maßnahmen können es des Weiteren nötig machen, dass auch die Masten aufgrund des höheren Durchhangs des Seils erhöht werden müssen. Bei der Verstärkung von Kabeln, hängt der zu betreibende Aufwand von der Verlegeart und der erforderlichen Leitungskapazität ab. Sind die Leistungsanforderungen wie zum Beispiel bei hohen installierten Leistungen dezentraler Erzeugungen sehr hoch, so kann es dazu kommen, dass zusätzliche, parallele Leitungen verlegt werden müssen, da die Stromtragfähigkeit einer Leitung nicht beliebig gesteigert werden kann (siehe dazu Abbildung 2-10).

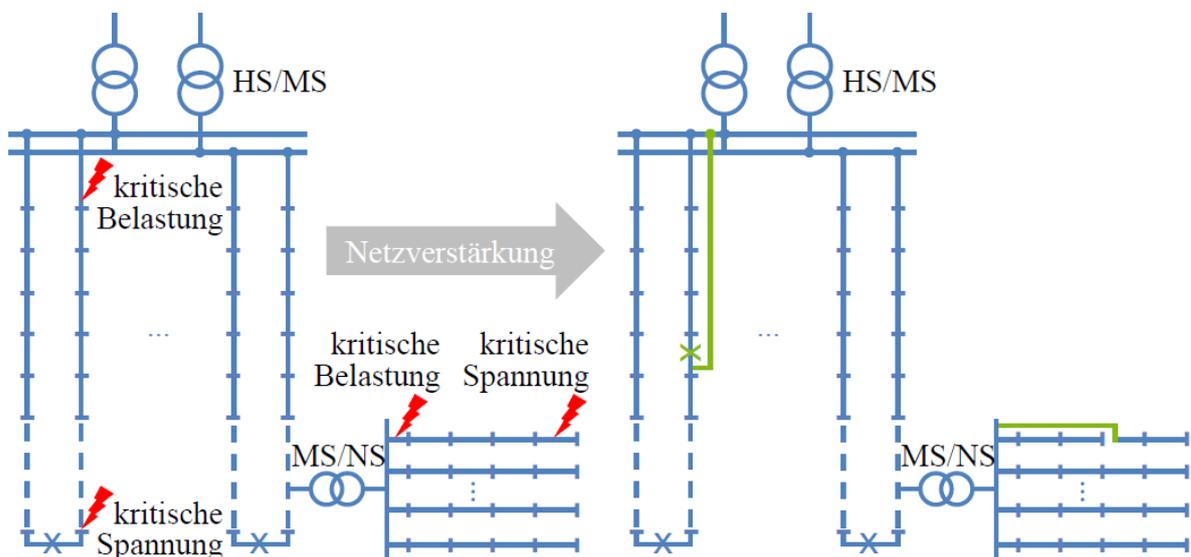


Abbildung 2-10: Netzverstärkungsmaßnahmen zur Netzintegration [36]

Im Vergleich dazu können die bestehenden Transformatorstation (Gebäude, etc.) beim Austausch von bestehenden Transformatoren durch leistungsfähigere meist unverändert belassen werden. Dies kann jedoch nur im Rahmen der üblichen Transformatorleistungen erfolgen. Liegen die Leistungsanforderungen oberhalb der

üblichen Kennwerte, so sind zusätzliche parallele Transformatoren an den vorhandenen Stationen oder gar zusätzliche Stationen vorzusehen.

### **2.5.2 Umstrukturierung**

Eine weitere Möglichkeit, um die Belastungen des Netzes zu reduzieren, ist es, neben der Verstärkung der Transportwege des elektrischen Stroms und von Transformatoren, eine Veränderung in der Netzstruktur vorzunehmen.

Dazu ist laut [39] in den gegenwärtig verlegten Leitungs- und Kabelsystemen ein großes, aber bis dato ungenutztes Potential vorhanden, welches es für die Zukunft ermöglicht, den kostspieligen Leitungsausbau zu reduzieren und auf dieses zurückzugreifen.

So wird in [39] etwa davon ausgegangen, dass das deutsche Stromnetz deutlich überdimensioniert ist und dass anstelle des im deutschen Netzentwicklungsplanes von 2012 [9] angestrebten Netzausbaues, ein selektiver Netzausbau wesentlich effizienter und kostensparender wäre. Dabei kann laut [39] davon ausgegangen werden, dass Einsparungen von 25% bis 50% durchaus möglich sein könnten und als direkte Konsequenz daraus, das Konzept des „Repowering“ bestehender Leitungen fokussiert werden sollte.

Damit stellen diese ungenutzten Potentiale die Motivationsgrundlage dar, um den Fokus der in dieser Arbeit ausgewählten Maßnahmen zur Netzverstärkung auf Umstrukturierungsmaßnahmen zu legen.

### **2.5.3 „Innovativer“ Netzausbau [35] [37] [38]**

Neben den zuvor beschriebenen Maßnahmen, existieren weitere, die sich dazu eignen, die Aufnahmekapazität der Netze für dezentrale Erzeugungen zu erhöhen und somit den beschriebenen, „klassischen“ Netzausbau (zumindest teilweise) zu vermeiden. Solche Maßnahmen werden vielfach als „innovativ“ bezeichnet, da die dort zum Einsatz kommenden Technologien zwar – wenn auch teilweise erst seit kurzer Zeit - am Markt erhältlich sind oder zumindest in Pilotprojekten getestet werden. Der flächendeckende Einsatz von Seiten der Netzbetreiber steht jedoch noch aus.

### Spannungsregelung an Mittel-/Niederspannungs-Umspannstationen – rONTs

Fließt der Strom ausgehend von einer Netzeinspeisung über eine Leitungsverbindung zu einer Last, so ist grundsätzlich stets ein Rückgang der Spannung (Spannungsfall) zwischen den beiden zu beobachten. Bei einer Erzeugungsanlage verhält sich dieser Sachverhalt etwas anders, da es hier aufgrund der Einspeisung zu einem Spannungsanstieg kommt (siehe dazu Abbildung 2-11).

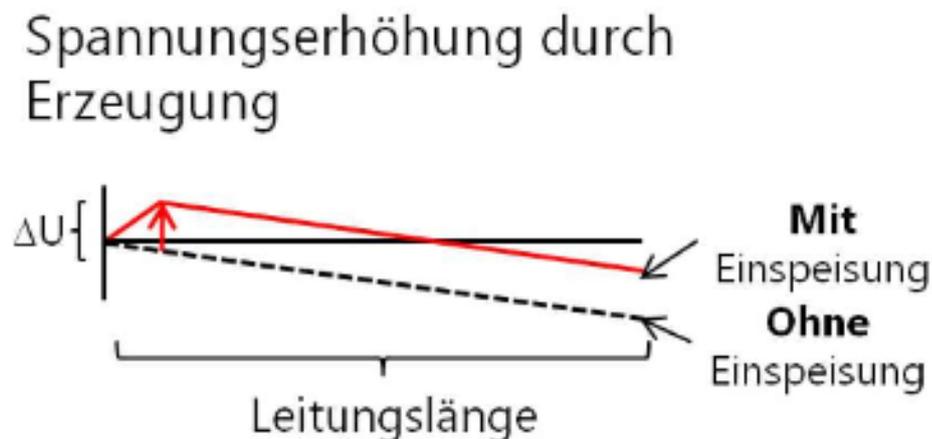


Abbildung 2-11: Schematische Darstellung des Spannungsverlaufs über eine Leitung in Abhängigkeit von Last und Einspeisung [38]

Typischerweise kann die Höhe der Spannung zuletzt an der Unterspannungsseite der HS-/MS-Transformatoren aktiv geregelt werden. Bei den in der Regel zum Einsatz kommenden MS-/NS-Transformatoren, ist das Verhältnis der Eingangs- zur Ausgangsspannung fest vorgegeben. Dadurch folgt die Spannung an der Unterspannungsseite des Transformators den Änderungen der Oberspannungsseite entsprechend nach. Dies hat zur Folge, dass die Spannungen der Mittel- und Niederspannungsebene im Allgemeinen starr miteinander gekoppelt sind.

Die Aufgabe des Ortnetztransformators besteht darin, die Endverbraucher im Niederspannungsnetz mit einer konstanten Spannung zu versorgen. Kommen nun regelbare Ortsnetzstation zum Einsatz, so ist deren wichtigste Anforderung die eben erwähnte Entkopplung der Spannung zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz. Dadurch wird eine höhere Spannungsvariation im Mittelspannungsnetz ermöglicht, wodurch auch die Niederspannung im festgelegten Spannungsband gehalten werden kann.

## 2. Verteilnetze

Durch den Einsatz dieser spannungsgeregelten MS-/NS-Transformatoren wird also diese feste Kopplung (festes Übersetzungsverhältnis) der beiden Spannungsebenen aufgehoben, so dass dynamisch in Abhängigkeit der Belastungs- und Einspeisesituation für das Versorgungsgebiet des Transformators eine individuelle Spannungseinstellung erfolgen kann. Dadurch kann das für die Niederspannung bei starrer Kopplung verfügbare Spannungsband (+3%; -5%) etwa verdoppelt werden, sofern die jeweiligen Niederspannungsabgänge der entsprechenden Ortsnetzstation gleichmäßig mit Erzeugungsanlagen durchdrungen sind. Ist dies nicht der Fall und einzelne Abgänge ausschließlich verbrauchs determiniert und andere überwiegend einspeisedeterminiert, so ist der Nutzen, der aus so einer Regelung gezogen werden kann, vergleichsweise gering.

Die Umrüstung auf eine regelbare Ortsnetzstation ist unter anderem von der technischen Ausführung der Regelung und den Platzverhältnissen in der Station abhängig. Je nachdem ist ein Austausch des herkömmlichen Transformators oder zusätzlich eine Erweiterung des Stationsgebäudes erforderlich.

Ein flächendeckender Einsatz solcher spannungsgeregelten MS-/NS-Transformatoren ist dabei für die gewünschten Ergebnisse nicht zwingendermaßen von Nöten. Die Verwendung von rONTs kann auch auf die Stationen im hinteren Bereich der jeweiligen Leitungsabgänge beschränkt werden, in denen das herkömmliche Spannungsband nicht ausreichend ist (siehe dazu Abbildung 2-12).

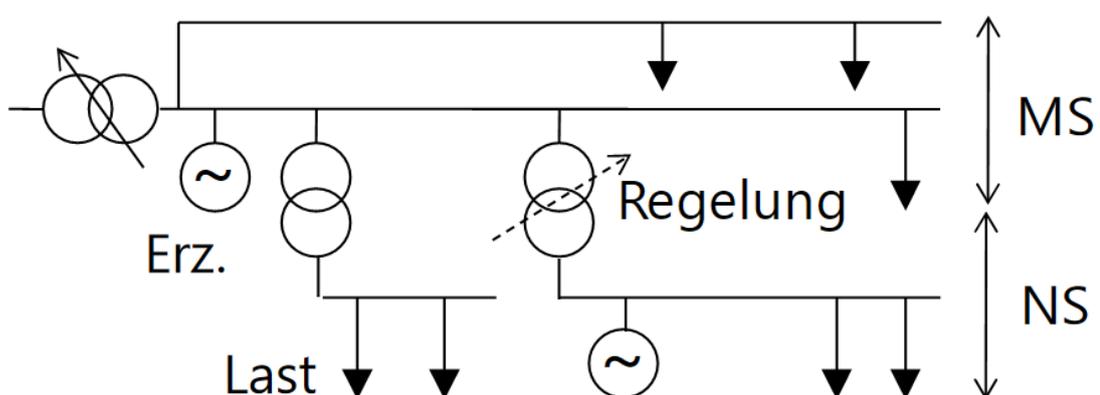


Abbildung 2-12: Schematische Darstellung des Einsatzes von spannungsgeregelten MS-/NS-Transformatoren im Netz [38]

Ein Nachteil dieses Verfahrens ist es, dass die Umrüstung bestehender und nicht regelbarer Ortsnetzstationen sehr kostspielig ist. Dies äußert sich vor allem dann, wenn in einem Mittelspannungsnetz bereits an mehreren Stationen in der

## 2. Verteilnetze

Mittelspannung die Spannungsgrenzen erreicht sind, da dann jede einzelne betroffene Ortsnetzstation aufgerüstet werden müsste.

### Erweiterte Spannungsregelung in Hoch-/ Mittelspannungs-Umspannstationen – Weitbereichsregelung

Eine Weitbereichsregelung zeichnet sich dadurch aus, dass der Regelungswollwert an der Unterspannungsseite der HS-/MS-Transformatoren durch den Spannungswert an gewissen Messpunkten im Mittelspannungsnetz bestimmt wird. Dies ermöglicht es, dass auf das vorherrschende Spannungsniveau im Netz reagiert werden kann. Somit kann in Situation mit starker Einspeisung aus dezentralen Erzeugungsanlagen bei gleichzeitiger schwacher Last die Sammelschienenspannung abgesenkt werden. Andererseits wird die Sammelschienenspannung in Fällen von starkem Verbrauch, also im Starklastfall und bei geringer Einspeiseleistung angehoben. In Abbildung 2-13 sind mögliche Spannungsverläufe entlang eines Leitungsstrangs dargestellt, welche unter dem Einsatz einer Weitbereichsregelung optimiert wurden. Diese Vorgehensweise ermöglicht es, dass das verfügbare Spannungsband effizienter ausgenutzt wird und entsprechend mehr Erzeugungsleistung integriert werden kann.

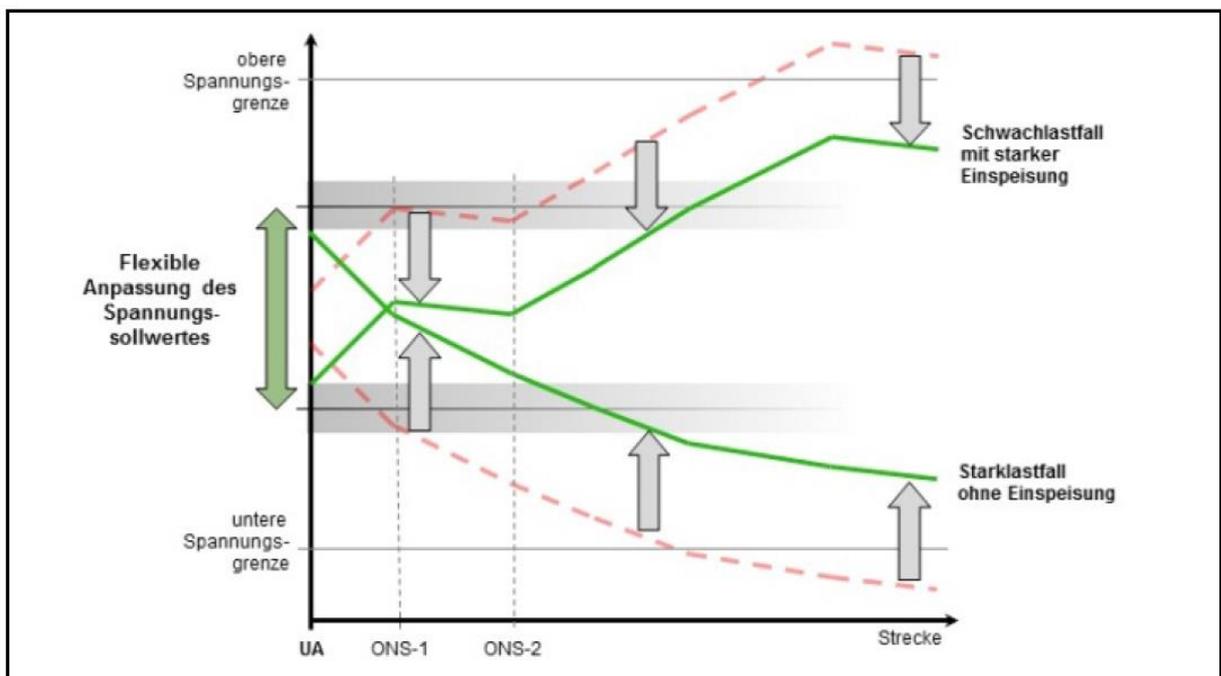


Abbildung 2-13: Optimierter Spannungsverlauf entlang eines Leitungsstrangs [35]

Die in einer Weitbereichsregelung kontinuierliche Anpassung der Sammelschienenspannung stützt sich auf mehrere Messstellen im Netzgebiet. Diese Messpunkte sind dadurch die bestimmenden Faktoren für die Anpassung der Sammelschienenspannung über den speisenden Transformator. Die Messstellen sind dabei im Vorfeld so zu wählen, dass die Spannungsminima bzw. –maxima im ausgewählten Netzgebiet repräsentiert werden. In der Regel liegen diese am Ende von einspeise- oder lastgeprägten Mittelspannungssträngen.

Wie alle Verfahren, die auf Spannungshaltung abzielen, unterliegt auch die Weitbereichsregelung gewissen Beschränkungen. Die wohl wichtigste Begrenzung bei dieser Maßnahme ist dabei die Belastbarkeit der Betriebsmittel, welche bei sämtlichen Verfahren separat berücksichtigt werden muss. Ist eine Leitung aufgrund ihrer Strombelastbarkeit an ihrer thermischen Grenze, so ist auch eine Spannungsregelung nicht zielführend.

Ebenso ein wichtiges Kriterium für sämtliche Verfahren, die auf einer Flexibilisierung des Spannungssollwertes beruhen, stellt die gleichzeitige Spannungsdifferenz im unterlagerten Netz dar. Existiert in einem unterlagerten Netz beispielsweise ein langer Strang, an dessen Ende ein großer, dezentraler Einspeiser installiert ist und des Weiteren ein weiterer langer Strang, an dem ein großer Lastabnehmer und keine Einspeisung angeschlossen ist, so ist es wahrscheinlich, dass an Tagen mit hoher Einspeisung und gleichzeitig hohem Verbrauch, die Spannung im Strang mit der Einspeisung den oberen und im verbrauchsintensivem Strang den unteren Grenzwert erreicht.

### **MS-/MS- oder NS-/NS- Transformatoren – „Booster Transformatoren“ [38]**

Eine weitere Alternative zur Entkopplung von Spannungen (und damit Ausweitungen des nutzbaren Spannungsbandes) sowohl im Mittel- als auch im Niederspannungsnetz, bieten sogenannte Booster-Transformatoren. Dabei handelt es sich um spannungsregelnde Transformatoren, die in einem Leitungsstrang installiert werden (siehe dazu Abbildung 2-14). Vergleichbar zu den zuvor beschriebenen Verfahren mit den spannungsebenen-übergreifenden Transformatoren, sind auch die Booster-Transformatoren mit einer Spannungsregelung ausgerüstet, welche es ihnen ermöglicht, die Spannung auf der Eingangs- und Ausgangsseite des Transformators

## 2. Verteilnetze

zu entkoppeln. Dabei ist das Übersetzungsverhältnis jedoch anders als bei üblichen Transformatoren nahe eins. So wie in Abbildung 2-14 gezeigt, erlaubt es der Booster-Transformator, dass das verfügbare Spannungsband in einem Abgang doppelt ausgenutzt werden kann. Dies ist dadurch möglich, da die Spannung im hinteren Teil unabhängig von jener im vorderen Teil eingestellt werden kann. Dadurch kann der in der Abbildung angedeutete, sägezahnartige Verlauf der Spannungshöhe erreicht werden, wodurch das zulässige Spannungsband im Verlauf des Leitungsabganges zweimal genutzt werden kann.

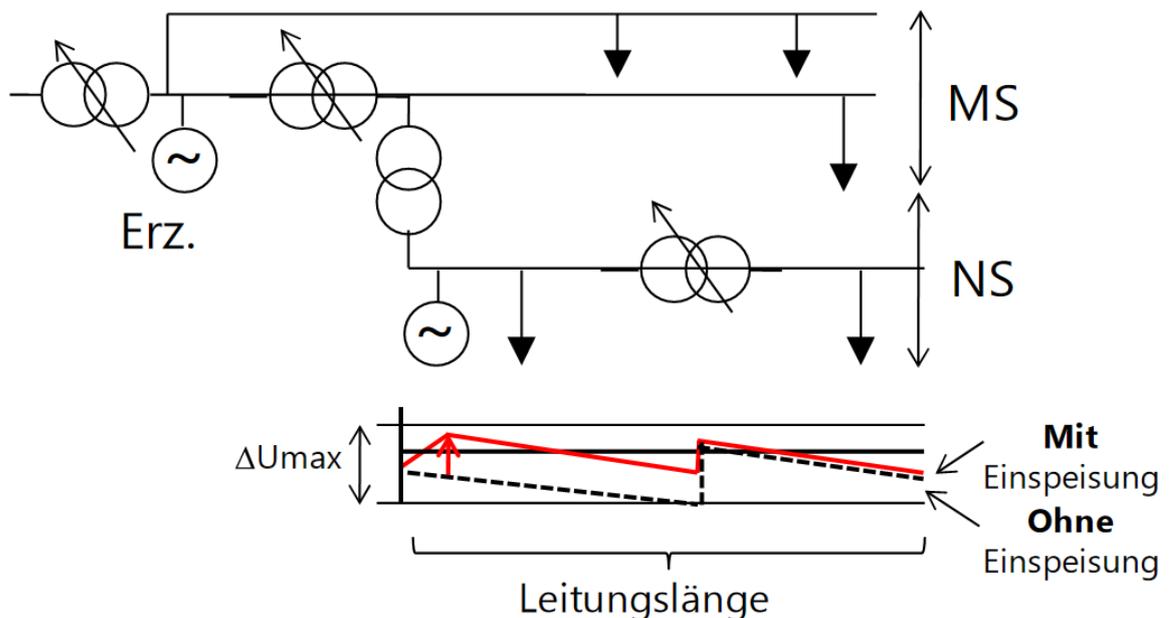


Abbildung 2-14: Schematische Darstellung des Einsatzes spannungsgeregelter MS-/MS- oder NS-/NS-Zwischentransformatoren im Netz [38]

Solche Booster-Transformatoren kommen heute bereits vereinzelt in ausgedehnten Netzen mit langen Netzausläufern zum Einsatz, da in diesen die Spannung an den Enden oft sehr stark abfällt. In diesen Fällen wird dann durch den Booster-Transformator die Spannung gezielt angehoben, wodurch die Spannung am Ende des Netzausläufers innerhalb des zulässigen Bereichs gehalten werden kann. Kommt es hingegen zu einer Spannungsanhebung aufgrund dezentrale Einspeisungen, so würde das Prinzip dementsprechend in umgekehrter Richtung angewendet werden.

Wird ein Booster-Transformator als neues Element in einem Netz vorgesehen, so ist dies im Normalfall mit der Errichtung einer neuen Station verbunden.

**Aktive Spannungsregelung an Erzeugungsanlagen [38]**

Neben den spannungsregelnden Verfahren mittels Transformatoren, besteht grundsätzlich auch die Möglichkeit, schon bei der Einspeisung dafür Sorge zu tragen, dass der auf die Netzspannung hervorgerufene Effekt durch dezentrale Erzeugungsanlagen, von den Anlagen selbst gemindert wird. Dazu wird von der Erzeugungsanlage Blindleistung ins Netz einspeist. In Abbildung 2-15 ist dazu schematisch die Wirkung einer Blindleistungseinspeisung auf den Spannungshub über eine Leitung dargestellt.

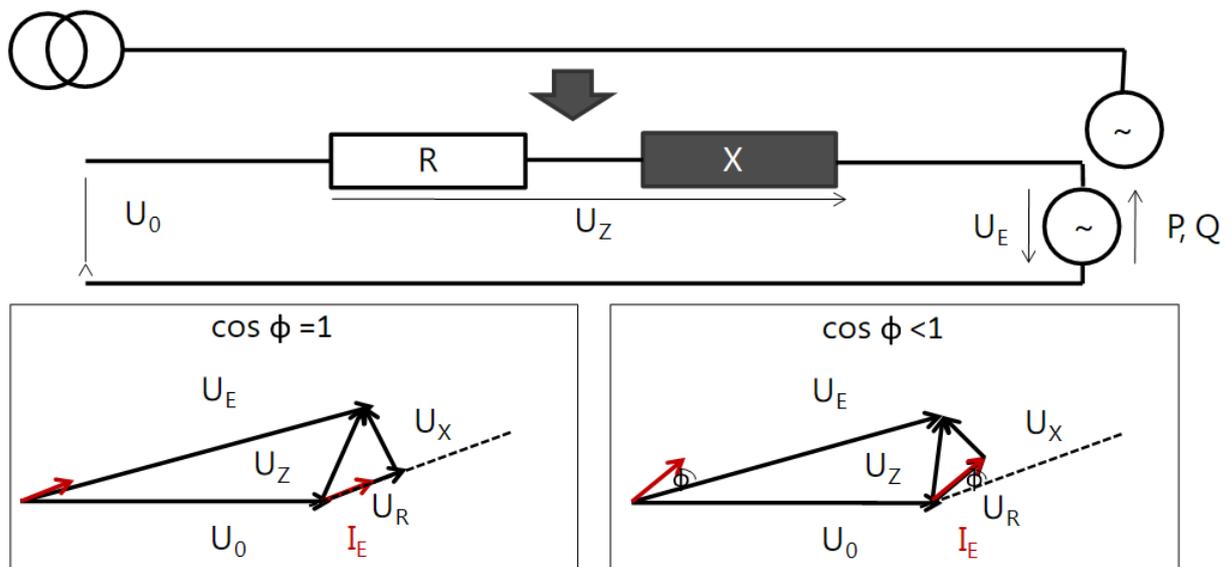


Abbildung 2-15: Schematische Darstellung der Wirkung einer Blindleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen [38]

Dabei ist es in einigen Ländern obligatorisch, dass Erzeugungsanlagen je nach Spannungsebene und Anschlussleistung in gewissen Grenzen eine Blindleistungseinspeisung ermöglichen. In Österreich wird dies in den aktuellen „Technischen und Organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“ [3] gefordert. Dabei werden als typische Grenzwerte für die Blindleistungseinspeisungen in die Niederspannungsnetze ein  $\cos \Phi$  von 0,9 und für die Mittelspannungsnetze ein  $\cos \Phi$  von 0,95 angegeben. Handelt es sich dabei um umrichtergekoppelten Einspeiseanlagen, wie es zum Beispiel PV-Anlagen sind, so ist die Möglichkeit einer Blindleistungsbereitstellung mit relativ geringen Zusatzkosten verbunden, die sich in etwa in der Größenordnung von ca. 10% der Wechselrichterkosten befinden, da im Wesentlichen nur die Leistung des Wechselrichters erhöht werden muss.

### **Last-/ Erzeugungsmanagement [37]**

Eine weitere Maßnahme, die es erlaubt, unzulässige Netzzustände zu vermeiden, ist die des sogenannten „Einspeisemanagement“. Dabei müssen auf Anweisung der Netzbetreiber, Erzeugungsanlagen ihre Einspeisung reduzieren. Dies führt unweigerlich dazu, dass die eingespeiste Energiemenge abnimmt, was für die Betreiber von solchen Erzeugungsanlagen zu Ertragseinbußen führt.

Analog gilt dies auch für die Maßnahme einer aktiven Verbrauchssteuerung (Active Demand bzw. Demand Side Management). Dabei wird angenommen, dass zu Zeiten hoher PV-Einspeisung die Nachfrage erhöht wird, um die Rückspeisung zu dämpfen.

Auch die Belastung etwaiger im Netz angeschlossener Elektromobilität kann durch aktive Maßnahmen reduziert werden. In diesem Zusammenhang spricht man von aktiver Ladestationssteuerung, wodurch in Zeiten hoher Netzbelastung die Ladung der Speicher der Elektrofahrzeuge reduziert bzw. gestoppt wird und in Zeiten geringerer Auslastung verschoben wird.

### **Einsatz von lokalen Speichern**

Auch der Einsatz lokaler Speicher in deren verschiedensten Ausführungsformen kann zu positiven Effekten auf die Nennspannung in stark beanspruchten Netzen führen. Dazu können Speicher in etwa bei Spannungsanhebungen und/oder stark ausgelasteten Leitungen Energie aufnehmen und diese später wieder an das Netz abgeben. Ein weiterer alternativer Einsatz von Speichern ergibt sich dadurch, dass diese über Wechselrichter mit dem Netz gekoppelt sind. Dadurch kann Blindleistung aufgenommen und abgegeben werden, was zusätzlich zur Spannungshaltung beitragen kann. Bei entsprechender Dimensionierung des Umrichters besitzt der Speicher die Fähigkeit, sowohl eine Leistungsfaktor-, eine Q(U)-, als auch eine P(U)-Regelung zu realisieren.

In dieser Arbeit wird jedoch nicht weiter auf diese Alternative eingegangen.

## 3. Methodik

Ziel dieses Kapitels ist es, das im Rahmen dieser Diplomarbeit verwendete Netz-Analyse-Tool vorzustellen und ausführlich auf die zu Grunde liegende Methodik zur Aufbereitung der Input-Materialien und dem Ablauf einer Netzanalyse einzugehen. Dabei wird versucht, aus den zur Verfügung stehenden Daten der zu untersuchenden Mittelspannungsnetze, Kenntnis über die unterlagerten Niederspannungsnetze zu gewinnen. Diese Informationen sind nicht vorhanden, für die weiteren Analysen aber von wesentlicher Bedeutung und müssen aus diesem Grund durch entsprechende Aufbereitung, Analyse und Auswertung aus dem vorhandenen Datenmaterial extrahiert werden. Zu diesem Zwecke werden in diesem Kapitel die vorhandenen Daten der Mittelspannungsnetze analysiert und basierend auf diesen realen Netzen, kleinere aber repräsentative Modellnetze abgeleitet. Anschließend werden auf Basis dieser Modellnetze die unterlagerten Niederspannungsnetze abgeschätzt und entworfen. Des Weiteren wird auf das für die Auswertung der Ergebnisse des Netz-Analyse-Tools, verwendete Offline-Analysetool eingegangen.

### 3.1 Netz-Analyse-Tool NAT

Für nahezu alle wichtigen Simulationen und Analysen im Rahmen dieser Diplomarbeit ist das Softwarepaket „Netz-Analyse-Tool“, kurz NAT, essentiell. Dieses Simulationstool kombiniert Last- und Einspeiseprofile mit einer probabilistischen Monte Carlo Simulation und führt dabei Lastflussberechnungen für beliebige Netzstrukturen und unterschiedlichste Last- und Einspeiseszenarien durch, wodurch die Netzspannungsprofile, die Belastungssituationen der Betriebsmittel, sowie die elektrischen Leistungsverluste des jeweiligen Netzes berechnet werden können. Des Weiteren bietet es den Vorteil, dass es den Einfluss von zeitabhängigen oder Netzstrukturabhängigen Komponenten, wie sie zum Beispiel „regelbare Ortsnetztransformatoren“ darstellen, berücksichtigen kann [26] [27].

Abbildung 3-1 zeigt einen Screenshot des Hauptarbeits-GUIs der verwendeten Softwareversion.

### 3. Methodik

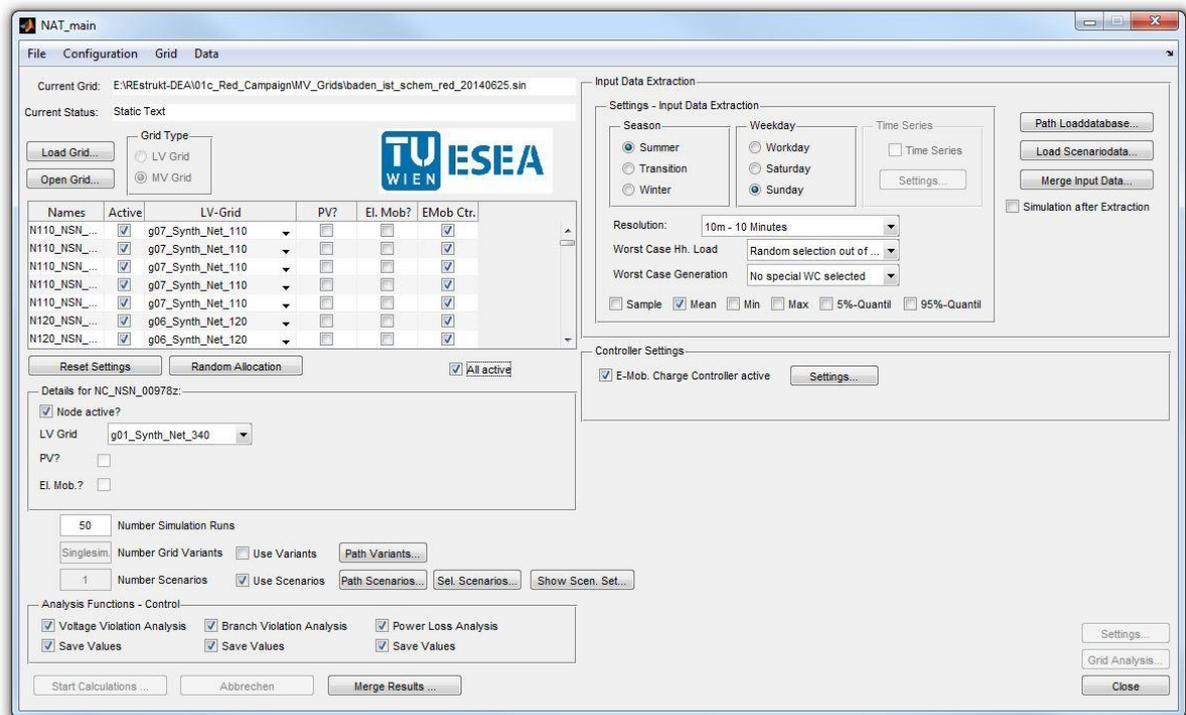


Abbildung 3-1: Screenshot des Hauptarbeits-GUI des NAT im Modus der Analyse von MS-Netzen

Im Zuge dieser Diplomarbeit wurde dieses, am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien in Kooperation mit SIEMENS AG Österreich entwickelte Softwarepaket erstmals für groß angelegte Simulationen verwendet und entsprechend den dabei aufgetretenen Erkenntnissen und Anforderungen erweitert. Daher wurde auch die Anwendbarkeit der dem NAT zugrundeliegende Methodik erstmals getestet und bewertet.

Das verwendete Analysetool basiert auf einer Kopplung von PSS@SINCAL und MATLAB® und ermöglicht eine automatisierte Simulation von Verteilnetzen mit synthetische Tageslast- und Einspeiseprofilen. Dabei werden eine hohe Anzahl an unterschiedlichsten Last- und Einspeiseprofilen in unterschiedlichsten Netzstrukturen und unter Berücksichtigung aktiver Komponenten berechnet. Während der Berechnung werden die Ergebnisse nach so genannten Benchmarks (wie Verletzung des Spannungsbandes oder Überlastung von Betriebsmitteln) durchsucht und die Ergebnisse dieser Analyse in einer Ergebnisdatenbank hinterlegt.

Der Aufbau und die Verarbeitungsstruktur dieser Software ist in Abbildung 3-2 dargestellt und umfasst folgende Module:

- Datenbank mit synthetischen Profilen („Synthetic Profiles“)

### 3. Methodik

- Netze und Netzvarianten (inkl. Modelle der aktiven Komponenten) („Grids“)
- Aufbereitung der Eingabedaten („Input data preparation“)
- Netzsimulation und Analyse („Grid simulation“)
- Nachbereitung und Visualisierung („Post processing“)

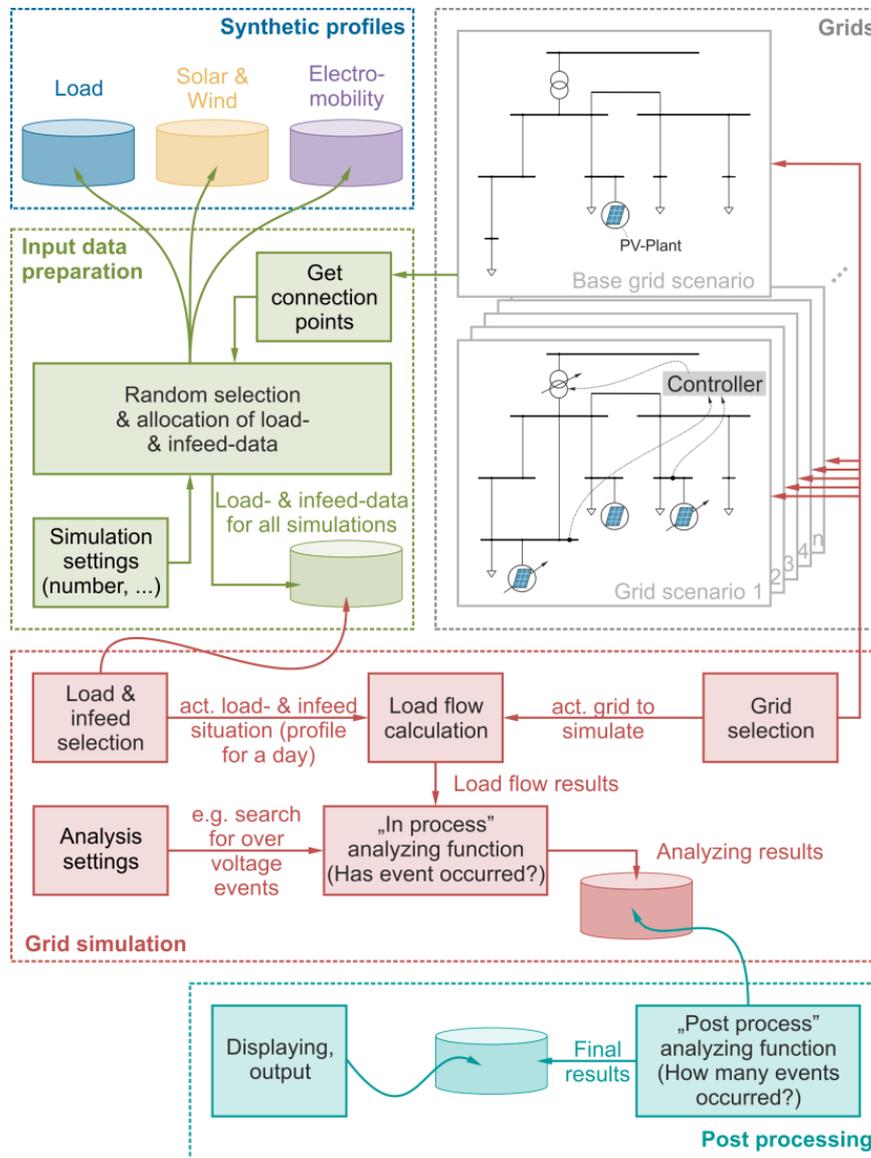


Abbildung 3-2: Schema des Netz-Analyse-Tools NAT

Die Inputs für die Netzanalysen stellen zum einen synthetische Last- und Einspeiseprofile dar. Diese reproduzieren das Verhalten von Haushaltslasten, Einspeisungen elektrischer Energie aus Photovoltaikanlagen und die Ladekurven elektrischer Fahrzeuge (Modul „Synthetic Profiles“ in Abbildung 3-2) [24]. Diese Profile stammen dabei aus Datenbanken, die dem Tool angegeben bzw. zugewiesen werden

können. Auf die für die jeweiligen Analysen eingesetzten Datenbanken wird in den entsprechenden Abschnitten genauer eingegangen.

Das Modul „Netze und Netzvarianten“ („Grids“) dient zum Laden der zu untersuchenden Netzstrukturen, welche damit den zweiten Teil der Input-Daten abdecken. Diese liegen dabei als Netzmodelle in PSS@SINCAL vor und umfassen neben dem Netzaufbau auch alle wichtigen Kennwerte und Parameter der vorhandenen Netzelemente, wie in etwa die für Leitungen und Transformatoren. Auch werden darin aktive Komponenten (wie zum Beispiel regelbare Trafos oder PV-Anlagen mit Blindleistungsregelung) mit ihren entsprechenden Modellen abgebildet. Über die Anzahl an Lasten (welche im NAT im Fall von Niederspannungsnetzen als Hausanschlüsse, bei Mittelspannungsnetzen als nachfolgend angeschlossene Niederspannungsnetze interpretiert werden) ist auch die Anzahl an notwendigen Einzelprofilen pro Profildurchlauf für die Aufbereitung der Eingabedaten gegeben.

Nachfolgend soll etwas detaillierter auf die Funktionsweise der einzelnen Module eingegangen werden.

#### **3.1.1 Aufbereiten den Eingabedaten**

Bei der Aufbereitung der Eingabedaten werden vor der Simulation synthetische Last- und Einspeiseprofile (für die Simulation der Niederspannungsnetze) und in weiterer Folge komplette Niederspannungs-Netzprofile (für die Simulation der Mittelspannungsnetze) passend zu den zu simulierenden Netzen erstellt. Diese werden unter der Berücksichtigung der jeweiligen Szenarien-Definition wie hohe/mittlere/niedrige Last und/oder PV-Einspeisung aus den Datenbanken ausgelesen bzw. im Fall der Niederspannungs-Netzprofile durch eine Netzsimulation ermittelt. Die zeitliche Auflösung der Profile kann beliebig festgelegt werden, im Rahmen dieser Diplomarbeit wurde zum Beispiel eine Auflösung auf Basis von 10min Mittelwerten verwendet. Die Profile stehen aber bis zur Auflösung im Sekundenbereich zur Verfügung.

Über die Aufbereitung der Eingabedaten ist es möglich, ausgewählte Szenarien zu definieren, die es erlauben, unterschiedliche Tagestypen und Jahreszeiten, PV-Einspeisung oder auch Elektro-Mobilität in der Simulation zu berücksichtigen. Dazu werden unter Berücksichtigung des vorgegebenen Szenarien, zufällig Last- und

Einspeisepprofile (im Fall der Simulation von Niederspannungsnetzen) bzw. Niederspannungs-Netzprofile (im Fall der Simulation von Mittelspannungsnetzen) aus den Datenbanken ausgewählt und den einzelnen Lastknoten des geladenen Netzes zugeordnet (genauer dazu im jeweiligen Unterkapitel).

Dieser Vorgang wird pro Profilsatz durchgeführt, wobei zur Abdeckung unterschiedlichster Netzsituationen eine Vielzahl von Profilsätzen erstellt werden. Die ermittelten Eingabedaten werden in einer separaten Datenstruktur abgelegt und stehen in weiterer Folge für die Analysen aller Netzvarianten zur Verfügung. Dadurch ist sichergestellt, dass alle Analysen der untersuchten Netzvarianten auf den gleichen Eingabedaten beruhen.

Das Modul „Aufbereitung der Eingabedaten“ ermöglicht es außerdem, wie bereits erwähnt, Ergebnisse von vorgehenden Niederspannungsnetzsimulationen als Eingabedaten für Mittelspannungsnetze zu nutzen. Dabei ist es möglich, Ergebnisse aus zuvor durchgeführten Simulationen von Niederspannungsnetzen den entsprechenden Verbindungspunkten (Ortsnetzstationen) zuzuweisen. Dazu kann bei der „Aufbereitung der Eingabedaten“ zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetzen gewählt werden. Wird im NAT „NS-Netz“ ausgewählt so wird im zuvor geladenen Netz jedem Lastknoten je nach gewähltem Szenario ein entsprechendes Last- bzw. Einspeiseprofil zugeordnet. Bei einer Auswahl des Netztyps „MS-Netz“ wird jeder Transformatorstation im Mittelspannungsnetz, ein dem Szenario entsprechendes Niederspannungsnetz zugeordnet, welches schon zuvor mit denselben Szenario-Einstellungen durchgerechnet wurde.

Eine zukünftige Weiterentwicklung des NAT könnte in dem Modul „Aufbereitung der Eingabedaten“ nicht auf synthetische Profile zurückgreifen, sondern zum Beispiel auch auf eine Datenbank mit realen Messergebnissen.

#### **3.1.2 Netze und Netzvarianten**

Wie bereits eingangs erwähnt, stellt das Modul „Netze und Netzvarianten“ den zweiten Teil der Eingangsdaten dar, da ein zentrales Feature des Programmpaketes NAT darin besteht, es zu ermöglichen, diverse Umstrukturierungs-, Ausbau- bzw. Verbesserungsmaßnahmen eines Basisnetzes zu untersuchen. Solche Maßnahmen können einerseits passive Umstrukturierungsmaßnahmen sein, andererseits aktive

Komponenten zum Beispiel wie „regelbare Ortsnetztransformatoren“ oder „Aktive Spannungsregelung an Erzeugungsanlagen“ umfassen. Dazu werden vom Programm im Zuge der Simulationsvorbereitung alle zu untersuchenden Netzvarianten geladen und mit denselben Profildaten (Last und Einspeisung der jeweiligen Szenarien der einzelnen Profildurchläufe) verknüpft.

Die jeweiligen Netz-Varianten inkl. der Modelle der aktiven Komponenten müssen in PSS@SINCAL dem NAT zur Verfügung stehen. Aus den jeweiligen Netzmodellen kann dann das NAT die benötigten Informationen für die Aufbereitung der Eingabedaten (Lastknoten) ermitteln, Simulationen durchführen und Ergebnisse auslesen.

#### **3.1.3 Netzsimulation und Analyse**

Während der Netzsimulation, lädt NAT das zu untersuchende Netzmodell automatisch in PSS@SINCAL und führt dort eine Lastflussberechnung für jeden einzelnen Zeitschritt der aufbereiteten Profile durch. Dabei können auch die Einflüsse aktiver Komponenten bereits simuliert werden. Die Ergebnisse jeder Rechnung werden anschließend in den sogenannten NAT internen Analysefunktionsbaustein „in-process analysis“ transferiert. Die Funktionsweise dieses Bausteins hängt dabei davon ab, welche Benchmark-Tests durchgeführt werden sollen. Diese Tests umfassen dabei die Untersuchung auf Spannungsbandverletzungen, auf Überlastung der Betriebsmittel und der Netzverluste. Die Ergebnisse der „in-process“ Analysefunktion werden abschließend in der dafür vorgesehenen Ergebnisdatenbank abgespeichert, zusammen mit den Informationen welche Netzstruktur verwendet wurde, sowie der aktuellen Zusammenstellung der für die Simulation eingesetzten Last- und Einspeiseprofile und der durchlaufenen Szenarien.

#### **3.1.4 Nachbereitung und Visualisierung**

Nachdem alle Simulationen abgeschlossen sind, können die Ergebnisse in der „Nachbereitung“ ausführlich untersucht werden. Im Rahmen dieser Diplomarbeit wird zu diesem Zwecke ein Offline-Analysetool eingesetzt, welches in Abschnitt 3.2 näher erläutert wird. Die Ergebnisse enthalten dabei unter anderem die Anzahl an Spannungsbandverletzungen die aufgetreten sind, deren Häufigkeit in Abhängigkeit

verschiedener Szenarien und Netzstrukturen aber auch Überlastungssituation der Betriebsmittel und die Leistungsverluste im Netz.

#### **3.1.5 Ablauf einer Netzanalyse auf MS-Ebene [11]**

Um die vorhergehenden Ausführungen etwas klarer darzustellen, soll nachfolgend der Ablauf einer Netzanalyse mittels dem NAT nun noch kurz genauer anhand eines Beispiels illustriert werden, wobei auch noch genauer auf die Quelle der einzelnen Inputdaten eingegangen wird.

Vor der möglichen automatisierten Analyse müssen die zu untersuchenden MS-Netze einerseits als Netzmodelle in PSS®SINCAL erstellt werden sowie die Größe der an die jeweiligen ON-Stationen angeschlossenen NS-Netze ermittelt werden. Dazu sind natürlich eine Vielzahl an Informationen notwendig (Kabellängen und -parameter, Transformatoraten, Netztopologie, Tagesgangmessungen an den einzelnen Abgängen, ...). Diese vorhergehenden Schritte werden anhand der in der Diplomarbeit untersuchten Netze in den Kapiteln 3.3 und 3.4 dargestellt.

Stehen die MS-Netze sowie die darin enthaltenen NS-Netzmodelle zur Verfügung, werden zunächst die Niederspannungsnetze simuliert, damit diese Simulationsergebnisse als Input für die MS-Netzsimulation zur Verfügung stehen. Dabei wird jedes einzelne NS-Netz einzeln simuliert, gemäß folgendem Ablauf:

Zunächst wird jedes der NS-Netze in das NAT geladen. Das NAT ermittelt anhand der Objekte „Allgemeine Last“ im Netzmodell die notwendige Anzahl an Hausanschlüssen innerhalb des NS-Netzes. In Abbildung 3-3 ist ein beispielhaftes NS-Netz dargestellt, darin sind diese Hausanschlüsse mit „HA\_...“ beschriftet.

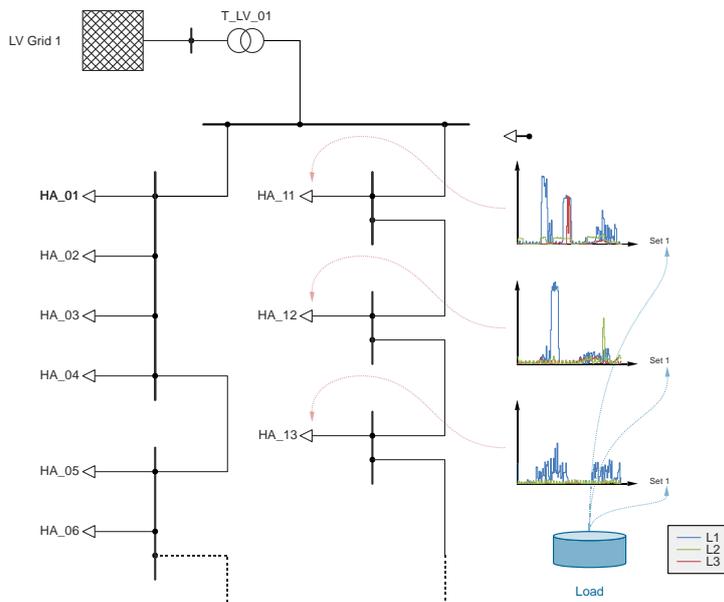


Abbildung 3-3: Zuweisung von Haushaltslastprofilen zu den einzelnen Lasten in einem NS-Netz

Jedem dieser HA-Anschlüsse wird zufällig aus der entsprechenden Datenbank ein Profil zugeordnet. Das Ziehen der Profile erfolgt hier aus der Datenbank mit Haushaltslastprofilen „Load“. Dabei ist für die Lastprofile die Bewohner- und Beschäftigungssituation der jeweiligen Haushalte (zum Beispiel „Single, Vollzeit“, oder „Paar, Teilzeit“) entweder bestimmt und im NAT hinterlegt oder wird gemäß einer Verteilung zufällig zugeordnet. In Abbildung 3-3 ist diese Zuordnung exemplarisch für die drei Hausanschlüsse HA\_11 bis HA\_13 dargestellt. Jede Last bzw. Hausanschluss hat daher ein dezidiertes und eigenständiges Profil innerhalb des aktuellen Profilsatzes<sup>1</sup> (hier der erste Satz „Set 1“).

Um den eingangs erwähnten Monte-Carlo-Simulationsansatz zu genügen, sind eine Vielzahl an unterschiedlichen Profilvarianten und Kombinationen notwendig. Daher wird der vorhergehende Schritt solange wiederholt, bis eine genügend hohe Anzahl an Profilsätzen zur Verfügung steht (siehe Abbildung 3-4). Da in den verwendeten Datenbanken eine sehr hohe Anzahl an unterschiedlichsten Profilen zur Verfügung steht, kommt es eher selten zur Zuweisung von gleichen Profilen über unterschiedliche Profilsätze. Innerhalb eines Satzes ist sogar jedes Profil aufgrund des Verfahrens „Ziehen ohne zurücklegen“ einzigartig.

<sup>1</sup> Gemeint ist hier die Sammlung aller Einzel-Profile für die Simulation des Netzes für 24h

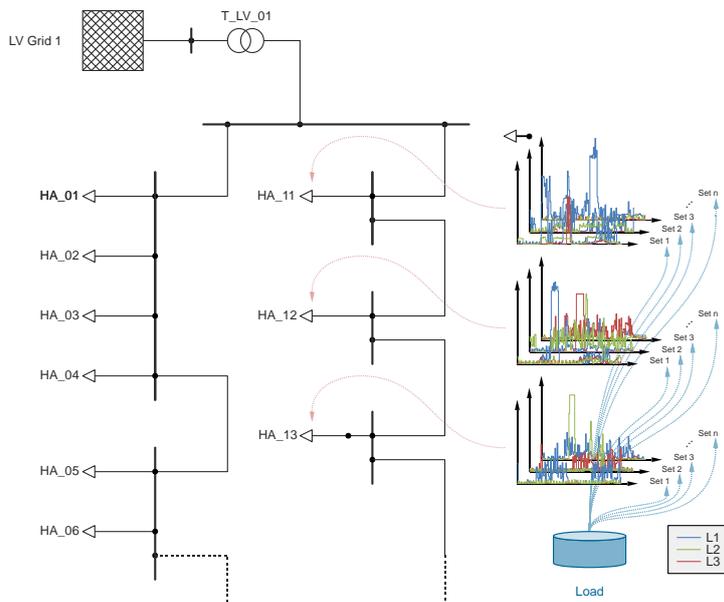


Abbildung 3-4: Erstellen einer Vielzahl unterschiedlicher Profilsätzen – hier nur für Haushaltslasten dargestellt

Jeder Profilsatz ist eine eigenständige Sammlung von Einzelprofilen, er beschreibt daher die Last- und Einspeisesituation von 24h konkret. Über die hohe Anzahl an unterschiedlichen Profilsätzen werden die unterschiedlichsten Profil-Kombinationen und damit in weiterer Folge auch die Verteilung der Last und der Einspeisung abgebildet.

Bei der Zuweisung von zusätzlichen Lastprofilen aufgrund des Ladens von Elektrofahrzeugen wird sehr ähnlich vorgegangen. Das NAT hat hierbei gemäß der Szenarien-Definition (siehe Abschnitt 4.1) eine gewisse Wahrscheinlichkeit, dass an einem Hausanschluss auch ein Elektrofahrzeug angeschlossen und geladen werden wird (zum Beispiel 50% Wahrscheinlichkeit: die Hälfte der Hausanschlüsse weist ein angeschlossenes Elektrofahrzeug auf). Aus der Datenbank „Electromobility“ (siehe Abschnitt 4.1.3) werden dann analog zu den Haushaltslastprofilen zufällig Ladepprofile den Hausanschlüssen zugeordnet. In Abbildung 3-5 ist das illustriert, wobei nicht aktive Komponenten in der Darstellung ausgegraut gezeigt werden (zum Beispiel ist für den dargestellten Profilsatz kein Elektrofahrzeug am Hausanschluss HA\_11 aktiv).

Bei Einspeisern in Form von PV-Anlagen wird etwas anders vorgegangen: Pro Profilsatz wird ein Strahlungsverlauf (Strahlungsstärke inkl. Richtung sowie die

### 3. Methodik

Zusammensetzung in Direkt- und Diffus-Strahlung) aus der Datenbank „Solar & Wind“ gezogen, welche nur Dargebotsverläufe enthält<sup>2</sup>.

Basierend auf der aktuellen Szenarien-Definition (siehe Abschnitt 4.1) werden die einzelnen Hausanschlüsse mit PV-Anlagen ausgestattet. So kann zum Beispiel definiert werden, dass 50% der Hausanschlüsse eine PV-Anlage mit einer mittleren installierten Leistung von  $5\text{kW}_{\text{peak}}$  aufweisen sollen. Es werden dann zufällig Anlagen erstellt, die auch in ihrer Anlagengröße und deren Ausrichtung sowie Wirkungsgrad gestreut werden, und diese den Hausanschlüssen zugeordnet. Jede Anlage ist dabei individuell: die eine weist zum Beispiel eine installierte Leistung von  $3\text{kW}_{\text{peak}}$  (einphasig) auf, mit einer Neigung von  $27^\circ$  und  $3^\circ$  Drehung aus der Südachse, die nächste Anlage  $7,5\text{kW}_{\text{peak}}$  (dreiphasig) mit einer Neigung von  $32,3^\circ$  und  $-6^\circ$  Drehung aus der Südachse, usw. Für jeden Profilsatz wird diese Zuordnung und Anlagendefinition neu erstellt.

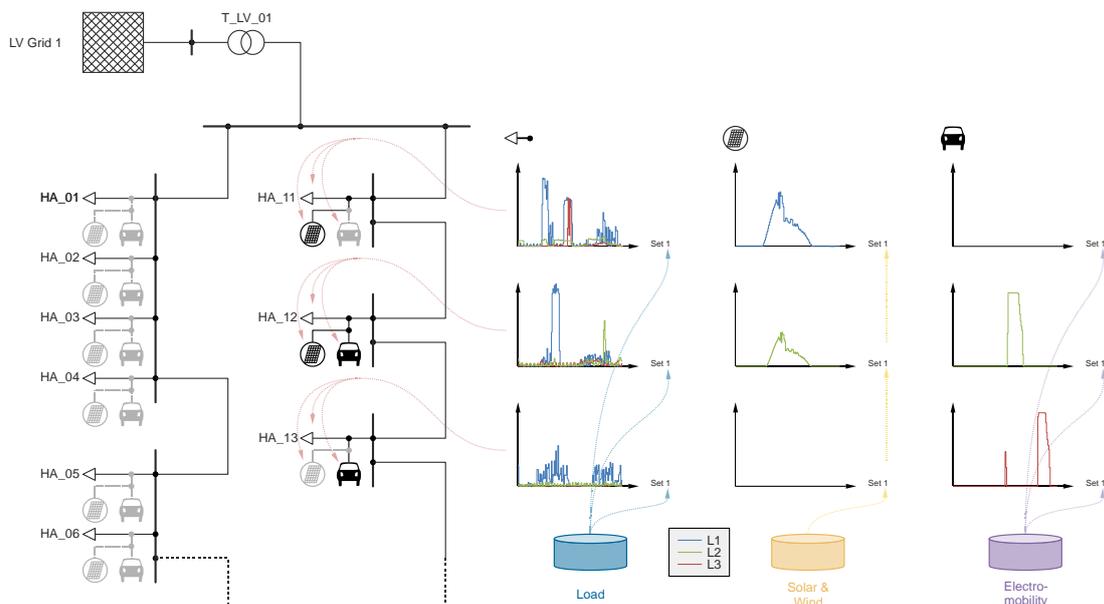


Abbildung 3-5: Profilsatzerstellung zusätzlich mit Einspeisung in Form von PV-Anlagen und Elektrofahrzeugen als zusätzlich Last

Aus den Strahlungsprofilen aus der Datenbank und den Anlagenparameter sowie einer kleinen zeitlichen Streuung in der Zeit wird dann das eigentliche Einspeiseprofil

<sup>2</sup> Neben den hochauflösten Strahlungsdaten für PV-Anlagen, welche auch den Wettereinfluss in Form von Bewölkung berücksichtigen, stehen analog für die Simulation von Kleinwindkraftanlagen Windgeschwindigkeiten in hoher Auflösung zur Verfügung.

### 3. Methodik

berechnet (ein- oder dreiphasig je nach installierter Leistung<sup>3</sup>). Damit wurde der Umstand modelliert, dass ein NS-Netzbereich eher eine kleinere räumliche Ausdehnung aufweist und daher die einzelnen PV-Anlagen ein eher ähnliches Einspeiseprofile innerhalb des Profilsatzes aufweisen werden (skizziert in Abbildung 3-5 und Abbildung 3-6).

Hier zeigt sich sehr gut der große Vorteil der vorgestellten Methodik: Durch die Verwendung konkreter Profile kann diese, aus Netzsicht eventuell ungünstige Gleichzeitigkeit der PV-Einspeisung sehr einfach abgebildet werden, im Gegensatz zu rein stochastischen Methoden. Auch ist die schnelle Leistungsänderung, die für aktive Regelungsstrukturen eine Herausforderung darstellen kann, in diesem Ansatz bereits berücksichtigt.

Nach Abschluss der Eingabedatenaufbereitung stehen nun die  $n$  Profilsätze in der Datenstruktur „Load- and infeed-data for all simulations“ zur Verfügung. Nun werden die  $n$  Profilsätze Satz für Satz durchsimuliert, die Ergebnisse der einzelnen Lastflussrechnungen, insbesondere der Gesamtleistungsfluss über den Transformator werden in einer Ergebnisdatenbank hinterlegt, siehe Abbildung 3-6.

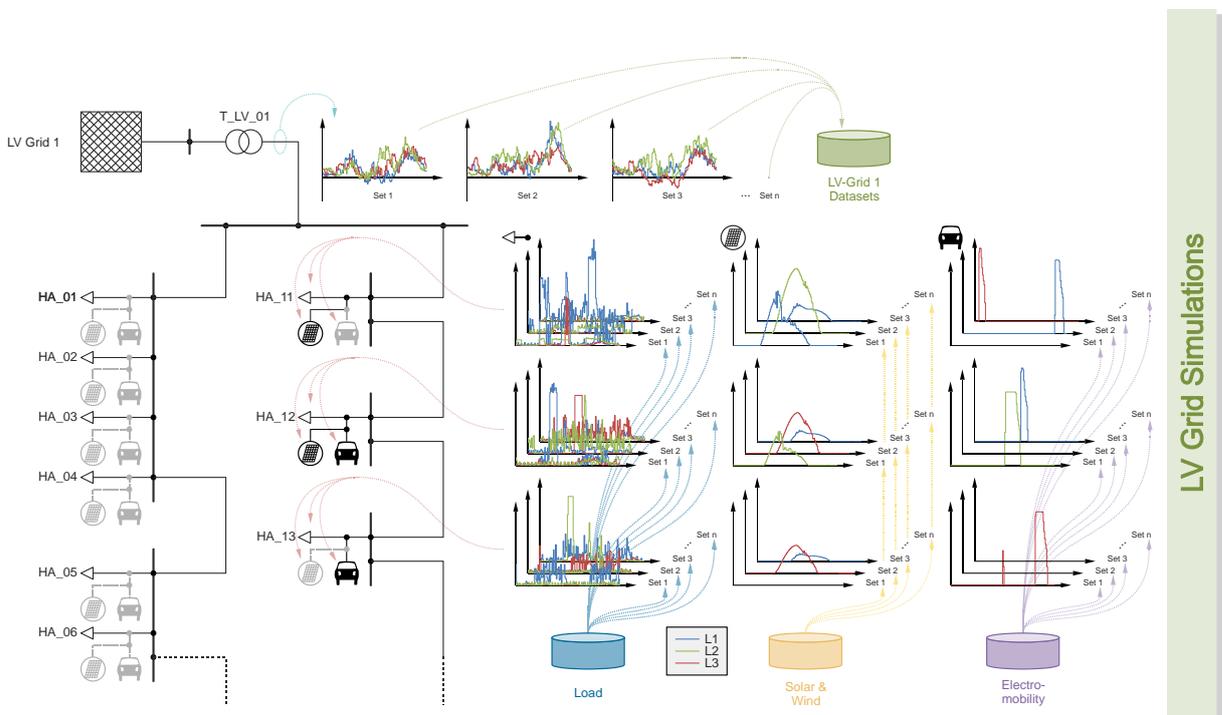


Abbildung 3-6: Ergebnis der Aufbereitung der Eingabedaten und Simulation der Profilsätze

<sup>3</sup> Weist die Anlage eine installierte Leistung von  $<4,6\text{kW}_{\text{peak}}$  auf, wird sie einphasig modelliert, liegt die Leistung darüber, dreiphasig.

### 3. Methodik

Die beschriebene Vorgehensweise wird für alle  $N$  NS-Netze wiederholt, welche zum Bereich des zu untersuchenden MS-Netzes befinden. Es entsteht eine Ergebnisdatenbank mit den Simulationsergebnissen der NS-Netze als Input für die MS-Simulation (Abbildung 3-7).

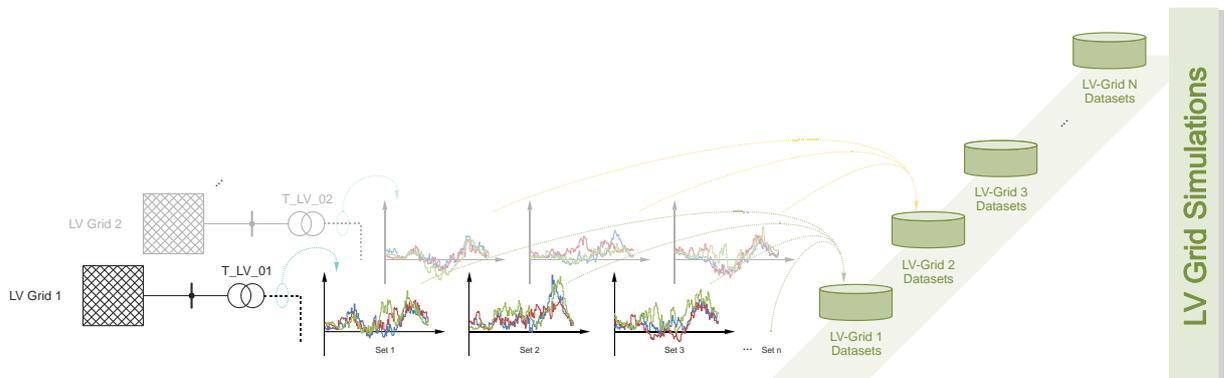


Abbildung 3-7: Erstellung der Datenbank mit NS-Netzsimulationsergebnisse

In diesem Stadium ist die NS-Netzanalyse abgeschlossen<sup>4</sup>, die gesammelten Ergebnisse stellen somit gemeinsam mit den MS-Netzmodellen und Varianten die Eingangsgrößen für die nachfolgenden Analysen dar.

Wird das NAT im MS-Netzmodus betrieben, wird die Zuordnung der Profile basierend auf dem geforderten Typ an NS-Netz getroffen, welches an der Ortsnetzstation angeschlossen werden soll. In Abbildung 3-8 ist das dargestellt: Die Lasten (Name „LVG\_...“) in diesen Netzmodellen stellen nun NS-Netze dar, welche über die jeweiligen ON-Transformatoren (Name „T\_LV\_...“) an das MS-Netz angeschlossen sind. In Klammer ist bei den jeweiligen Lasten der geforderte Typ von NS-Netz an diesem Punkt angegeben. Diese Zuordnung ergibt sich zuvor bei der eingangs erwähnten Analyse entweder für einen Abgang gleich über alle ON-Stationen oder ergibt sich basierend auf der Transformatorgröße (siehe Abschnitt 3.4). Diese Zuordnung kann über die Benutzeroberfläche des NAT festgelegt werden (vergl. Tabellenteil in Abbildung 3-1).

<sup>4</sup> Natürlich kann mit Hilfe des OAT eine eingehende Untersuchung der NS-Netze durchgeführt werden. Dies ist insbesondere dann interessant, wenn aktive Komponenten bereits in der NS-Ebene zum Einsatz kommen.

### 3. Methodik

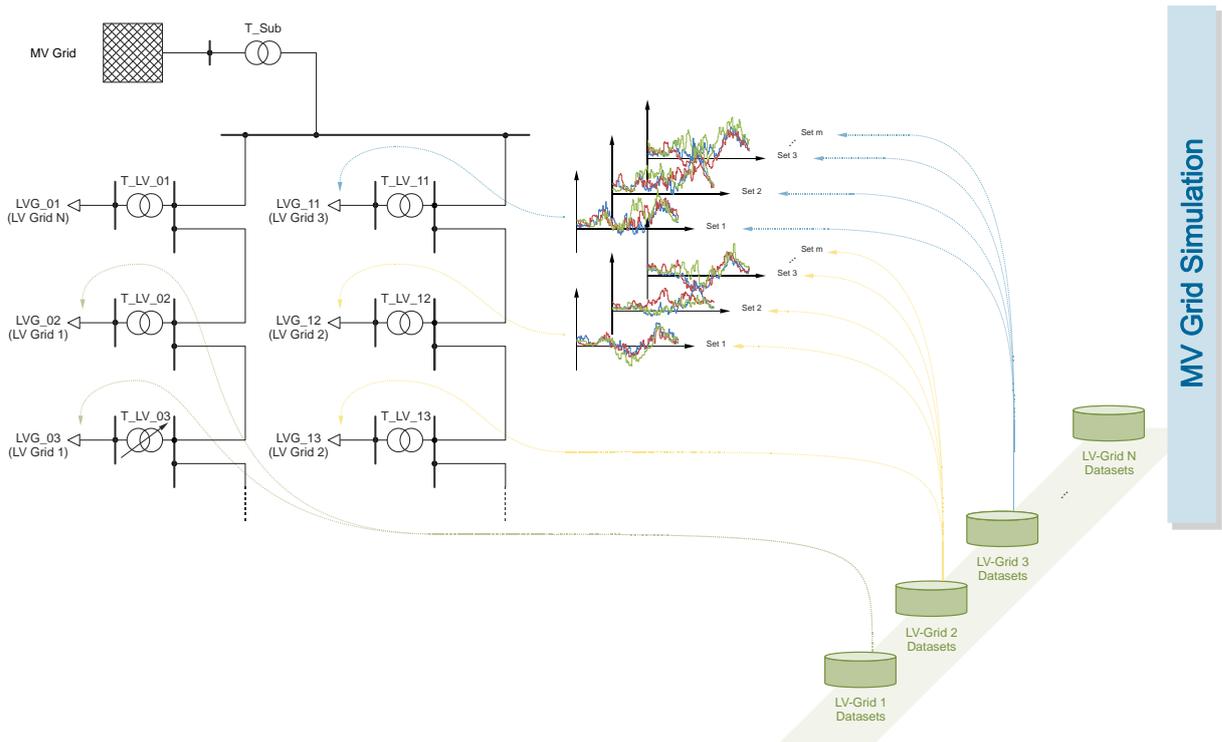


Abbildung 3-8: Ablauf bei der MS-Netzanalyse – Zuordnung der Profile basiert dem Typ des NS-Netzes, welches an der ON-Station angeschlossen werden soll

Basierend auf dem geforderten Typ werden die entsprechenden Profildaten aus der Ergebnisdatenbank geladen und dem Anschlusspunkt zugeordnet. Aus den Ergebnissen der jeweiligen NS-Netze werden aus den  $n$  Profilsätzen jeder Last  $m$  Profilsätze für die MS-Simulation zugeteilt. Hierbei wird nur die Leistung über den NS-Transformator herangezogen (dies repräsentiert Leistungsaufnahme inklusive der Verluste des NS-Netzes ohne Transformator).

Im Rahmen dieser Diplomarbeit wurden für die NS-Netze synthetische Netze verwendet (siehe Abschnitt 3.4), wobei nur eine kleine Anzahl unterschiedlicher Netze für eine Vielzahl an NS-Anschlusspunkten verwendet wurden. Dadurch konnte die NS-Ergebnisdatenbank in ihrer Größe deutlich reduziert werden, weshalb es auch zu einer Zuordnung des gleichen Typs von NS-Netzen an mehreren Anschlusspunkten im NS-Netz kommt, was auch in Abbildung 3-8 angedeutet ist. Genauso wie bei den Haushaltslasten ist aber sichergestellt, dass innerhalb eines Profilsatzes niemals das gleiche Profil mehrmals verwendet wird. Über die Profilsätze hinweg kann es aber wiederum zu einer Mehrfachverwendung kommen.

Falls die unterliegenden NS-Netze alle auch in ihrem Netzmodell bekannt wären, könnte das soeben beschriebene Verfahren genauso verwendet werden, nur dass die

Anzahl der NS-Netze und damit an unterschiedlichen Typen sich mit der Anzahl an Anschlusspunkten deckt.

Die Simulation und die Berechnungen laufen dann ähnlich wie jene für die NS-Netze und es wird eine Ergebnisdatenbank erstellt, welche dann in weiterer Folge mit Hilfe des OAT (siehe Abschnitt 3.2) untersucht werden kann.

Der soeben geschilderte Ablauf muss, da sich ja die entsprechenden Einstellungen ändern, pro untersuchtem Szenario wiederholt werden (insbesondere die NS-Netzsimulationen). Das NAT unterstützt hierbei aber mit einem Datenmanagement, man muss zuvor nur die Szenarien definieren, der Rest wird automatisiert durchgeführt.

Zusammenfassend ergibt sich für die MS-Netz-Analyse folgender Ablauf

**a. Simulation der NS-Netze**

- Festlegen der NS-Netze und Erstellung der Netzmodelle in PSS®SINCAL
  - Definition der Simulationsszenarien
  - Laden der NS-Netze ins NAT
  - Laden der Simulationsszenarien ins NAT
  - Festlegen der Input-Datenbank (hier synthetische Profile)
  - Auswahl der zu simulierenden Szenarien
  - Erstellung der Eingangsdaten für die NS-Netze und Szenarien mit NAT
  - Simulieren der NS-Netze und aller Szenarien mit NAT
- Endergebnis: Datenbank mit NS-Simulationsergebnissen

**b. Simulation der MS-Netze**

- Erstellen der MS-Netzmodelle in PSS®SINCAL
  - Laden der MS-Netze ins NAT
  - Festlegen der Input-Datenbank (hier NS-Simulationsergebnisse)
  - Zuordnung der NS-Netze in die MS-Netze
  - Auswahl der zu simulierenden Szenarien
  - Erstellung der Eingangsdaten für die MS-Netze und Szenarien mit NAT
  - Simulieren der MS-Netze und aller Szenarien mit NAT
- Endergebnis: Datenbank mit MS-Simulationsergebnissen

**c. Ergebnisse mit Offline Analysetool (OAT) auswerten**

## 3.2 Offline-Analysetool

Um auf die Ergebnisse der Lastprofilanalysen, welche mit Hilfe des Netz-Analyse-Tools NAT im Rahmen dieser Diplomarbeit durchgeführt wurden, zugreifen zu können, wurde eine Visualisierungssoftware, welche im Rahmen eines Forschungsprojektes erstellt und für diese Diplomarbeit gemeinsam mit dem NAT zur Verfügung gestellt wurde [11], verwendet. Mit diesem Offline-Analysetool, kurz OAT, können nun alle Simulationsergebnisse aus den jeweiligen Ergebnisdatenbanken herausgezogen und visualisiert werden. Dies ermöglicht einfache Analysen und Bewertungen der vorgenommenen Simulationen. Die Benutzeroberfläche der Software ist in Abbildung 3-9 dargestellt.

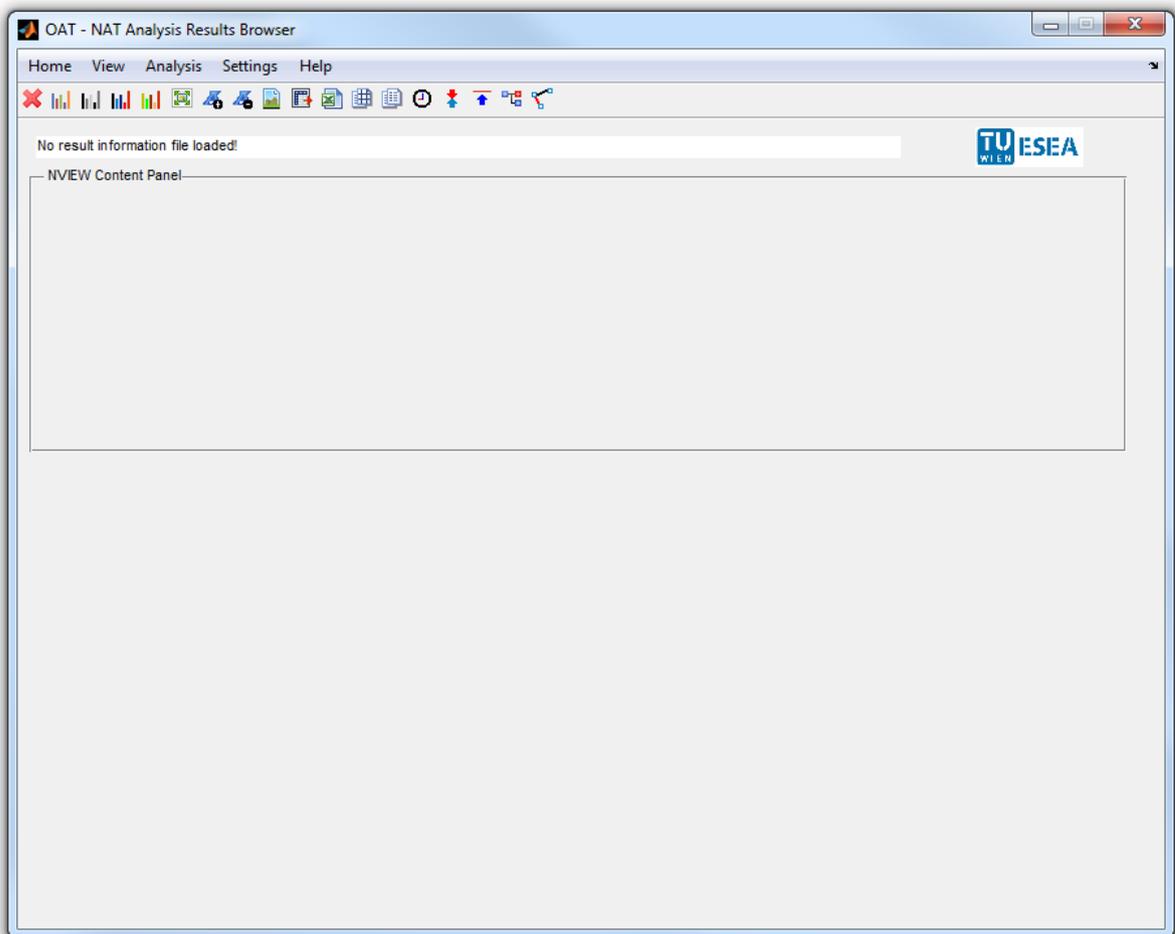


Abbildung 3-9: Benutzeroberfläche des Offline-Analysetools

Zunächst werden unter dem Menüpunkt „Home“ die gewünschten NAT Resultate geladen, also die jeweils zu einer Simulation zugehörige Ergebnisdatenbank angegeben.

Unter dem Menüpunkt „View“, können die Simulationsoptionen, die Szenarioinformationen und die Netzinformationen der jeweils geladenen Datenbank abgerufen werden. Dabei geben die Simulationsoptionen zum Beispiel Auskunft darüber, wie viele Last- und Einspeiseprofile pro Szenario verwendet wurden, aber auch welche Benchmark-Tests in der Simulation mittels NAT durchgeführt wurden. In den Szenarioinformationen findet man eine kurze, zusammenfassende Information der verwendeten Szenarien und unter den Netzinformationen werden alle Netzstrukturen angegeben, welche unter den gleichen Simulationseinstellungen und damit den gleichen Netzprofilen (siehe dazu Abschnitt 3.4) simuliert wurden.

In den „Settings“ findet man zusätzlich noch einen Debug-Modus und unter „Help“ Informationen über die Software.

Die Symbolleiste bietet dabei die Möglichkeiten, die Farben in den Diagrammen der Ergebnisdarstellungen zu verändern, sowie deren Größen und die Schriftgrößen darin zu bestimmen. Des Weiteren können die Diagramme als Bilddateien gespeichert oder nach Microsoft®Excel exportiert werden. Weiter Auswahlmöglichkeiten, die die Symbolleiste enthält sind die Möglichkeiten, nur bestimmte Netzvarianten zu visualisieren (falls mehrere in NAT simuliert wurden) oder auch nur bestimmte Szenarien. Auch kann der gewünschte, zu beobachtende Zeitraum basierend auf ganzen Stunden gewählt werden. Weiters können (sofern genug Daten in der Ergebnisdatenbank vorhanden sind) die Limits für das zulässige Spannungsband und für die maximal zulässige Belastungen der Leitungen und Transformatoren nachträglich geändert werden. All diese Beobachtungen können auf bestimmte, auszuwählende Knotenpunkte bzw. Leitungen und Transformatoren des Netzes beschränkt werden.

Die eigentliche Visualisierung und Auswertung findet mit der Symbolleiste und dem Menüpunkt „Analysis“ statt. Unter diesem Menüpunkt kann zwischen folgenden Analysen gewählt werden:

#### 1. Last- und Einspeiseanalyse

Bei dieser Analysevariante können genauere Informationen über die Last- und Einspeiseverhältnisse im jeweilig untersuchten Netz betrachtet werden. Dazu können zum einen die Werte des Leistungsverbrauches der Haushalte, der Leistungsaufnahme der Elektrofahrzeuge, die eingespeiste Leistung durch Photovoltaik und die Gesamtleistung im Netz in Form einer Tabelle zusammengefasst werden. Dabei stehen die Maximal- und Minimalwerte, sowie die Durchschnittswerte und die Standardabweichung dieser zur Verfügung.

Zum anderen können all diese Werte auch in Form von Tagesverläufen visualisiert werden. Dabei besteht die Möglichkeit, alle Einzelprofile darzustellen. Es können aber auch die Durchschnittsverläufe sowie Histogramme der Leistungen gebildet und dargestellt werden.

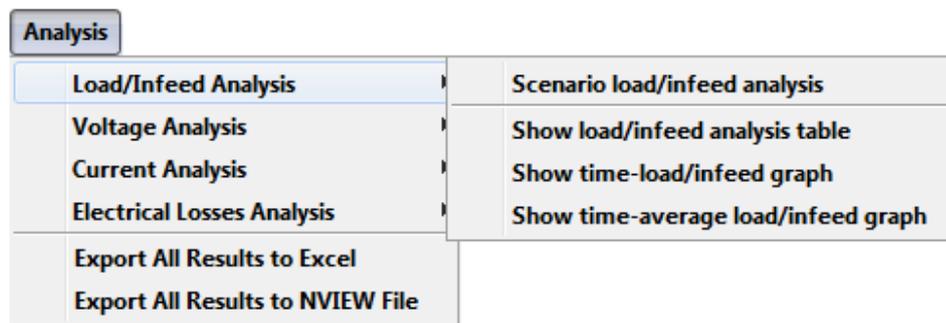


Abbildung 3-10: Auswahlmöglichkeiten für die Last- und Einspeiseanalyse im OAT

#### 2. Analyse der Spannungsverhältnisse

Bei der Untersuchung der Spannungsverhältnisse im Netzgebiet kann wiederum eine Tabelle mit einigen wichtigen Kennwerten ausgegeben werden. Dazu zählen die Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit, die Prozentzahl aller Lastknoten mit Spannungsbandverletzungen und die maximale, minimale und mittlere Spannung aller drei Phasen, betrachtet über alle ausgewählten Szenarien. Diese Werte können auch alle in Form von Histogrammen ausgegeben werden. Des Weiteren kann noch eine Auflistung aller Lastknoten ausgegeben werden, die von Spannungsbandverletzungen betroffen sind. Ebenfalls besteht die Möglichkeit, die Gesamtanzahl an Spannungsbandverletzungen im Netz in Prozent über die Zeit in Form eines Tagesverlaufes anzuzeigen. Dabei können alle Einzelprofile hintereinander dargestellt werden oder nur die zeitlichen Durchschnittswerte.

### 3. Methodik

---

Zusätzlich besteht die Option, diese Verläufe per Szenario oder per Netzvariante zu vergleichen.

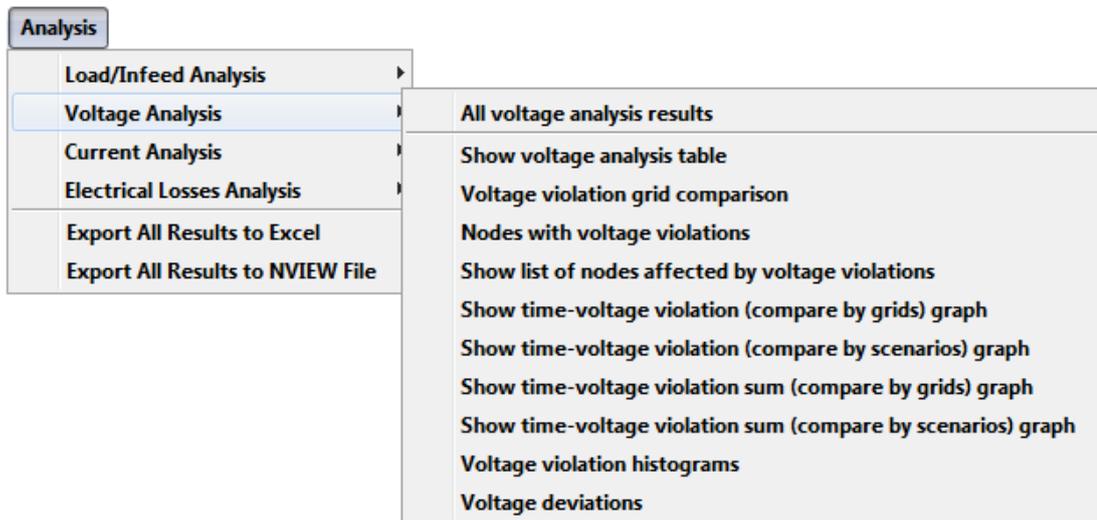


Abbildung 3-11: Auswahlmöglichkeiten für die Analyse der Spannungsverhältnisse im OAT

### 3. Analyse der Stromverhältnisse

Bei der Analyse der Stromverhältnisse kann ebenfalls eine Tabelle mit einigen wichtigen Kennwerten dargestellt werden. Diese fasst dabei die Verletzungen des Grenzwertes zur maximalen Belastbarkeit in Prozent der Zeit, die Netzelemente welche von Überstrom betroffen sind in Prozent und die durchschnittliche Belastung aller Netzelemente in Prozent des gewählten, maximalen Belastungsgrenzwertes zusammen. Wiederum können auch all diese Werte als Histogramme dargestellt werden. Die Betriebsmittel, welche Verletzungen ausgesetzt sind, können auch in einer Tabelle dargestellt werden. Zusätzlich kann unter diesem Analysepunkt sowohl der Zeitverlauf der Verletzungen der Belastbarkeitsgrenzen sowie die Belastung aller Netzelemente als Tagesverläufe dargestellt werden. Wiederum besteht die Möglichkeit, alle Einzelprofile hintereinander darzustellen oder nur die zeitlichen Durchschnittswerte. Zusätzlich besteht die Option, diese Verläufe per Szenario oder per Netzvariante zu vergleichen.

### 3. Methodik

---

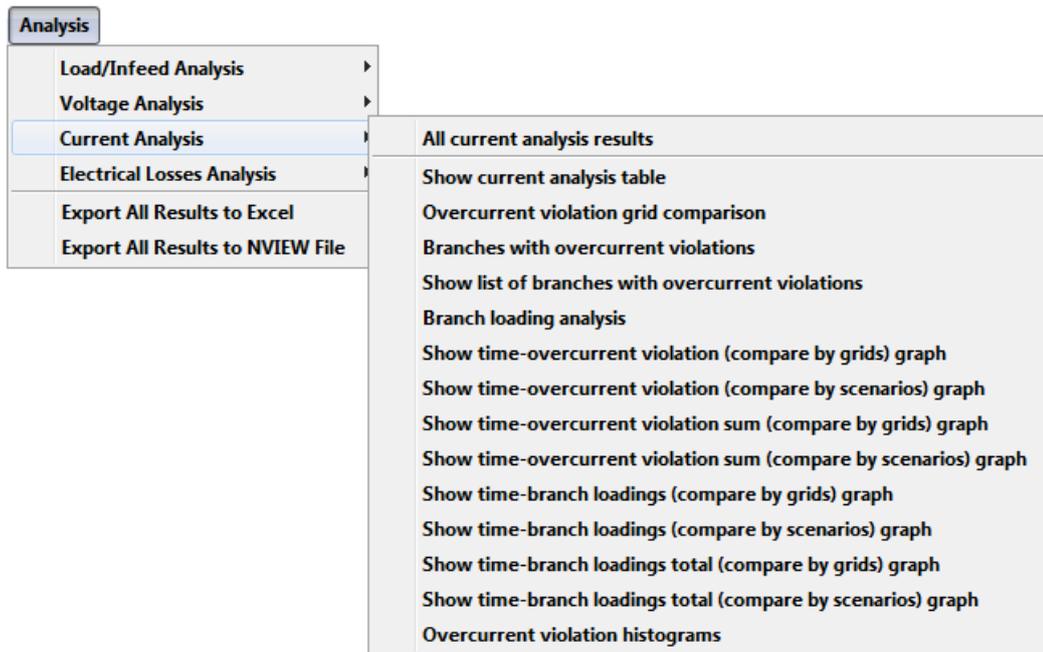


Abbildung 3-12: Auswahlmöglichkeiten für die Analyse der Stromverhältnisse im OAT

#### 4. Analyse der elektrischen Verluste

Hier können die gesamten elektrischen Verluste des Netzgebietes für den betrachteten Zeitraum (jeweiliger Tag des gewählten Szenarios) entweder in tabellarischer Form oder als Histogramm ausgegeben werden. Des Weiteren ist es möglich, den Tagesverlauf der Verluste darzustellen. Auch hier gibt es die Möglichkeit, alle Einzelprofile hintereinander darzustellen oder nur die zeitlichen Durchschnittswerte. Zusätzlich besteht die Option, diese Verläufe per Szenario oder per Netzvariante zu vergleichen.

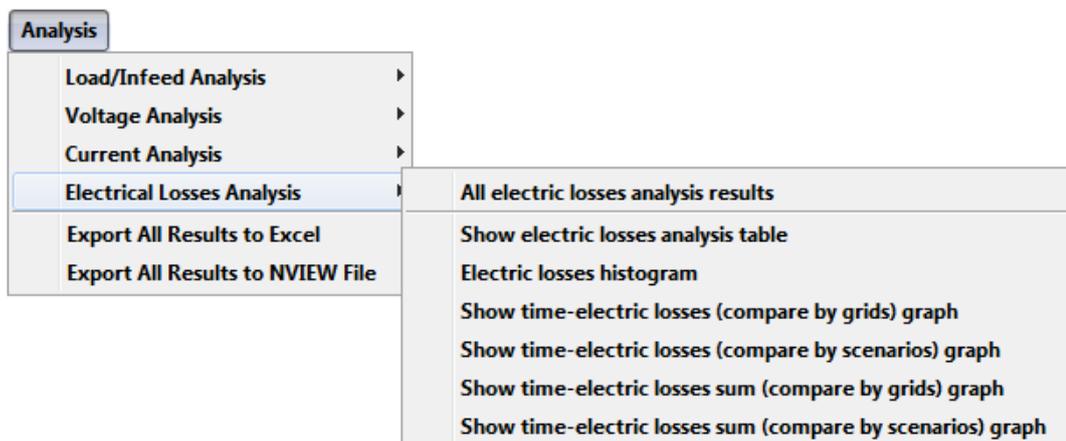


Abbildung 3-13: Auswahlmöglichkeiten für die Analyse der elektrischen Verluste im OAT

## **3.3 Beschreibung der Mittelspannungs-Modellnetze**

Das Datenmaterial, welches als Basis für diese Diplomarbeit dient, umfasst zum einen die aufgezeichneten Lastgänge eines urbanen und eines ruralen Mittelspannungsnetzgebietes. Dabei stehen sowohl Jahresganglinien als auch Tagesganglinien aller im jeweiligen Netzgebiet vorhandener Mittelspannungsabgänge zur Verfügung. Die Daten der Tagesganglinien beinhalten dabei Aufzeichnungen aus allen vier Jahreszeiten, wobei jeweils die Aufzeichnungen des ersten Mittwochs im Monat und des darauffolgenden Sonntags vorliegen. Hierbei ist zu erwähnen, dass ein Mittwoch nicht herangezogen wird, falls dieser auf einen gesetzlichen oder kirchlichen Feiertag fällt, da dies die Auswertung verfälschen und damit die Aussagekraft mindern würde. Da die vorhanden Daten aus dem Jahr 2012 stammen, tritt dieser Umstand sowohl im Frühling, der durch den Monat Mai repräsentiert wird und im Herbst, dargestellt durch den Monat November, ein. Der Winter wird des Weiteren durch den Februar und der Sommer durch den August vertreten. Die zeitliche Auflösung der Tagesganglinien beträgt dabei 15 Minuten.

Neben den Lastgängen der entsprechenden Netzgebiete stehen auch die Transformatorkennwerte, Kabel- bzw. Freileitungskennwerte sowie deren Längen und Topologie zur Verfügung, um detaillierte und aussagekräftige Analysen gewährleisten zu können.

### **3.3.1 Urbanes Netzgebiet**

Neben den Kennwerten der Netzkomponenten sowie den Leistungsprofildaten des Mittelspannungsnetzes, liegen auch noch die genauen Netzstrukturen, also die Positionen der Transformatorstationen sowie die Verlegungsverläufe der Freileitungen bzw. der Kabel der entsprechenden Gebiete vor. Ausgehend von diesen bekannten Strukturen, welche die typischen Charakteristiken eines urbanen Netzes aufweisen, wurden reduzierte Modellnetze abgeleitet. Diese umfassen zwar eine kleinere Anzahl an Mittelspannungsabgängen, bilden die realen Bedingungen jedoch sehr gut nach. Für die Untersuchungen im Rahmen dieser Diplomarbeit, sind diese Modellnetze sehr gut geeignet, da sie es erlauben, die zu untersuchenden Umstrukturierungs- und Verbesserungsmaßnahmen (siehe dazu Kapitel 4.2) mit vertretbarem Aufwand zu realisieren und untereinander zu vergleichen, da sie neben schnelleren

### 3. Methodik

---

Simulationszeiten auch eine gewisse Übersichtlichkeit gewähren. Dies vereinfacht es wesentlich, fundierte Aussagen zu treffen und Rückschlüsse auf die Wirkung der Maßnahmen zu machen, welche dann ebenfalls auf das gesamte Netzgebiet anwendbar sind.

Eine lageorientierte Darstellung dieses Modellnetzes, welches aus dem urbanen Netzgebiet hervorgegangen ist, zeigt Abbildung 3-14. Darauf ist trotz der Reduzierung auf nur mehr wenige Mittelspannungsabgänge noch immer zu erkennen, dass es sich dabei um ein typisches, urbanes Netzgebiet handelt, da die Anzahl der Transformatorstationen pro Abgang als verhältnismäßig niedrig angesehen werden kann. Zu erwähnen ist hier noch, dass es sich beim urbanen Mittelspannungsnetz um ein 10kV Netz handelt.

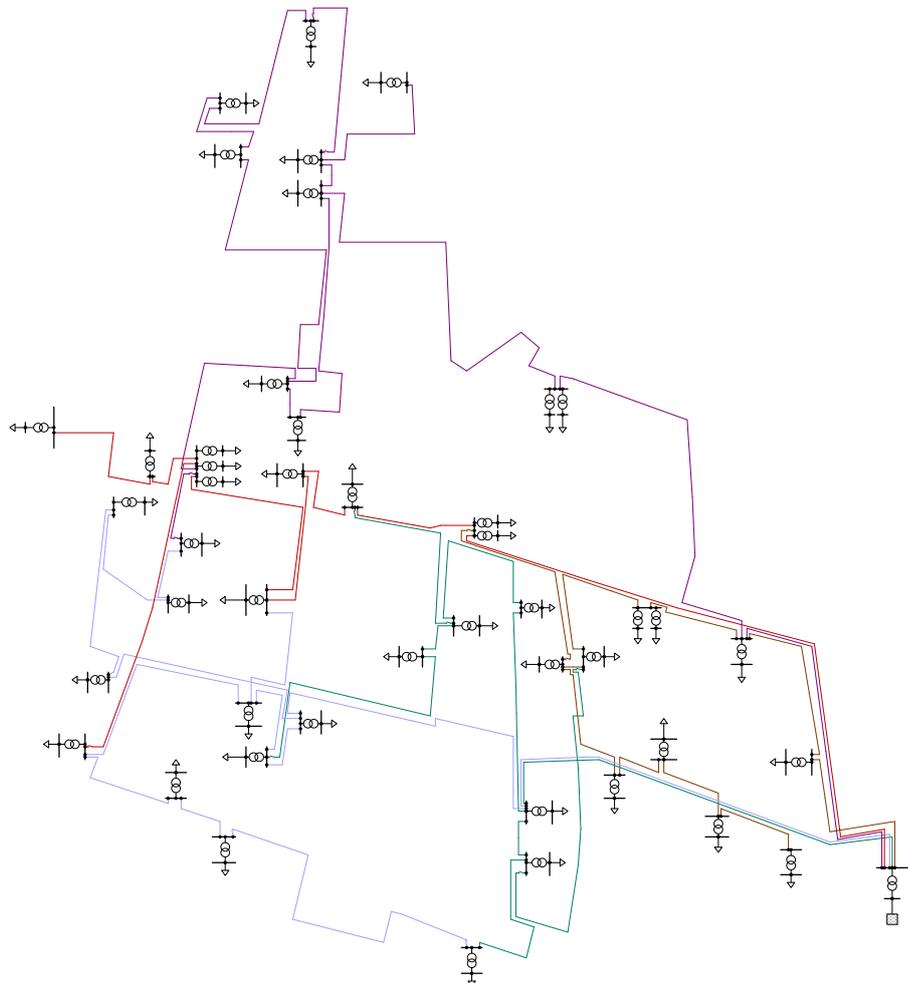


Abbildung 3-14: Lageorientierte Darstellung des urbanen Modellnetzes

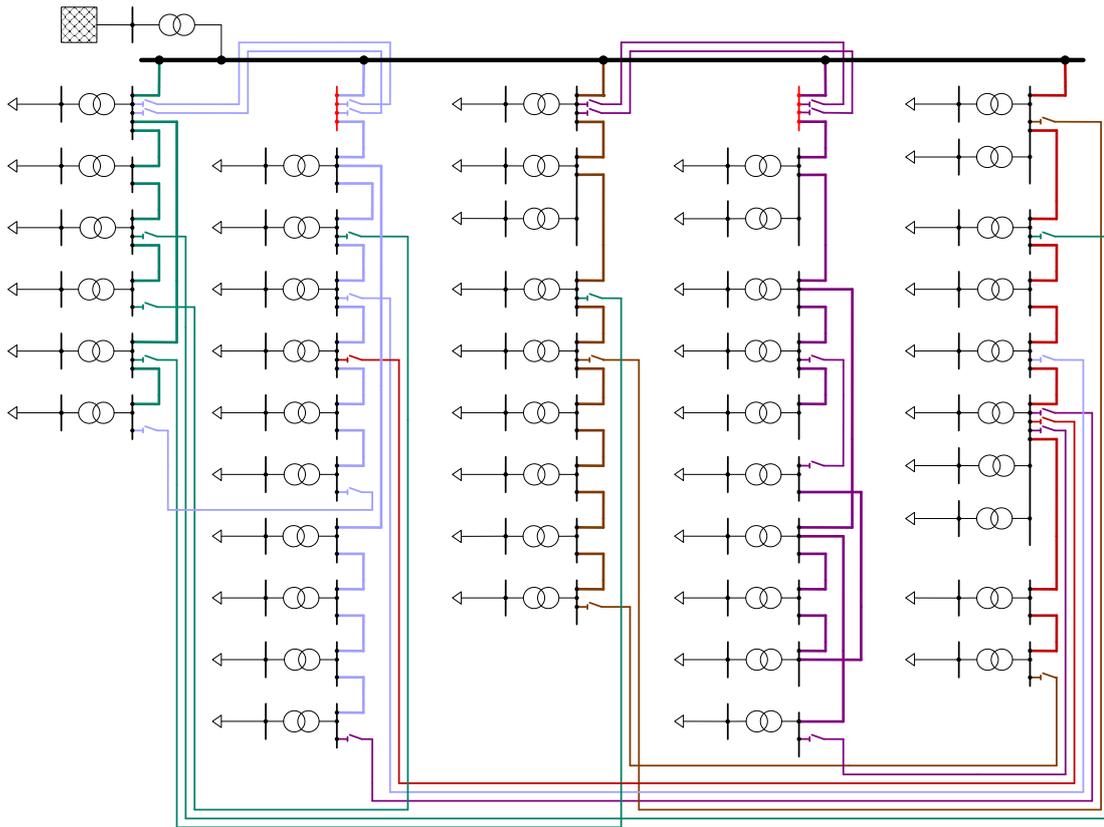


Abbildung 3-15: Schematische Darstellung des urbanen Modellnetzes

Das zu untersuchende, reduzierte Netzgebiet besitzt einen 40MVA-Regeltransformator (110kV/10kV) von dem 5 Mittelspannungsabgänge abgehen, welche 46 Ortsnetzstationen (10kV/0,4kV) umfassen. Dabei handelt es sich fast ausschließlich um Transformatoren mit der Schaltgruppe DYN11. Insgesamt ist eine verbaute Transformatorleistung von 24,45MVA im Modellnetz vorhanden, wobei der größte Anteil, nämlich 23, auf Transformatoren mit einer Scheinleistung von 630kVA entfallen. Ansonsten sind 11 Transformatoren mit 400kVA, 7 mit 500kVA, 4 mit 315kVA und einer mit 800kVA verbaut. Des Weiteren sind im reduzierten Modellnetz rund 11km Kabel verlegt, wobei es sich einheitlich um Kabeln des Typs „E-APHMBU 3x240 SM 5,8/10kV ND“ handelt. Wie aus Abbildung 3-16 ersichtlich, sind die Kabel dabei hauptsächlich im Längenbereich von 250 bis 500m (fast 70%) und 500 bis 750m (ca. 27%).

Auf die unterlagerten Niederspannungsnetze wird in Abschnitt 3.4 näher eingegangen.

### 3. Methodik

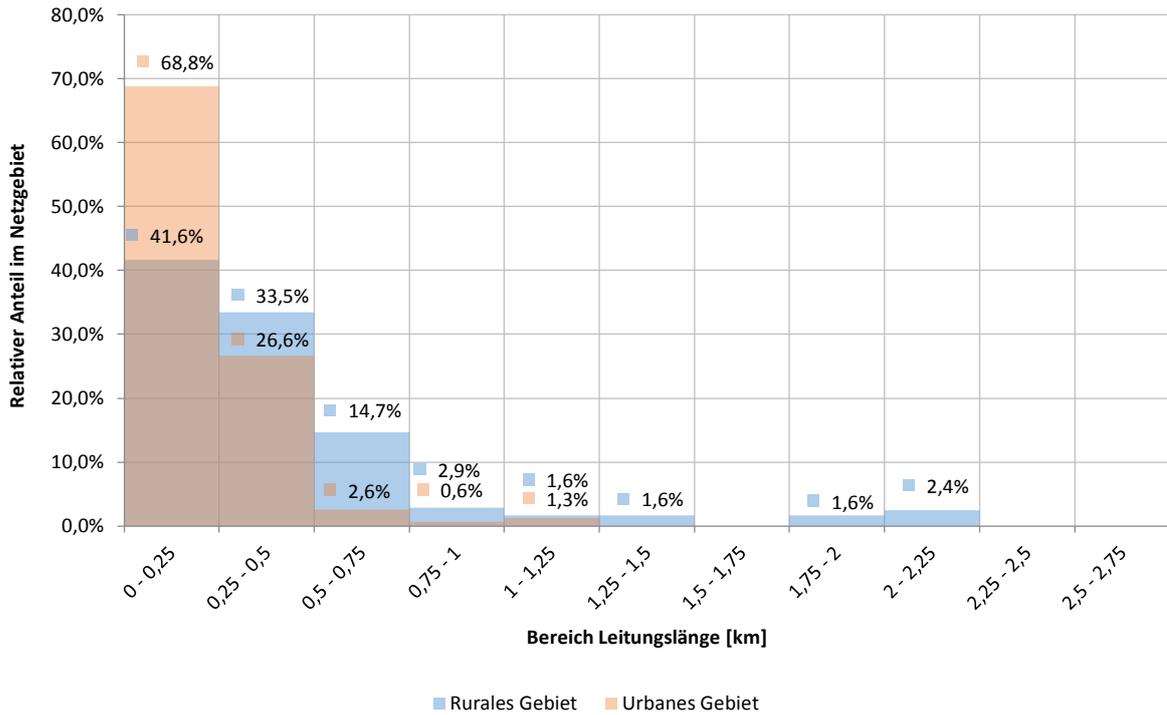


Abbildung 3-16: relative Verteilung der Kabellängen in den betrachteten Netzgebieten

Die Tagesganglinien eines einzelnen, jedoch repräsentativen Mittelspannungsabgangs für alle vier Jahreszeiten des urbanen Netzes sind in Abbildung 3-17 dargestellt. Die entsprechende Jahresganglinie dieses Abgangs ist Abbildung 3-18 zu entnehmen.

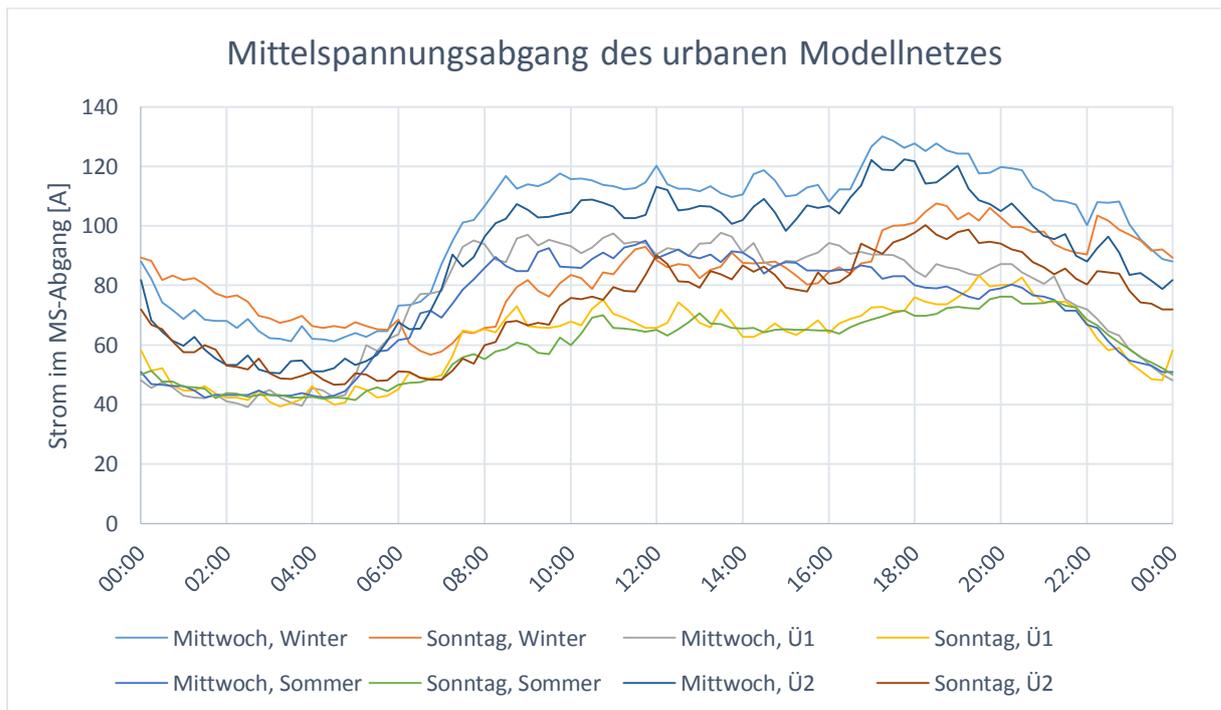


Abbildung 3-17: Tagesganglinie eines Mittelspannungsabgangs des urbanen 10kV-Modellnetzes; Auflösung: 15-Minuten Mittelwerte; Ü1... Frühling, Ü2... Herbst

### 3. Methodik

Aus der Darstellung der Tagesganglinien eines repräsentativen Mittelspannungsabganges in Abbildung 3-17 ist zu erkennen, dass die aus dem übergeordneten Netz bezogene Leistung sonntags im Vergleich zum zugehörigen Wochentag doch deutlich geringer ist. Dies lässt sich damit begründen, dass ein urbanes Gebiet neben üblichen Haushaltsanschlüssen, vor allem viele Nahversorger, Bürokomplexe und anderwärtige Betriebe beinhaltet, deren Energieverbrauch am Wochenende zumeist ganz oder zumindest Großteils wegfällt.

Den Verläufen ist auch zu entnehmen, dass der Strom- bzw. Leistungsverbrauch in der Nacht stark abnimmt, morgens wieder ansteigt und mittags und abends sein Maximum annimmt. Auch dies lässt auf typische Verbraucherprofile wie Haushalte, Nahversorger und Bürogebäude rückschließen.

Des Weiteren ist zu erkennen, dass der Energieverbrauch im Vergleich zwischen den kälteren (November und Februar) zu den wärmeren Jahreszeiten (Mai und August), in den wärmeren Jahreszeiten deutlich geringer ausfällt. Dies ist auf den erhöhten Heizbedarf in diesen Zeiträumen zurückzuführen, ebenso wie auf den erhöhten Bedarf an elektrischer Beleuchtung aufgrund der verkürzten Tageslänge.

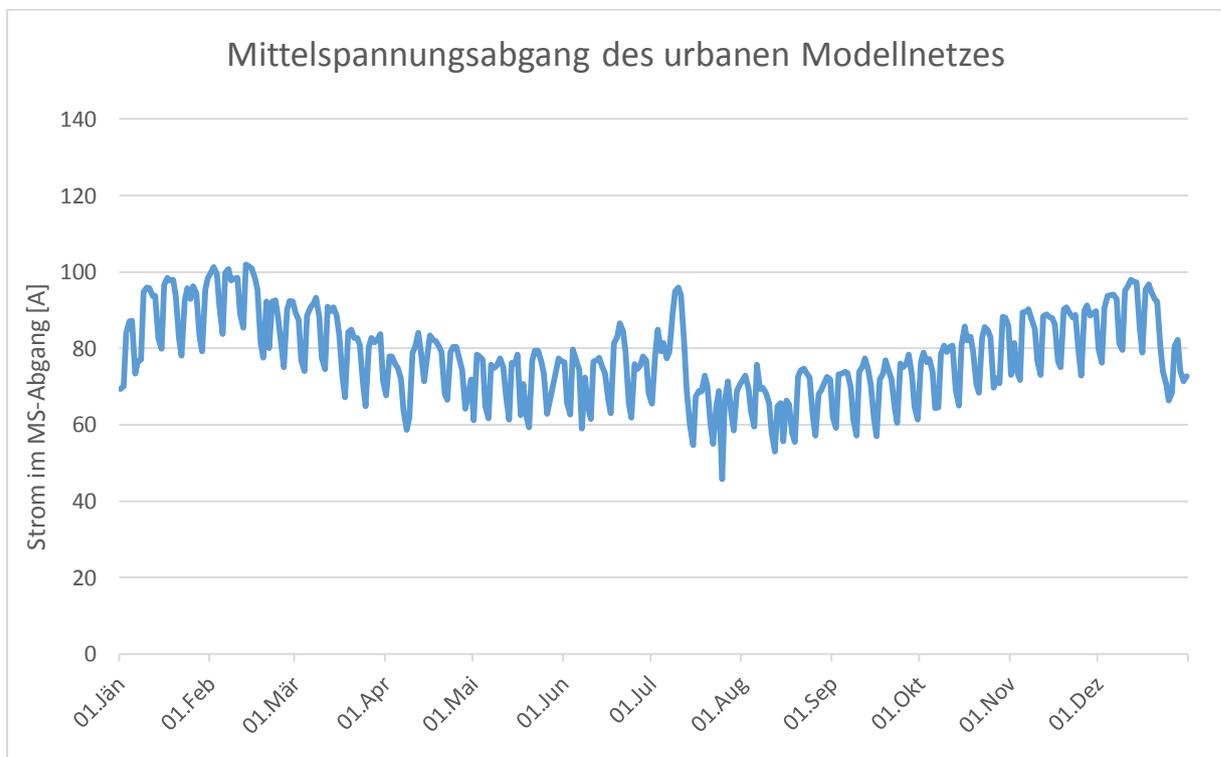


Abbildung 3-18: Jahresganglinie eines Mittelspannungsabgang des urbanen 10kV-Modellnetzes; Auflösung: Tagesmittelwerte

Die in Abbildung 3-18 dargestellte Jahresganglinie des schon in Abbildung 3-17 gezeigten Mittelspannungsabganges, untermauert all jene Aussagen die zuvor getroffen wurden. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Energieverbrauch am Wochenende stark abnimmt, was an den regelmäßigen Einbrüchen im Diagramm zu sehen ist. Auch ist zu erkennen, dass die durchschnittlichen Stromwerte ebenfalls einer Schwankung unterliegen und im Sommer am geringsten sind.

Wie in Abschnitt 3.4 gezeigt wird, werden diese Lastgänge verwendet, um die Größe der unterlagerten Niederspannungsnetze zu ermitteln.

#### **3.3.2 Rurales Netzgebiet**

Bei dem zweiten, in dieser Arbeit untersuchten Netzgebiet wurde ein rurales Gebiet als das in Abschnitt 3.3.1 vorgestellte, herangezogen. Hierbei handelt es sich, im Gegensatz zum urbanen Netz, um ein 20kV Netz. Wie es in ländlichen Umgebungen üblich ist, besteht dieses Netz aus einer geringeren Anzahl an Mittelspannungsabgängen als das im städtischen der Fall ist und auch die Anzahl an Transformatorstationen pro Abgang ist höher. Analog zu Abschnitt 3.3.1 ist auch dies auf das historische Wachstum zurückzuführen, wobei laufend neue Transformatorstationen an einen bestehenden Strang angeschlossen wurden. Diese Abgänge verlaufen zumeist radial von den Umspannwerken weg. Somit sind viele Stationen an solche Stränge angeschlossen und bei Problemen am Anfang des Stranges sind viele Kunden betroffen, was unter anderem schlechte Zuverlässigkeitskennwerte mit sich bringt.

Analog zum urbanen Netzgebiet wurde auch für dieses Netzgebiet eine Modellbildung basierend auf realen Netzdaten vorgenommen und somit ein reduziertes Modellnetz entworfen. Diese Vorgehensweise soll wiederum dem Simulations- und Auswertevorgang zugutekommen, ohne dabei Abstriche in Punkto Aussagekraft zu machen.

In Abbildung 3-19 ist das lageorientiert Modellnetz dargestellt. Im Vergleich zu Abbildung 3-14, dem urbanen Gebiet, ist deutlich zu erkennen, dass die zuvor getroffenen Aussagen zutreffend sind. Es ist zu beobachten, dass die Anzahl der Mittelspannungsabgänge geringer ist, die Zahl der Transformatorstationen pro Abgang jedoch höher. In Abbildung 3-20 ist ebenfalls die schematische Darstellung des ruralen Modellnetzes gezeigt.

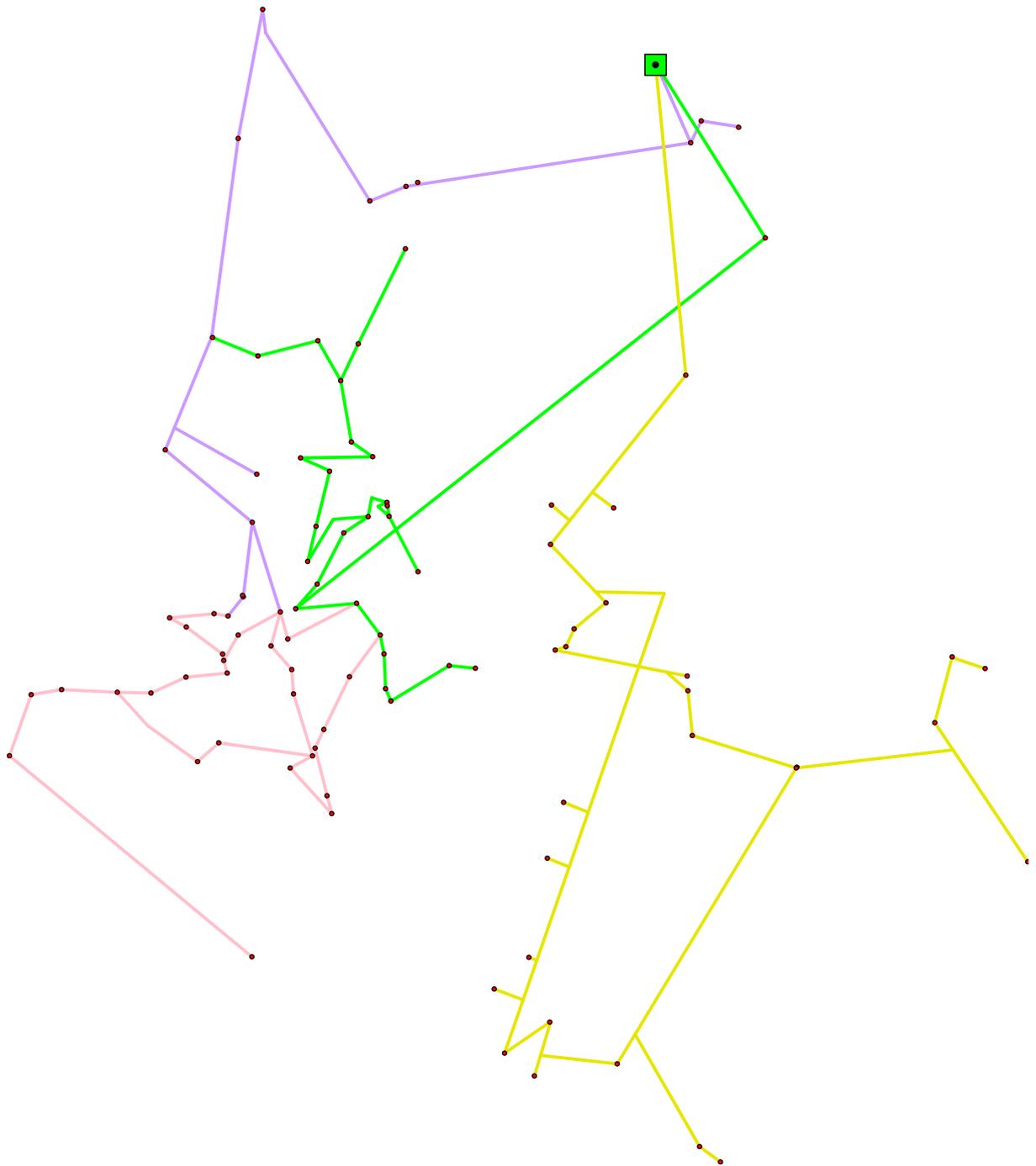


Abbildung 3-19: Lageorientierte Darstellung des ruralen 20kV-Modellnetzes

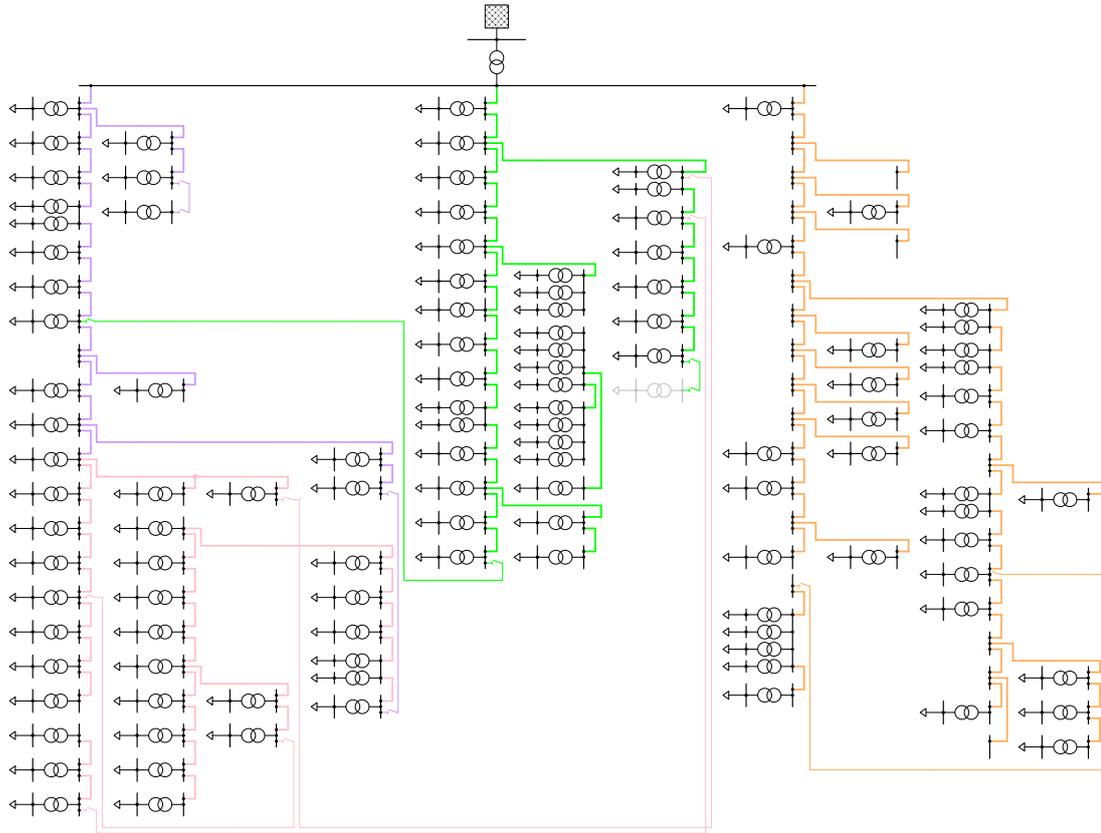


Abbildung 3-20: Schematische Darstellung des ruralen 20kV-Modellnetzes

Das rurale Modell-Netzgebiet aus Abbildung 3-19 und Abbildung 3-20 ist über einen Regeltransformator (110kV/20kV) mit einer Leistung von 40MVA an das Hochspannungsnetz angeschlossen. Es verfügt über drei Mittelspannungsabgänge, die sich jedoch aufgrund des historischen Wachstums des Öfteren verzweigen. Diese Abgänge besitzen insgesamt 115 Mittel-/Niederspannungstransformatorstationen (20kV/0,4kV), wobei diese fast ausschließlich die Schaltgruppen DYN11 bzw. YZN11 aufweisen. Insgesamt ist eine installierte Transformatorleistung von 95,81MVA im Modellnetz vorhanden. Dabei sind Transformatoren mit Leistungen von 10MVA bis hin zu 0,05MVA verbaut. Die einzelnen Stationen sind über Kabelverbindungen oder Freileitungen miteinander verbunden. Insgesamt sind rund 59km Kabel aus Kupfer des Typs „E-PHMEBU-ND 3x150 RM 11,6/20kV“ verlegt, sowie 49km Freileitungen des Typs „3x95 STALU“.

In Abbildung 3-21 ist die Tagesganglinie eines einzelnen, aber repräsentativen Mittelspannungsabganges des ruralen Netzgebietes dargestellt. Dabei sind alles 4

### 3. Methodik

Jahreszeiten enthalten und die Auflösung beträgt 15-Minuten-Mittelwerte. In Abbildung 3-22 ist auch die zugehörige Jahresganglinie dieses Abganges gezeigt.

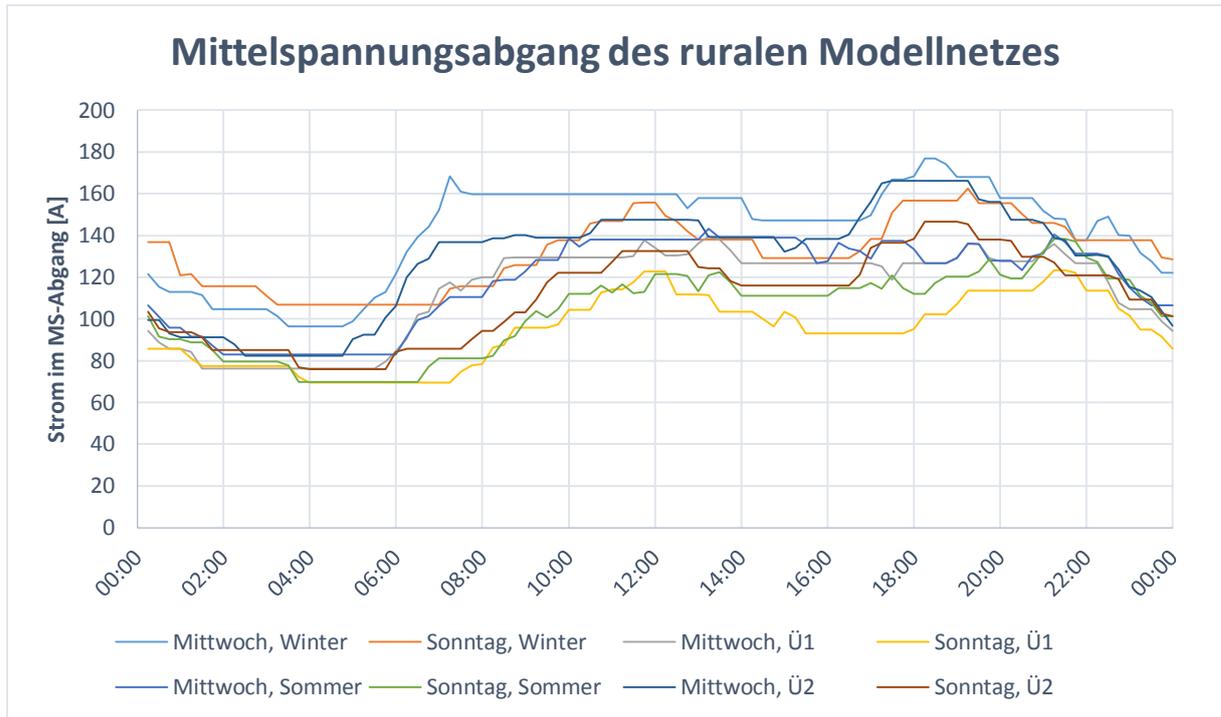


Abbildung 3-21: Tagesganglinie eines Mittelspannungsabgang des ruralen 20kV-Modellnetzes ; Auflösung: 15-Minuten Mittelwerte; Ü1... Frühling, Ü2... Herbst

Analog zu den Beobachtungen bei der Tagesganglinie eines urbanen Mittelspannungsabganges in Abbildung 3-17 kann auch bei der ruralen Tagesganglinie in Abbildung 3-21 beobachtet werden, dass die aus dem übergeordneten Netz bezogene Leistung sonntags im Vergleich zum zugehörigen Wochentag deutlich geringer ist. Auch hier kann dieser Umstand damit begründet werden, dass in ruralen Gebieten neben typischen Haushaltsanschlüssen auch zahlreiche Nahversorger, Bürogebäude und andere Betriebe versorgt werden und deren Energieverbräuche am Wochenende zu meist ganz oder zumindest Großteils wegfallen.

Auch beim Vergleich der Energieverbräuche zwischen den wärmeren Monaten (Mai und August) mit den kälteren (November und Februar) ist analog zum urbanen Netzgebiet zu erkennen, dass diese in den kälteren Jahreszeiten höher sind als in den wärmeren. Dies ist ebenfalls wieder darauf zurückzuführen, dass der Heizbedarf in diesen Zeiträumen deutlich größer ist und auch der Bedarf an elektrischer Energie zum Beispiel zur Beleuchtung aufgrund der verkürzten Tageslänge steigt.

### 3. Methodik

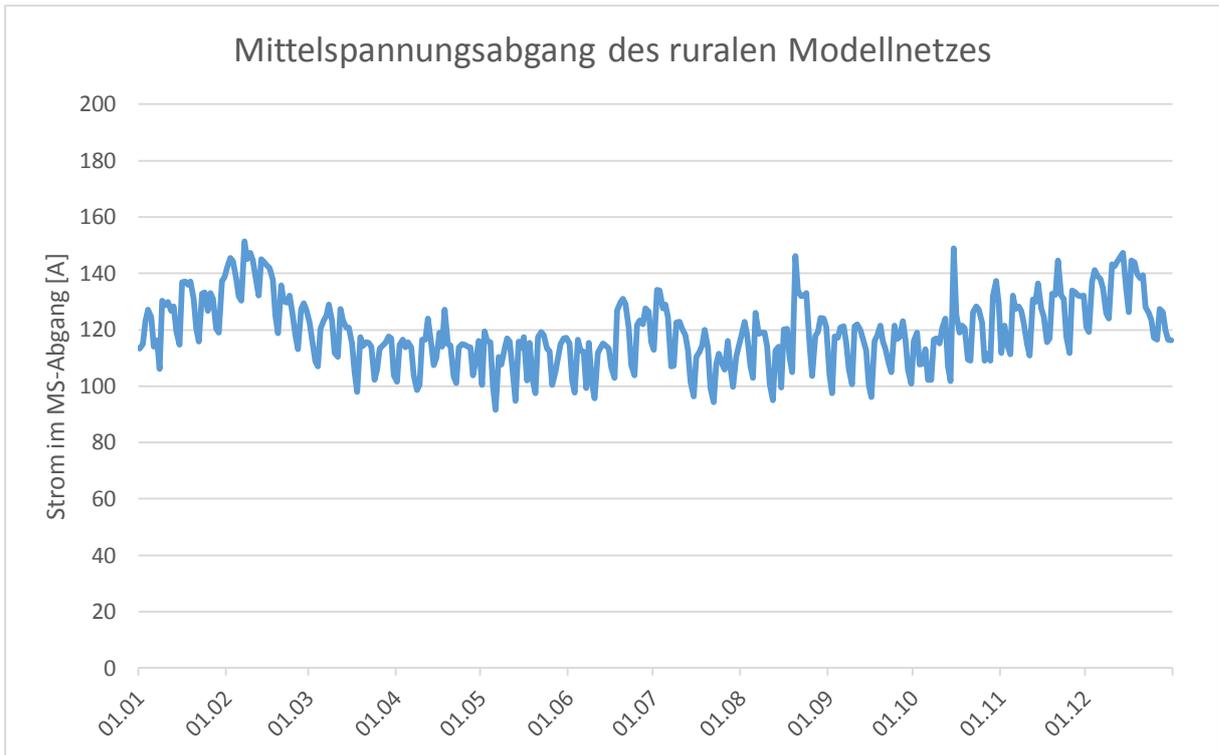


Abbildung 3-22: Jahresganglinie eines Mittelspannungsabgang des ruralen 20kV-Modellnetzes; Auflösung: Tagesmittelwerte

Aus der in Abbildung 3-22 dargestellten Jahresganglinie eines repräsentativen Mittelspannungsabganges des ruralen Netzgebietes kann darauf geschlossen werden, dass die zuvor getätigten Aussagen, korrekt sind. Es ist dabei zu erkennen, dass an dem Wochenende der Energieverbrauch deutlich geringer ist als an den Werktagen, was aus den regelmäßigen Einbrüchen in der Darstellung gefolgert werden kann. Ebenfalls ist die Schwankung des Energieverbrauches zwischen den warmen und kalten Monaten des Jahres zu sehen.

Wie in Abschnitt 3.4 gezeigt wird, werden diese Lastgänge verwendet, um die Größe der unterlagerten Niederspannungsnetze zu ermitteln.

## 3.4 Entwurf der Niederspannungsnetze

Als Voraussetzung für die im Rahmen dieser Diplomarbeit durchzuführenden Lastprofil- und Zuverlässigkeitsanalysen, ist ein fundiertes Wissen über das zu untersuchende Mittelspannungsnetz, sowie dessen unterlagerten Niederspannungsnetzen notwendig. Aufgrund des zur Verfügung stehenden Datenmaterials, treffen diese Prämissen auf die gegebenen Mittelspannungsnetze zu, welche schon in Abschnitt 3.3 genauer beschrieben wurden. Hierbei sind die Netzstrukturen, die Komponenten samt Kennwerten und die Lastgänge der einzelnen Abgänge bekannt. Von den Niederspannungsnetzen, welche von jeder einzelnen Transformatorstation des Mittelspannungsnetzes versorgt werden, sind jedoch keine Informationen vorhanden. Aus diesem Grund ist es für die weiteren Schritte essentiell, die fehlenden Daten so gut wie möglich aus den gemessenen und bereits zur Verfügung stehenden Unterlagen zu extrahieren. Im Vordergrund der anstehenden Analyse steht dabei, die Anzahl der Hausanschlüssen bzw. Haushaltskunden pro Niederspannungsnetz möglichst genau abzuschätzen und daraus synthetische Niederspannungsnetze zu entwerfen, welche anschließend im weiteren Verlauf der Diplomarbeit verwendet werden können.

### 3.4.1 Verfahren zur Bestimmung der NS-Netzgrößen

Für die anstehende Analyse werden geeignete Niederspannungslastprofile benötigt, welche im Weiteren zum Entwurf der Niederspannungsnetze herangezogen werden. Diese Lastgänge werden mit Hilfe des Softwaretools NAT erzeugt, welches schon in Abschnitt 3.1 genauer beschrieben wurde. Anhand der darin präsentierten Vorgehensweise, wird auch die Generierung der zum Entwurf der Niederspannungsnetze notwendigen Niederspannungslastprofile erläutert.

Dazu wird zunächst ein synthetisches Niederspannungsnetz mittels dem NAT simuliert, welches über 64 Verbraucheranschlüssen verfügt und dem in [28] verwendeten Niederspannungs-Netzen nachempfunden wurde.

Für die Ermittlung der Größe der in den untersuchten Mittelspannungsnetzen vorhandenen Niederspannungsnetze, wurde angenommen, dass sich die Last im NS-Netz rein nur aus Haushaltslasten zusammensetzt. Diese Einschränkung wurde auch

mit Bezug zu den vorhandenen Daten vorgenommen, da schlichtweg keine anderen Profile für die Untersuchung zur Verfügung standen. Etwaige Einspeisung elektrischer Energie mittels PV-Anlagen und auch Elektromobilität wird somit vernachlässigt. Für die Generierung der Haushaltslasten dienten als Ausgangspunkt synthetische Haushaltsprofildaten, die aus dem Projekt „EDLEM – Erstellung einer Datengrundlage für Last- und Einspeiseuntersuchungen von kleinen Modellnetzen“ [25] und der dadurch entstandenen „Datenbank für Last- und Einspeiseprofile“, kurz DLE, stammen [24]. Es handelt sich dabei um 3-phasige Haushaltsprofildaten für 9 unterschiedliche Haushaltskategorien. Dabei wurde basierend auf einer Umfrage in Ostösterreich [31] die in Tabelle 3-1 zusammengefasste Aufteilung der Haushalte auf die einzelnen Kategorien vorgenommen. Die Blindleistungsaufnahme wird hierbei mit einem konstanten  $\cos(\Phi)$  von 0,95 modelliert, basierend auf Untersuchungen von Messdaten von Haushalten [40]. Aus dem Pool an verfügbaren Haushaltsprofilen werden zufällig und ohne jede Bevorzugung Profile gewählt (ohne „zurücklegen“) und diese den Lastpunkten zugewiesen. Wie bereits in Abschnitt 3.1 beschrieben simuliert das NAT nicht nur einen Niederspannungslastgang, sondern je nach Vorgabe in den Simulationseinstellungen viele unterschiedliche. Die Divergenz entsteht dabei dadurch, dass das NAT durch die umfangreiche DLE-Datenbank, Zugriff auf rund 1500 Lastprofile pro Szenario und Haushaltskategorie pro Jahreszeit hat und die jeweilige Zuordnung zu einem Lastpunkt per Zufall erfolgt (vergl. Abschnitt 3.1.5).

*Tabelle 3-1: Haushaltskategorien inkl. deren Anteil in der Umfrage in [31]. Auf 100% fehlende: sonstige (ohne Angabe, „atypische“ Wohnverhältnisse)*

<b>Bezeichnung Kategorie</b>	<b>Aufteilung [%]</b>
Single Vollzeit	4,91
Paar Vollzeit	6,71
Single Teilzeit	0,86
Paar Teilzeit	0,29
Single Pension	7,70
Paar Pension	27,45
Familie 2x Vollzeit	10,67
Familie 1x Vollzeit	21,48
Familie mit Pensionist(en)	9,97

Die Profildaten liegen dabei für verschiedene Jahreszeiten, sowie den unterschiedlichen Wochentagstypen, mit einer hohen Auflösung im Sekundenbereich vor. So ist es möglich, zwischen einem Werktag, Samstag oder Sonntag zu wählen. Bei den Jahreszeiten steht Sommer, Winter und eine sogenannte Übergangszeit zur Auswahl [24].

Unter Berücksichtigung der beschriebenen Input-Daten und Simulationseinstellungen (Netz mit 64 Hausanschlüssen, Verteilung der Haushaltstypen gem. Tabelle 3-1, Jahreszeiten: Sommer und Winter, Wochentage: Werktag und Sonntag, Simulation der Tages-Profile mit 10-Minuten-Auflösung, Simulation von 500 Profilsätzen), wurde von NAT abschließend die Netzsimulation inkl. Speicherung aller Simulationsergebnisse durchgeführt, welche für das ausgewählte Niederspannungsnetz ein Lastprofil (gesamte über den Einspeisepunkt (ON-Trafo) bezogene Leistung) ergibt, der sich wie vorgegeben, nur aus Haushaltsprofilen zusammensetzt. Die Ergebnisse dieser Simulation werden in einer Ergebnisdatenbank abgelegt und stehen somit zur weiteren Verarbeitungen und Analysen zur Verfügung.

Anhand der mit Hilfe des Analysetools gewonnenen Niederspannungsprofile, ist es nun möglich, ein vereinfachtes synthetisches Mittelspannungslastprofil eines Mittelspannungsabzweigs zu erstellen, welches für den anschließenden Entwurf der Niederspannungsnetze herangezogen wird. Dazu werden die in der Ergebnisdatenbank abgelegten Einzelprofile der Niederspannungsnetze unter Verwendung eines in MATLAB® erstellten Skripts (siehe Anhang A: MATLAB - Skript) ausgelesen und zufällig zusammengefügt. In diesem Skript kann ausgewählt werden, wie viele Mittelspannungsprofile aus den vorhandenen Niederspannungsprofilen erzeugt werden sollen. Zusätzlich muss angegeben werden, aus wie vielen Niederspannungsnetzen sich die zu erstellenden Mittelspannungsprofile zusammensetzen sollen. Es kann also angegeben werden, wie viele Niederspannungslastgänge, welche auf Basis des Netzes mit 64 Hausanschlüssen entstanden sind und somit den Lastgang eines NS-Netzes repräsentieren, aufsummiert werden sollen. Wird etwa angegeben, dass sich das gewünschte Mittelspannungsnetz aus 9 unterlagerten Niederspannungsnetzen zusammensetzen soll, so bedeutet dies, dass der nach der Summation mittels des MATLAB®-Skriptes erhaltene Lastverlauf im Mittelspannungsnetz durch 576 Endkunden ( $9 * 64$  Hausanschlüsse bzw. nachfolgend kurz als „Kunden“ bezeichnet) hervorgerufen wird. Es werden pro Mittelspannungsprofil nun 9 Niederspannungsprofile zufällig aus den

### 3. Methodik

Simulationsergebnissen ausgewählt und aufsummiert. Dieser Vorgang wird wiederholt, um eine Anzahl an unterschiedlichen Summenprofilen erstellen zu lassen, um auch die Verteilung dieser untersuchen zu können. Abschließend steht also eine vorgegebene Anzahl an repräsentativen Lastprofilen eines Mittelspannungsabzweigs zur Verfügung. Über das entworfene Skript werden die gewonnenen Daten in ein Microsoft®Excel-File exportiert, was eine einfache Weiterverarbeitung ermöglicht. Wie schon erwähnt beträgt die zeitliche Auflösung dieser Daten 10-Minuten, simuliert wurden jeweils 24h Profile. Diese Daten wurden dabei für einen Werktag und einen Sonntag, sowie für die Jahreszeiten Winter, Sommer und Überganszeit erstellt. Ein Beispiel für die Verteilung dieser Ergebnisse in Form von Mittel-, Minimal- und Maximalwerten und den entsprechenden Quantillen ist in Abbildung 3-23 dargestellt.

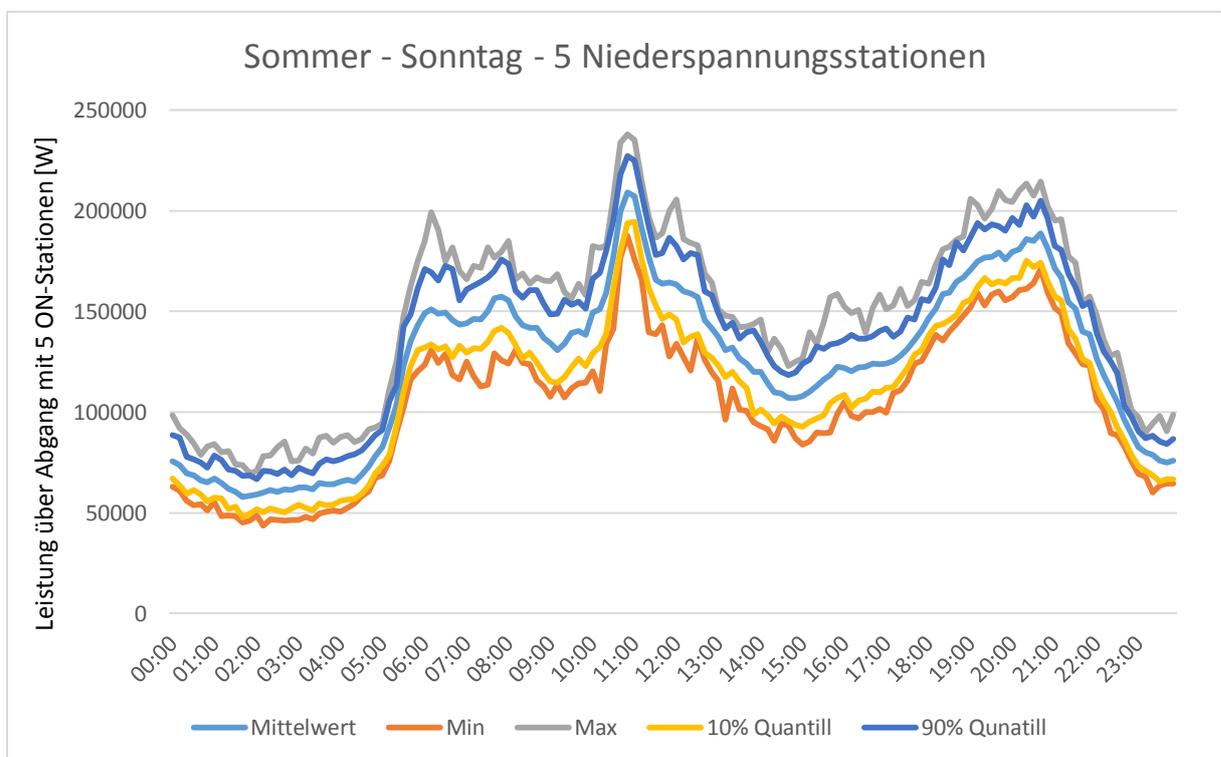


Abbildung 3-23: Darstellung eines synthetischen Mittelspannungslastganges bestehend aus 5 Niederspannungsnetzen für einen Sonntag im Sommer

Auf Basis dieser synthetisch entworfenen Mittelspannungslastprofile auf Abgangsebene und der gemessenen, realen Profildaten, kann nun ein Skalierungsfaktor für alle Mittelspannungsabgänge der gegebenen Mittelspannungsnetze berechnet werden. Dieser erlaubt es, auf die Größe der jeweils unterlagerten Niederspannungsnetze zu schließen.

Die Vorgehensweise wird hierbei exemplarisch anhand eines Sonntags im Sommer erläutert. Des Weiteren wird auch nur ein Mittelspannungsabgang des urbanen Netzes herangezogen. Alle weiteren Auswertungen erfolgten analog.

Aus dem Pool der, durch die zuvor beschriebene Vorgehensweise entstandenen Mittelspannungsprofile wurde jenes für die anschließende Berechnung ausgewählt, welches dem Mittelwert aller erstellten Profile widerspiegelt. Die Ermittlung des Skalierungsfaktors erfolgt dann über die Maximalwerte der Lastgänge der synthetischen wie auch der realen Mittelspannungsprofile. So wird sichergestellt, dass zumindest die maximal auftretende Leistung jedes Mittelspannungsnetzabgangs durch die Analysen abgedeckt wird.

Dadurch, dass die Daten in Microsoft®Excel vorliegen, bedarf es keiner weiteren Schritte um diese Auswertung vorzubereiten. Anhand der Formel (3-1) kann der Skalierungsfaktor wie folgt berechnet werden:

$$\text{Skalierungsfaktor: } f_{max} = \frac{MAX(Simulation)}{MAX(Messung)} \quad (3-1)$$

MAX(Simulation) ... Maximalwert des synthetischen Tageslastganges

MAX(Messung) ... Maximalwert des gemessenen Tageslastganges

Da die synthetischen Lastgänge auf Basis eines Niederspannungsnetzes mit 64 Kunden erzeugt wurden, fehlt noch folgender, durch Formel (3-2) repräsentierter Schritt, der die Anpassung des Maximums des synthetischen Mittelspannungslastprofils an das Maximum der realen Lastgänge vornimmt. Somit kann die jeweilige Anzahl an Kunden pro Abgang des gegebenen Mittelspannungsnetzes folgendermaßen ermittelt werden:

$$Anzahl_{Kunden} = \frac{1}{f_{max}} * Anzahl_{NS-Netze} * 64 \text{ Kunden} \quad (3-2)$$

Dieser Rechenschritt wird in Abbildung 3-24 erläutert, welche zeigt, wie die synthetische Mittelspannungsprofile an die realen Tagesganglinien angepasst werden. Auch ist zu erkennen, dass diese finale Anpassung nur über den Maximalwert eines bestimmten Tagestyps der jeweiligen Profile erfolgen kann, d.h. man muss daher auswählen, auf welche Jahreszeit und Wochentag die synthetischen Profile skaliert

### 3. Methodik

werden, die restlichen Tage sind dann implizit über die Anzahl an Kunden ebenfalls definiert. Dennoch kann man für jede Jahreszeit und Wochentag zunächst die erforderliche Kundenanzahl ermitteln um damit dann die günstigste Auswahl treffen zu können, wie es dann in den folgenden Abschnitten für die Modellnetze durchgeführt wird.

Der Faktor  $\text{Anzahl}_{\text{NS-Netze}}$  in Formel (3-2) entspricht dabei der schon zuvor erwähnten Anzahl an Niederspannungsnetzen, die für die Erzeugung des jeweilig verwendeten, synthetischen Mittelspannungslastganges herangezogen wurden.

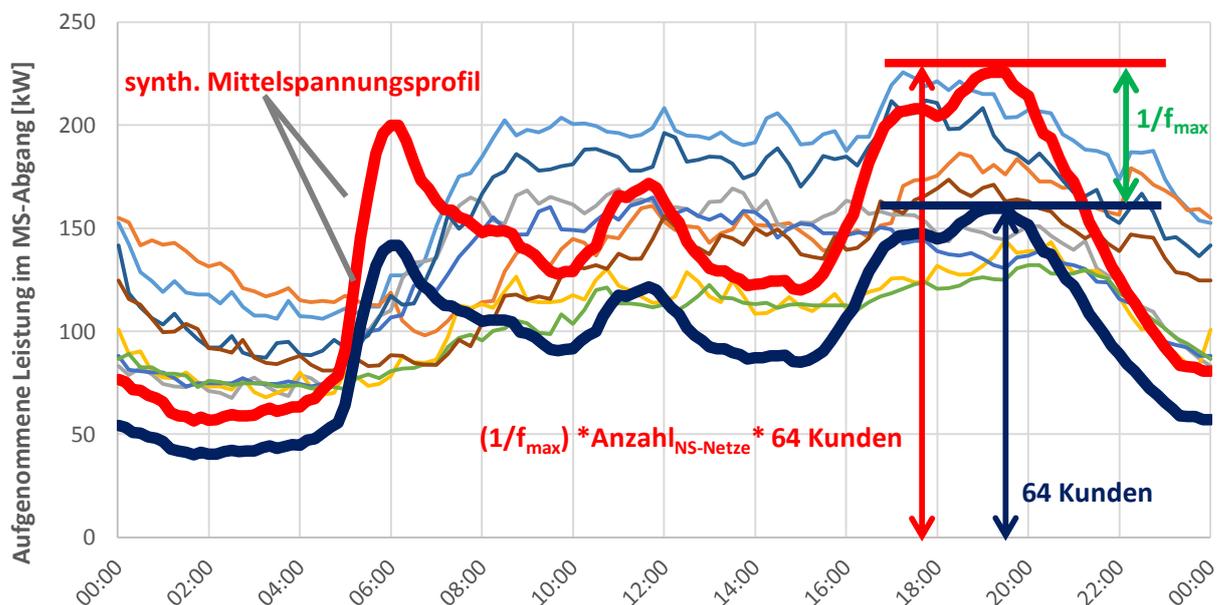


Abbildung 3-24: Ermittlung der Kundenzahl pro Abgang basierend auf der Skalierung der synthetischen Abgangsprofile, um den Maximalwert der real gemessenen Profile nachzubilden

Diese beiden Formeln (3-1) und (3-2) in Kombination liefern nun die Anzahl der Kunden pro Mittelspannungsabgang. Aufgrund der bekannten MS-Topologie, sind für jeden dieser Abgänge auch die Anzahl der Transformatorstationen und damit die Anzahl der unterlagerten Niederspannungsnetze bekannt. Wird nun die errechnete Anzahl an Kunden durch die Anzahl der Transformatorstationen dividiert, so erhält man die durchschnittliche Anzahl an Kunden pro Niederspannungsnetz für den jeweiligen Mittelspannungsabgang im Modellnetz.

Diese vorgenommene Auswertung wurde für alle Mittelspannungsabgänge der gegebenen Netzstrukturen in den Zeiträumen Winter und Sommer jeweils für einen Wochentag und den Sonntag durchgeführt. Diese beiden Wochentage wurden gewählt, da diese auch als Messdaten in Form von Tagesprofilmessungen an den Abgängen zur Verfügung standen. Für diese Auswertung wurde der Zeitraum Übergangszeit nicht in Betracht gezogen, da dieser zu meist zu deutlich unterschiedlichen und dadurch kaum aussagekräftigen Ergebnissen führt. Auch ist dabei nicht klar, ob dieser Zeitraum der synthetischen Daten mit den Realdaten von Frühling oder Herbst ins Verhältnis gesetzt werden soll, da sich auch diese deutlich voneinander unterscheiden. Somit wurde auch in Hinblick auf eine Reduzierung der Anzahl an zu simulierenden Szenarien auf eine genauere Betrachtung der Übergangszeit verzichtet. Damit ergeben sich für die Szenarien vier unterschiedliche Tagestypen:

*Tabelle 3-2: Auflistung der Tagestypen der Szenarien*

<b>Jahreszeit</b>	<b>Wochentag</b>
Sommer	Werktag
	Sonntag
Winter	Werktag
	Sonntag

Der Entwurf eines durchschnittlichen Niederspannungsnetzes für jede einzelne Ortsnetzstation eines jeden Abganges der einzelnen Mittelspannungsmodellnetze für die folgenden Lastprofil- und Zuverlässigkeitsanalysen in Kapitel 4 und 5 wäre jedoch sehr aufwändig. Dadurch erscheint es als zweckmäßig, geeignete synthetische Niederspannungsnetze zu definieren, welche ohne große Fehler zu verursachen, universal eingesetzt werden können.

Um diese geeigneten Testnetze zu erhalten, werden die ermittelten, durchschnittlichen Kundenanzahlen eines jeden Mittelspannungsabganges der Modellnetze herangezogen und durch die jeweilige Anzahl der Transformatorstationen des entsprechenden Abganges dividiert. Dadurch erhält man die durchschnittliche Endkundenanzahl eines jeden Niederspannungsnetzes im beobachteten Mittelspannungsnetz.

Dieses Vorgehen wird für Sommer und Winter, sowie jeweils Werktag und Sonntag wiederholt. Ein typisches Auswerteprotokoll für einen Mittelspannungsabgang ist in

### 3. Methodik

Abbildung 3-25 zu sehen. Die Bewertungen aller weiteren Abgänge wurden analog durchgeführt.

Linie	4	Trafo(stationen):	9						
	<b>Maximum</b>								
Winter-Wochentag	1216	Kunden	135	Kunden/Netz					
Winter-Sonntag	942	Kunden	105	Kunden/Netz					
Sommer-Wochentag	1341	Kunden	149	Kunden/Netz					
Sommer-Sonntag	1161	Kunden	129	Kunden/Netz					
								<b>Fehler bei</b>	
		Durchschnitt:	127.6	Wochentag:	142.06	Kunden/Netz		Auswahl Maximum:	29.8%
		Maximal:	149.0	Sonntag:	116.83	Kunden/Netz			
		Minimal:	104.7						
				Auswahl:	150				

Abbildung 3-25: Ausschnitt aus dem Auswerteprotokoll des Mittelspannungsabganges 4 im urbanen Modellnetz

Aus dem dargestellten Ausschnitt des Auswerteprotokoll ist zu entnehmen, dass es innerhalb der beobachteten Tage und der Jahreszeiten zu deutlichen Abweichungen kommen kann. Diese Abweichungen treten in allen Mittelspannungsabgängen auf, was auch aus der Aufstellung in Tabelle 3-3 und Tabelle 3-4, zu entnehmen ist, welche eine Zusammenfassung aller Auswertungen der beiden Modellnetze darstellen. Diese Abweichungen lassen sich auf die zumeist doch sehr unterschiedlichen Maxima der Tageslastgänge zurückführen, welche sich damit begründen lassen, dass zum Beispiel in einem urbanen Netzgebiet sehr viele unterschiedliche Verbraucherkategorien auftreten und diese meist nicht alle Abgänge in gleicher Maßen durchsetzen. So ist es in etwa möglich, dass ein Mittelspannungsabgang durch typische Haushaltsprofile in einer Wohnsiedlung geprägt ist, während ein anderer, hauptsächlich Betriebe versorgt. Im urbanen Raum treten viele Diversitäten an Verbrauchern auf, welche unter anderem Gastronomiebetriebe, Nahversorger, Kaufhäuser, Kleinbetriebe bis hin zu großen Bürokomplexen und Industrieunternehmen umfassen. Die verwendeten synthetischen Profile decken aber nur Haushaltslasten ab. Für die weiter folgenden Berechnungen, Simulationen und Analysen, werden die beobachteten Abweichungen, welche sich insbesondere in den vergleichenden Analysen in Abschnitt 4.3 zeigen, jedoch in Kauf genommen. Da zumindest die auftretende Maximalleistung (wenn auch nicht im korrekten Zeitpunkt) nachgebildet wird und bei den im Rahmen dieser Diplomarbeit durchgeführten Analysen immer die Szenarien und Netzvarianten direkt miteinander verglichen

werden, können relative Aussagen getätigt werden. Mit Hinblick auf die reale Situation können diese relativen Aussagen auch allgemein gültiger interpretiert werden.

Nachfolgend wird gezeigt, welche NS-Netze für die beiden Modellnetze definiert wurden

#### 3.4.2 Festlegung der Netzgrößen für das urbane Modellnetz

Im Zuge des zuvor beschriebenen Verfahrens zur Auswertung der mittleren Netzgrößen je Mittelspannungsabzweig, wurde eine Auflistung (siehe Tabelle 3-3) aller relevanten Werte für alle Mittelspannungsabgänge des beobachteten Modell-Netzgebietes erstellt, welche schließlich die Entscheidungsfindung für geeignete Größen der synthetischen Niederspannungsnetze unterstützt.

*Tabelle 3-3: Tabellarische Auflistung der Analyse zur Bestimmung der Niederspannungsnetzgrößen für das urbane Mittelspannungsmodellnetz*

Mittelspannungsabgang	Anzahl NS-Netze (=Trafos)	Auswahl Kunden/NS- Netz	Maximum	Minimum	Winter - Werktag	Winter - Sonntag	Sommer - Werktag	Sommer - Sonntag	Durchschn. Werktag	Durchschn. Sonntag
1	10	120	121	103	121	103	117	118	119	110
2	10	120	117	27	58	27	117	57	88	42
3	10	150	140	118	140	118	135	126	138	122
4	9	150	149	105	136	105	149	129	142	117
5	6	180	168	138	168	146	148	138	158	142

Unter Einbezug all dieser Informationen, erschien es als sinnvoll, für das urbane Modellnetz, drei synthetische Niederspannungsnetze zu entwerfen, welche die tatsächlichen Netzgrößen Großteils gut repräsentieren. Für das urbane Netzgebiet erwiesen sich Modellnetze mit der Anzahl von 120, 150 und 180 Kunden pro Niederspannungsabgang als zweckmäßig. Die Zuordnung der am besten geeigneten Niederspannungsnetzgröße für jeden Mittelspannungsabgang erfolgt anhand der auftretenden Maximalwerte, was zu mehr oder weniger großen Differenzen führt. Die Auswahl ist ebenfalls in Abbildung 3-26 ersichtlich.

### 3. Methodik

Für das urbane Modellnetz wurde nun so vorgegangen, dass jedem Abgang das zugewiesene Modellnetz in der entsprechenden Größe zugewiesen wird. Dies bedeutet, dass zum Beispiel jeder der 10 Transformatorstationen des Mittelspannungsabganges 2 für alle weiteren Simulationen ein Niederspannungsnetz mit 120 Hausanschlüssen unterlagert wird.

Die graphische Darstellung der Analysewerte, sowie der getroffenen Auswahl für jeden Abgang des urbanen Netzgebietes ist in Abbildung 3-26 dargestellt. Dabei sind für jeden Mittelspannungsabgang die errechneten Niederspannungsnetzgrößen für jeweils Sommer und Winter, sowie Werktag und Sonntag abgebildet. Es zeigt sich dabei, dass sich die jeweils angedachten Netzgrößen gut mit den maximalen Durchschnittswerten der Analyseergebnisse decken. Des Weiteren sind auch die zuvor schon erwähnten, auftretenden Abweichungen deutlich zu erkennen. Die Gründe dafür wurden weiter oben schon näher erläutert.

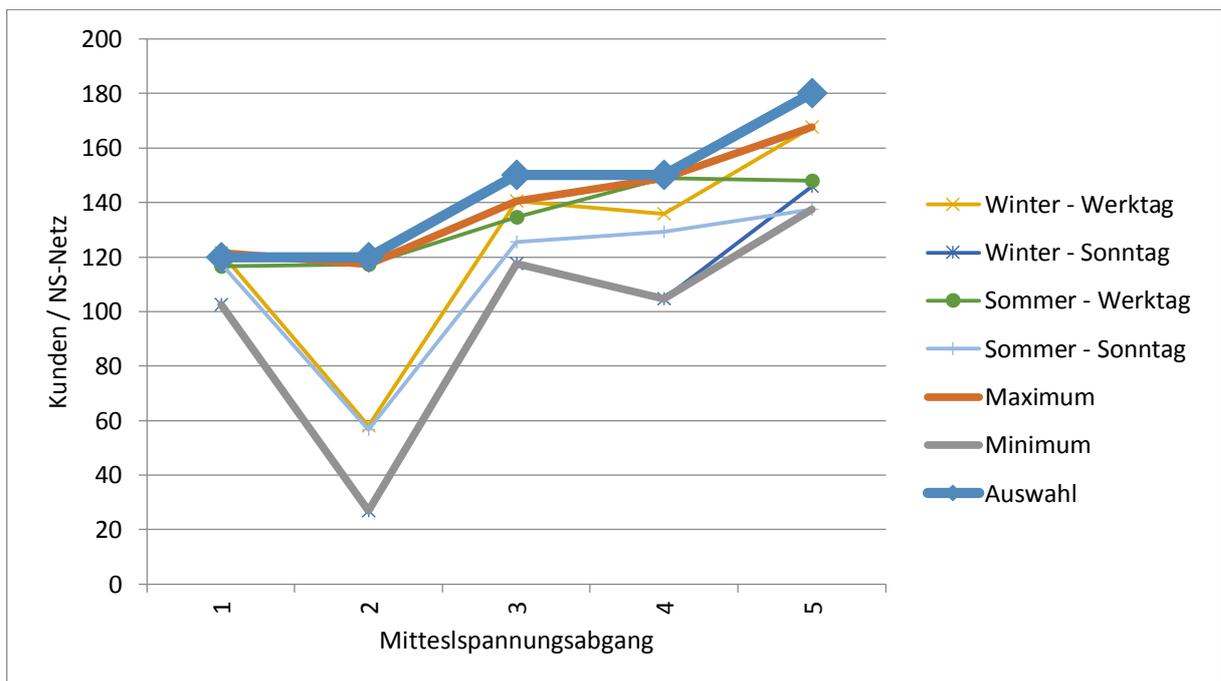


Abbildung 3-26: Graphische Darstellung der Analyse zur Bestimmung der Niederspannungsnetzgrößen für das urbane Mittelspannungsmodellnetz

### 3.4.3 Festlegung der Netzgrößen für das rurale Modellnetz

Die Vorgehensweise im ruralen Netzgebiet zur Definition der Niederspannungsnetzgrößen für jede Transformatorstation der Mittelspannungsabgänge des Modellnetzes unterscheidet sich leicht zu der für das urbane Modellnetz vorgestellten. Der Grundgedanke bleibt jedoch der gleiche, wobei zunächst wiederum die durchschnittliche Anzahl an Endkunden pro Niederspannungsnetz für jeden Mittelspannungsabgang des Modellnetzes ermittelt wird. Dieser Vorgang ist derselbe, wie er schon im urbanen Netzgebiet beschrieben wurde. Die Auflistung der Auswertungsergebnisse ist in Tabelle 3-4 zusammengefasst.

Tabelle 3-4: Tabellarische Auflistung der Analyse zur Bestimmung der Niederspannungsnetzgrößen für das rurale Mittelspannungsmodellnetz

Mittelspannungsabgang	Anzahl NS-Netze (=Trafos)	Auswahl Kunden/NS- Netz	Maximum	Minimum	Winter – Werktag	Winter – Sonntag	Sommer – Werktag	Sommer – Sonntag	Durchschn. Werktag	Durchschn. Sonntag
1	46	156	156	109	132	109	156	152	144	130
2	32	175	175	63	143	63	175	103	159	83
3	36	200	200	73	158	73	200	182	179	128

Da nun jedoch im ruralen Netzgebiet, die Mittelspannungsabgänge über eine hohe Anzahl an Ortsnetzstationen verfügen und sich dabei die eingesetzten Transformatoren in ihrer Leistung oft deutlich unterscheiden, ist eine Verwendung von nur einem einzelnen Niederspannungsnetztyp für einen kompletten Abgang ungeeignet, da es dabei zur Überlastung kleinerer Transformatoren kommen könnte. So variieren die Leistungswerte der Transformatoren im Mittelspannungsabgang 2, des ruralen Modellnetze, von 100kVA bis hin zu 1000kVA. Dadurch ist ein zusätzlicher Anpassungsschritt notwendig, der jedoch nicht die Gesamtzahl der Endkunden der jeweiligen Mittelspannungsabgänge ändert. Dies bedeutet nun, dass sich die Niederspannungsnetzgrößen innerhalb eines Mittelspannungsabganges zwar unterscheiden, die Gesamtanzahl der Kunden jedoch unverändert bleibt.

Um diese zu gewährleisten, wird zunächst die gesamte, installierte Transformatorleistung des jeweiligen Mittelspannungsabganges ermittelt.

Anschließend wird die Leistung eines jeden Transformators in diesem Abgang mit der Gesamtleistung ins Verhältnis gesetzt. Im nächsten Schritt wird dieser Quotient mit der Gesamtzahl an Kunden des Mittelspannungsabganges multipliziert, welche sich aus der durchschnittlichen Anzahl an Kunden pro Niederspannungsnetz ergibt (Tabelle 3-4 – Auswahl Kunden/NS-Netz) und der Anzahl an Transformatoren im Mittelspannungsnetz (Tabelle 3-4 – Anzahl NS-Netze). Abschließend erfolgt noch die Zuweisung eines geeigneten Niederspannungsnetzes, wobei darauf geachtet wird, dass die Abweichung vom ermittelten Wert nicht zu groß ist (maximal  $\pm 10\%$ ). Auch hier steht wiederum nur eine gewisse Anzahl an NS-Netzen zur Auswahl, da es einen zu hohen Aufwand bedeuten würde, jeweils das entsprechende Netz zur Verfügung zu stellen. Mit dieser Vorgehensweise wird sichergestellt, dass kleine Transformatorstationen nicht zu große Niederspannungsnetze unterlagert werden.

Für das rurale Modellnetz erwiesen sich durch diese Vorgehensweise synthetische Niederspannungsnetze mit 280, 210, 180, 150, 120, 110, 80, 60 und 40 Hausanschlüssen als zweckmäßig, welche im Zuge der jeweiligen Simulationen den Ortsnetzstationen zugewiesen werden.

Die graphische Darstellung der Analysewerte, sowie der getroffenen Auswahl für jeden Abgang des ruralen Netzgebietes ist analog zum urbanen Netzgebiet in Abbildung 3-27 dargestellt. Dabei sind wiederum für jeden Mittelspannungsabgang die errechneten Niederspannungsnetzgrößen für jeweils Sommer und Winter, sowie Werktag und Sonntag abgebildet.

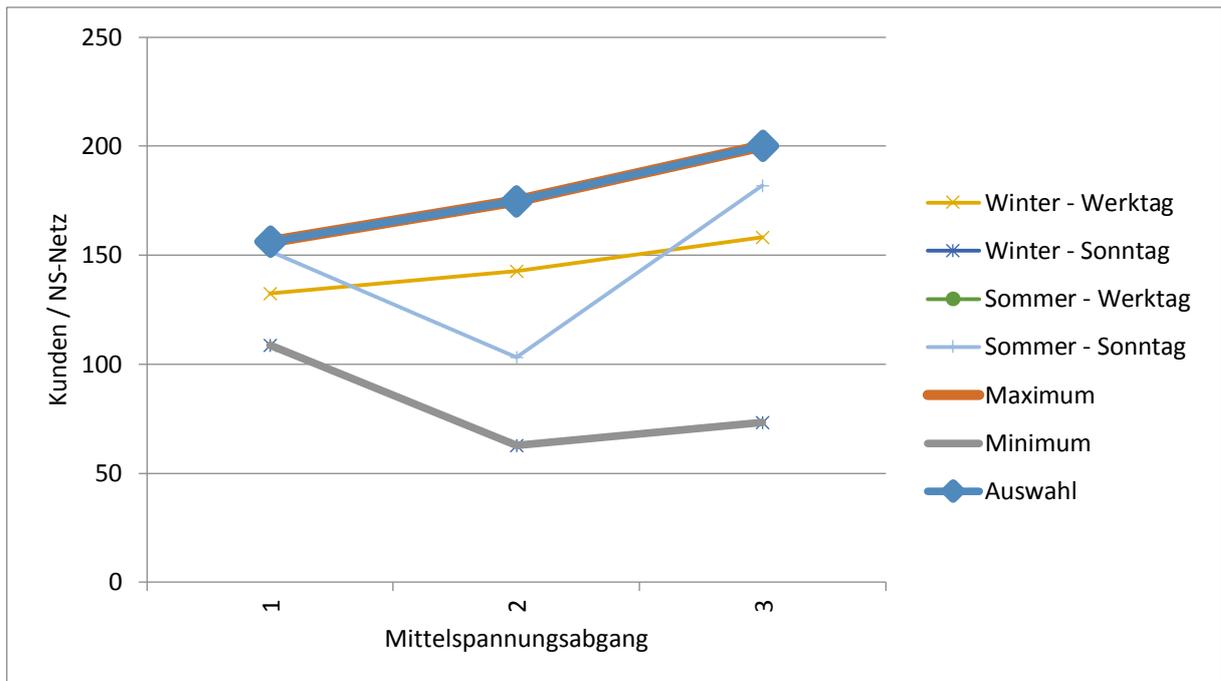


Abbildung 3-27: Graphische Darstellung der Analyse zur Bestimmung der Niederspannungsnetzgrößen für das rurale Mittelspannungsmodellnetz

In diesem Modellnetz sind die Maximalwerte hauptsächlich durch Profile des Sommer-Werktags abgebildet, die Sonntage sowie der Winter generell haben deutlich niedrigere Werte. Auch ist die Spreizung der Werte über alle Abgänge hier höher als im urbanen Modellnetz. Dies liegt daran, dass das vorliegende Modellnetz noch viel mehr kommerzielle Lasten und sogar Firmen mit eigenen MS-Anschlüssen beherbergt, die natürlich in keiner Weise durch die synthetischen Haushaltsprofile nachgebildet werden. Es gilt aber die gleiche Aussage wie im vorhergehenden Abschnitt, dass diese Unzulänglichkeiten in Hinblick auf relative Vergleiche der Modellnetze akzeptiert werden.

#### 3.4.4 Verwendete NS-Netze

Die definierten Niederspannungsnetze werden für die anschließenden Analysen dieser Diplomarbeit auf Basis des zuvor schon eingesetzten und aus 64 Verbrauchern bestehenden, synthetischen Niederspannungsnetzes [28] (Abschnitt 3.4.1), entworfen. Somit ist nun für jede einzelne Transformatorstation in den Mittelspannungsnetzen ein Niederspannungsnetz definiert. Die schematischen Darstellungen dieser Niederspannungsnetze finden sich exemplarisch für eines der Netze in Abbildung 3-28.

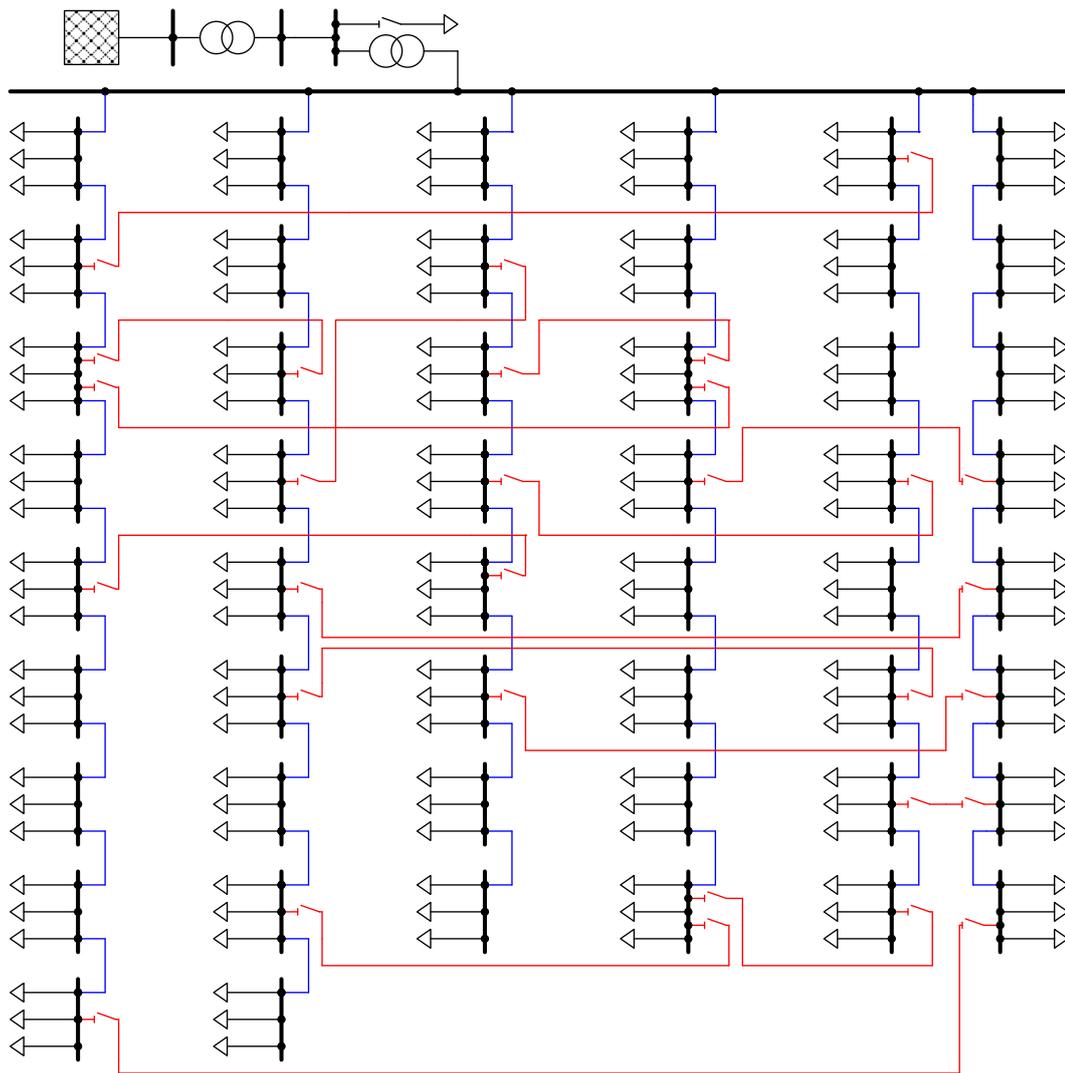


Abbildung 3-28: Synthetisches Niederspannungsnetz mit 150 Lastknoten

# 4. Lastprofilanalyse

In diesem Kapitel wird zunächst die Definition der Szenarien für die Lastprofilanalyse beschrieben und anschließend die zur genaueren Analyse ausgewählten Maßnahmen zur Verbesserung der Netzqualität und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorgestellt. Danach erfolgt eine Verifikation der in Abschnitt 3.4 festgelegten Niederspannungsnetze, mit denen die Lastprofilanalyse der Mittelspannungsnetze durchgeführt wird. Abschließend erfolgt eine ausführliche Auswertung und Ergebnisdarstellung der Netzanalysen, welche mit Hilfe des Netz-Analyse-Tools durchgeführt wurden.

## 4.1 Szenariendefinition

Um den IST-Zustand der gegebenen Netzgebiete sowie die Auswirkungen der vorgesehenen Maßnahmen (Kapitel 4.2) einschlägig testen und auswerten zu können, bedarf es geeigneter Szenarien, die eine aussagekräftige Analyse zulassen. Ziel der ausgewählten Szenarien ist es zudem, eine große Breite an möglichen Netzbedingungen abzudecken, um die Auswirkungen der vorgeschlagenen Maßnahmen hervorzuheben.

Die ausgewählten Szenarien beinhalten verschiedene Haushaltslastgänge unterschiedlicher Kategorien, verschiedene Profilkänge von E-Mobilitätslasten, sowie unterschiedliche PV-Einspeisesituationen in den unterlagerten Niederspannungsnetzen.

### 4.1.1 Szenario 1 – Basis-Szenario

Das erste Szenario, welches als „Basis-Szenario“ beschrieben werden kann, soll die aktuelle Situation in den Netzgebieten repräsentieren. Dazu werden die PV-Einspeisung und die E-Mobilität vernachlässigt, da davon ausgegangen werden kann, dass in beiden Bereichen der Ausbaugrad als noch gering einzustufen ist. Damit setzen sich für dieses Szenario die Lastprofile nur aus Haushaltslastprofilen zusammen, welche aus der DLE [25] entnommen wurden. Diese beinhaltet zahlreiche, synthetische Profile für die unterschiedlichsten Haushaltskategorien, Jahreszeiten und

Wochentage. Genauer betrachtet, beinhaltet diese Datenbank insgesamt 9 verschiedene Haushalts-Kategorien. Als Jahreszeiten stehen Sommer, Winter und eine sogenannte Übergangszeit zur Verfügung. Des Weiteren kann bei der Auswahl des gewünschten Profils noch zwischen Werktag, Samstag und Sonntag gewählt werden. Für all diese Möglichkeiten gibt es jeweils mindestens 1500 individuelle Profile.

Da in diesem Szenario ein repräsentativer Schnitt durch alle zur Verfügung stehenden Profildaten gemacht werden soll, wird nach der Vorauswahl der Jahreszeit und des gewünschten Wochentages eine zufällige Auswahl aus allen für diesen Zeitraum zur Verfügung stehenden Haushaltsprofilen getroffen. Es kommt zu keiner Bevorzugung gewisser Profile, einzig die Verteilung der Haushaltskategorien folgt jener, welche in Tabelle 3-1 angegeben wird. Anschließend wird das gewählte Profil einem Lastpunkten in dem zu untersuchenden Netz zugeteilt (siehe Abschnitt 3.1.5).

Im Basis-Szenario sowie auch in Szenario 2 und 3 werden nur die Jahreszeiten Sommer und Winter sowie nur der Werktag und der Sonntag ausgewählt, da sich aufgrund der Messdaten die Untersuchung der restlichen Tagestypen als nicht zielführend herausgestellt hatte (siehe Abschnitt 3.4), wodurch sich 4 unterschiedliche Tagestypen ergeben.

### **4.1.2 Szenario 2 - Hohe Einspeisung**

Das zweite Szenario geht von einer geringen Haushaltslast und keiner E-Mobilität aus. Dafür wird die PV-Einspeisung als sehr groß angenommen. Dazu wird davon ausgegangen, dass 24% aller Lastknoten im Niederspannungsnetz mit PV-Anlagen ausgerüstet sind und dabei über eine durchschnittlich installierte Leistung von  $20\text{kW}_{\text{peak}}$  verfügen. Dieser Wert wurde mit Hilfe von Daten des Projektes „Nach Aspern“ [30] abgeleitet. Ausgehend von der Bruttogeschossfläche pro Person bzw. pro Haushalt und dem PV-Ertrag pro Bruttogeschossfläche wird auf die PV-Energie pro Haushalt geschlossen. Dabei hängt der PV-Ertrag pro Bruttogeschossfläche vom gewählten PV-Ausbauszenario im beobachteten Gebiet ab. Im Zuge dieser Diplomarbeit war es das Ziel, die Netze mit einem überambitionierten Ausbau zu belasten und dessen Auswirkungen zu untersuchen. Mit einem angenommenen PV-Ertragswert von  $1000\text{kWh}/\text{kW}_{\text{peak}}*\text{a}$  und der durch den hohen Ausbaugrad ermittelten

## 4. Lastprofilanalyse

PV-Energie pro Haushalt kommt man damit auf eine durchschnittliche PV-Anlagenleistung von  $4,8\text{kW}_{\text{peak}}$  pro Haushalt. Diese Annahme wurde dabei auf die oben angegebenen Werte umgemünzt. Die Anlagengrößen werden während der Simulation über die einzelnen Anschlusspunkte gemäß einer Standardverteilung gestreut, wobei eine Standardabweichung von 10% ( $= 2\text{kW}_{\text{peak}}$ ) angenommen wird. Dieses hohe Einspeiseszenario repräsentiert dabei eine über-ambitionierte Annahme an PV-Erzeugung um ein „worst-case“ Szenario für Einspeisung und damit eine enorme Belastung der Netze untersuchen zu können.

Allgemein werden bei der Simulation der Einspeisung individuelle Anlagen mit leicht unterschiedlichen Eigenschaften erzeugt (vergl. Abschnitt 3.1.5) die aber auf die gleichen Dargebotsdaten aus der DLE [25] zurückgreifen. Abbildung 4-1 illustriert dies noch einmal: Aus hochaufgelösten Einstrahlungsdaten (mit Richtungsinformation und aufgeteilt in Direkt- und Diffusstrahlungsanteil, welche auch noch zeitlich gestreut werden, um damit eine räumliche Verteilung der Anlagen zu simulieren) wird die auf die individuell, gemäß einer Standardverteilung um einen bestimmten Mittelwert gestreut ausgerichteten Kollektorflächen der tatsächliche auftreffende Strahlungsanteil berechnet. Über den Wirkungsgrad von Zelle, Umrichter sowie der Performance Ratio wird dann die tatsächliche eingespeiste Leistung berechnet.

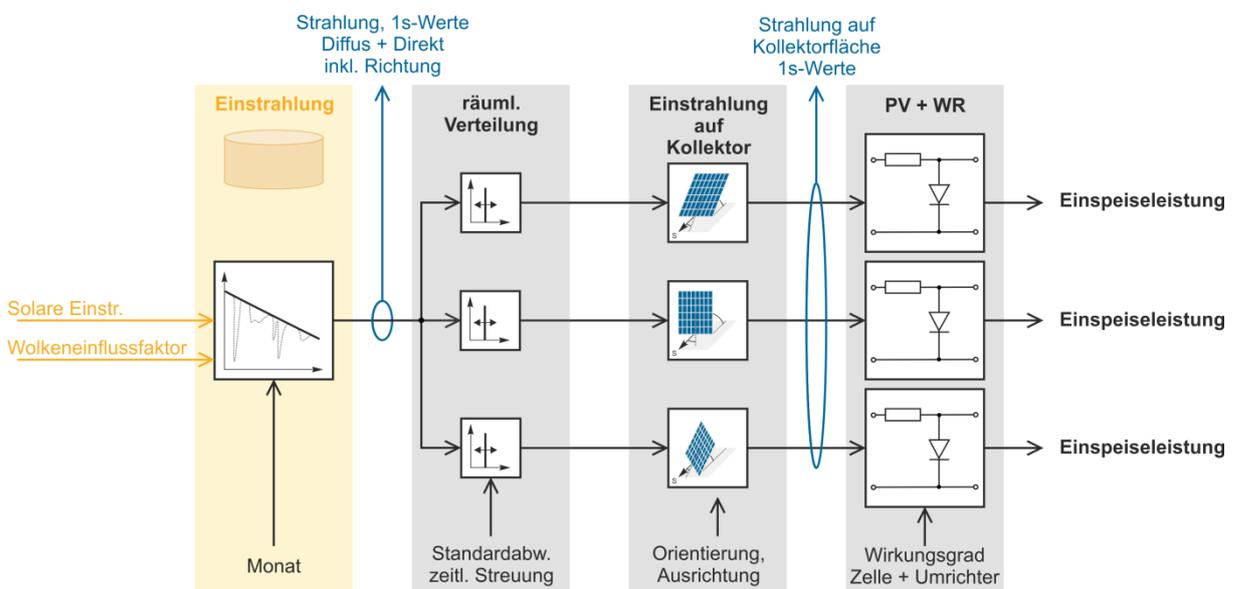


Abbildung 4-1: Schema der Ermittlung der Einspeiseleistung aus den Einstrahlungsdaten der DLE Datenbank

Die hier beschriebenen Einspeiseszenarien werden sowohl für das urbane Netz als auch das eher rurale Netz herangezogen. Zwar ist das Potential für das rurale Netz sicherlich nicht so hoch wie im dicht verbauten Stadtteilen, dennoch wurde davon

abgesehen, für das rurale Netzgebiet eigene PV-Einspeiseszenarien zu definieren<sup>5</sup>. Vielmehr stehen mit diesen Szenarien extrem ambitionierte Einspeisevorgaben auf dem Prüfstand.

Die geringe Haushaltslast wird dadurch realisiert, dass nur jene Haushaltsprofile aus dem gewählten Zeitraum zur Auswahl stehen, welche einen geringeren Energieverbrauch aufweisen. Dazu wird von allen Profilen die Energie, welche über 24h aufgenommen wird, berechnet. Für die Auswahl der Profile stehen dann nur jene 25% der Profile zur Verfügung, die den geringsten Energieverbrauch im Vergleich zu den anderen Profilen aufweisen (siehe auch Abschnitt 3.1.5).

### 4.1.3 Szenario 3 – Hohe Last

Das Szenario „Hohe Last“ zeichnet sich durch eine hohe Haushaltslast, mittlere PV-Einspeisung sowie einer besonders hohen Elektromobilitätnutzung aus. Unter mittlere PV-Einspeisung wird in diesem Szenario verstanden, dass ungefähr 34% aller Lastknoten mit einer PV-Anlage ausgerüstet sind, wobei die durchschnittlich installierte Leistung etwa  $4,5\text{kW}_{\text{peak}}$  beträgt, mit einer Standardabweichung von 10%. Das Hauptaugenmerk liegt hier jedoch auf den Haushaltslasten und der E-Mobilität. Für die Haushaltsprofile wird wieder auf die schon erwähnte DLE [25] zurückgegriffen. Ähnlich wie in Szenario 2, steht nur ein gewisser Teil aller Profile zur Auswahl. Da in diesem Szenario von einer hohen Haushaltslast ausgegangen werden soll, werden nur jene 25% der Profildaten mit dem höchsten Gesamtenergieverbrauch berücksichtigt. Um den hohen E-Mobilitäts-Ausbaugrad darzustellen, wird angenommen, dass 75% aller Lastknoten eine Elektromobilitätslast besitzen. Für die Simulation wird dabei davon ausgegangen, dass das Laden der Elektrofahrzeuge ungesteuert durchgeführt wird, also zum Beispiel kein Ladungs-Optimierungsalgorithmus zum Einsatz kommt. Durch diese Annahmen, kann wiederum ein „worst-case“ Szenario für Elektromobilität simuliert werden.

Auch für die Elektromobilität kommen synthetische Lastdaten und Profildgänge zum Einsatz. Die für das Projekt verwendeten Ladeprofile wurden mit Hilfe eines, am Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe der TU Wien entwickelten,

---

<sup>5</sup> Über die Szenarien-Definition innerhalb des NAT ist es aber sehr einfach möglich, neue Einspeiseszenarien anzulegen.

#### 4. Lastprofilanalyse

---

Ladeprofil-Tools [29] erstellt, welches eine fahrzeugexakte, state-of-charge(SOC)-abhängige Ermittlung der Ladeprofile ermöglicht. Dabei wurden folgende Annahmen getroffen:

- Fahrzeugtyp: rein elektrisches, batteriebetriebenes E-Fahrzeug
- Batteriekapazität: 20kWh
- Davon nutzbar: 80% = 16kWh
- Anschlussladeleistung: 230V / 16A / 1-phasig
- Max. Ladeleistung: 3,5kW
- Ladecharakteristik: I<sub>ua</sub>
- Ladeumschaltpunkt: bei SOC = 80%
- Lademöglichkeit: nur Zuhause
- Ungesteuertes Laden: Ladevorgang beginnt unmittelbar nach Ankunft
- Wirkungsgrad des Ladesystems: 90%

Die Erstellung der Ladeprofile beruht auf der Mobilitätserhebung „Mobilität in Deutschland 2008“ [33]. Für das NAT wurde dabei ein Pool von 100 individuellen Elektrofahrzeugen mit deren Ladeprofilen zur Verfügung gestellt. Diese 100 Profile spiegeln in Summe sehr gut das Verhalten einer großen Anzahl an individuellen Elektrofahrzeugen wieder (siehe Abbildung 4-2, insbesondere letztes Diagramm – Mittleres Ladeprofil), weshalb diese Pool-Größe ausreichend ist.

## 4. Lastprofilanalyse

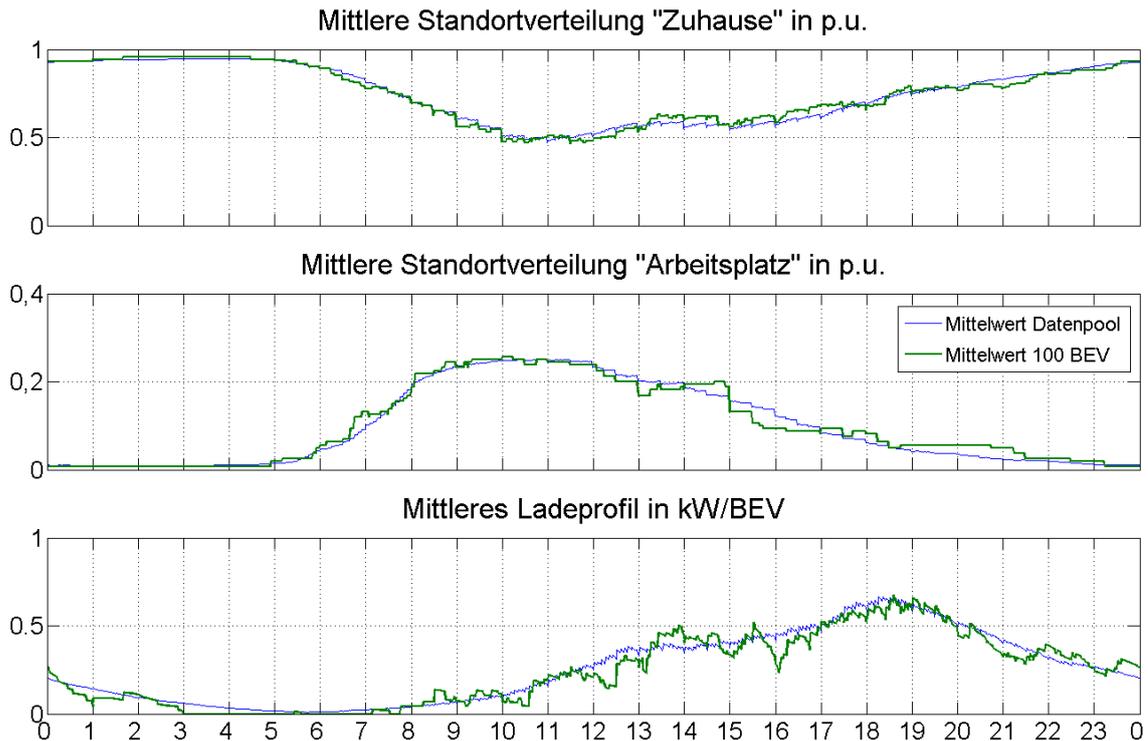


Abbildung 4-2: Vergleich zwischen den mittleren Standort- und Ladeprofile des gesamten Datenpool und der zufällig ausgewählten 100 BEV [29]

Die drei beschriebenen Szenarien erstrecken sich wie erwähnt, jeweils über zwei Jahreszeiten (Sommer und Winter) und zwei Tagestypen (Wochentag und Sonntag), was insgesamt zu 12 Last- und Einspeiseszenarien führt (siehe Tabelle 4-1). Die Simulationsergebnisse, die mit Hilfe dieser Szenarien entstehen, werden anschließend mit dem Offline-Analyse-Tool ausgewertet und in Abschnitt 4.4 zusammengeführt.

## 4. Lastprofilanalyse

Tabelle 4-1: Übersicht und Beschreibung der Szenarien für die Lastprofilanalyse

Nummer	Wochentag (Werktag...WT, Sonntag...SU)	Jahreszeit (Winter...WI, Sommer...SO)	Kurzname Szenario (Abkürzung)	Szenario Last  Getroffene Einschränkung Lastprofile	PV- Einspeisung		Elektromobilität  Anschlussrate [% der Hausanschlüsse]
					Mittlere Anlagenleistung [kW <sub>peak</sub> ]	Anschlussrate [% der Hausanschlüsse]	
01	Werktag (WT)	Winter (WI)	Basisszenario (B)	keine (alle Profile verfügbar)	-	-	-
02	Sonntag (SU)						
03	Werktag (WT)	Sommer (SO)					
04	Sonntag (SU)						
05	Werktag (WT)	Winter (WI)	Hohe Einspeisung (HE)	„0% bis 25% der Tagesenergie“	20	24%	-
06	Sonntag (SU)						
07	Werktag (WT)	Sommer (SO)					
08	Sonntag (SU)						
09	Werktag (WT)	Winter (WI)	Hohe Last (HL)	„75% bis 100% der Tagesenergie“	4,5	33,6%	75%
10	Sonntag (SU)						
11	Werktag (WT)	Sommer (SO)					
12	Sonntag (SU)						

## 4.2 Untersuchte Maßnahmen

### 4.2.1 Netzumstrukturierung

#### Urbanes Modellnetz

In Abbildung 4-3 ist jene Netzstruktur abgebildet, welche den aktuellen Ist-Zustand des urbanen Modellnetzes in schematischer Form widerspiegelt. Diese Struktur ist dabei ein Resultat historischen Wachstums des betrachteten Gebietes in Hinsicht von Gebäudeneu- und zubauten sowie fortwährenden Lastzuwachses. Das Netz zeichnet sich dabei durch eine verhältnismäßig hohe Anzahl an Mittelspannungsabgängen aus. Des Weiteren sind die MS/NS-Transformatorstationen ungleichmäßig auf diese Abgänge aufgeteilt und auch in Hinsicht auf ihre Lage im Netzgebiet zu meist nicht in einer optimalen Route mit den Abgängen verbunden. Dadurch ergeben sich oft unnötig lange Kabelstrecken, was alles in einer komplexen und suboptimalen Netzstruktur resultiert.

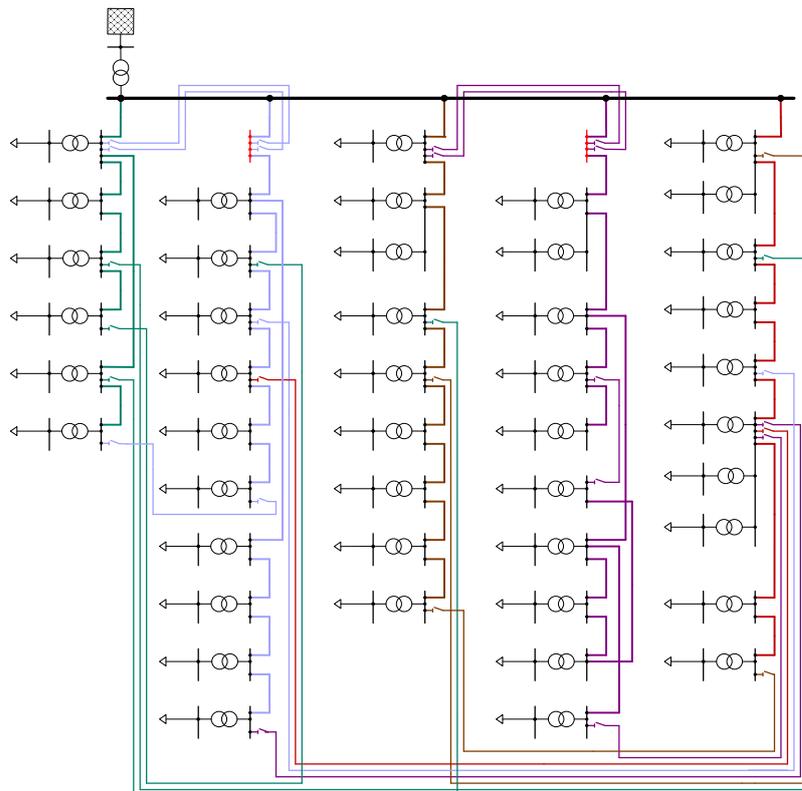


Abbildung 4-3: Urbanes Modellnetz im IST-Zustand; schematische Darstellung

## 4. Lastprofilanalyse

Abbildung 4-4 zeigt den geplanten und umstrukturierten Soll-Zustand. Dabei ist das Ziel des Umstrukturierungsvorganges ein komplettes Neudesign des Mittelspannungsnetzes, ohne dabei jedoch die Positionen der MS/NS-Transformatorstationen zu hinterfragen bzw. zu verändern, wie es in [20] vorgeschlagen wird. Dazu wird zunächst die Anzahl der Transformatorstationen pro Mittelspannungsabgang erhöht und gleichmäßiger verteilt, was auch zu einer Reduzierung der Gesamtanzahl an Abgängen führt. Des Weiteren sind nur noch Querverbindungen zwischen den einzelnen Abgängen in der Mitte und am Ende geplant, wodurch die Anzahl an Kabeln insgesamt stark sinkt. Durch optimale Verbindung der Transformatorstationen, können ebenfalls Kabellängen vermindert werden.

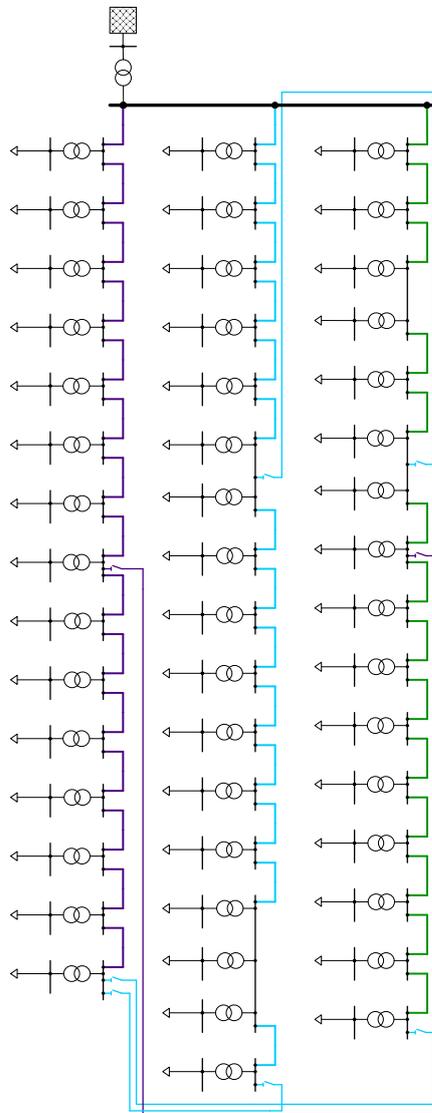


Abbildung 4-4: Urbanes Modellnetz im SOLL-Zustand; schematische Darstellung

## 4. Lastprofilanalyse

Ein Vergleich zwischen dem Ist- und dem Soll- Zustand des urbanen Modellnetzes zeigt, dass die Anzahl an Mittelspannungsabgängen von 5 auf 3 reduziert wird und von den aktuell 122 MS/NS-Transformatorstationen, werden 10 im Rahmen der Umstrukturierung in andere Netzgebiete verlagert.

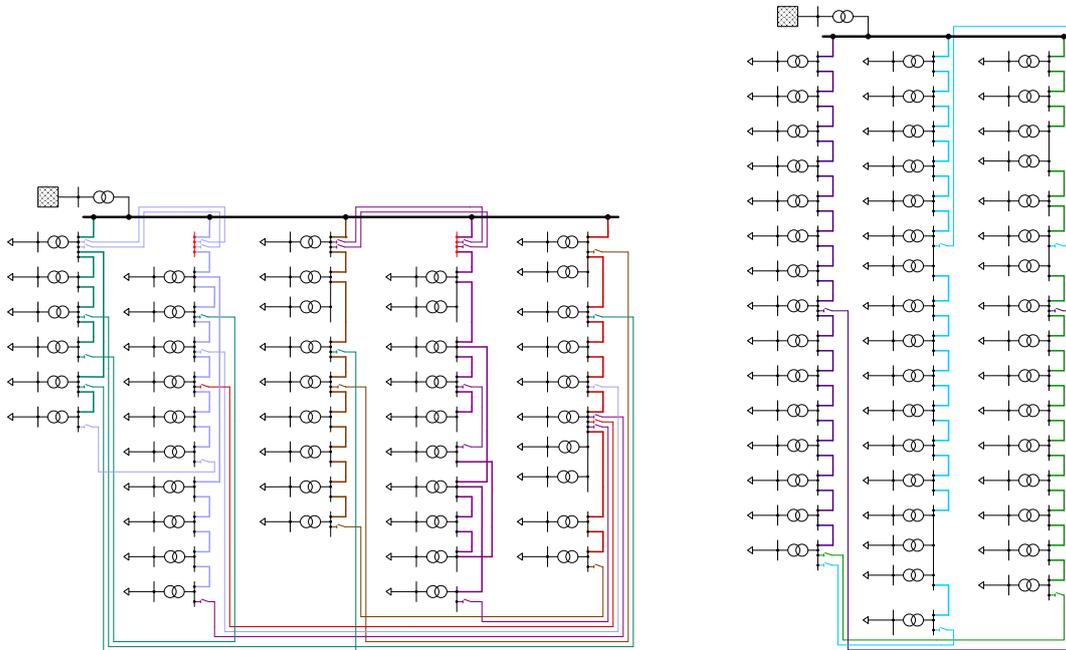


Abbildung 4-5: Direkter Vergleich des Ausgangsnetzes (links, entspricht Abbildung 4-3) mit dem Zielnetz (rechts, entspricht Abbildung 4-4)

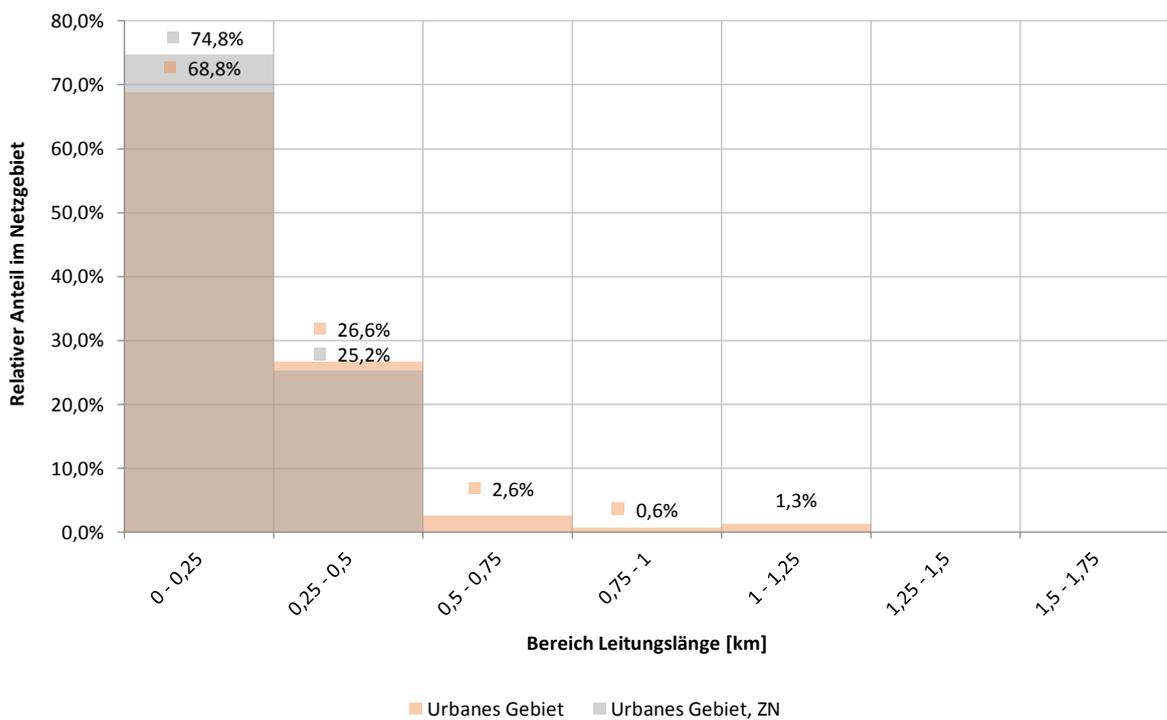


Abbildung 4-6: Veränderung der Verteilung der Kabellängen im urbanen Netzgebiet (ZN = Zielnetzplanung)

Die wohl wichtigste Veränderung im Netz zeigt sich in Abbildung 4-6 in der Veränderung der Kabellängen: durch günstige Verbindung der einzelnen ON-Stationen sowie einer möglichst kurzen Speisestrecke wird eine deutliche Straffung der mittleren Leitungslänge von 227,2m auf 179,1m erreicht (entspricht einer Reduzierung um 21 %).

Dies hat zwei Vorteile: einerseits sollten so die Netzverluste reduziert werden können. Auf der anderen Seite wird das Netz durch diese Umstrukturierung in seiner Zuverlässigkeit besser, da aufgrund der kürzeren Leitungslängen die Anzahl an Verbindungsmuffen, die eine Hauptursache für Fehler im Netz darstellen, reduziert<sup>6</sup> wird.

Ein weiterer Vorteil der gestrafften Netzstruktur liegt in weiterer Folge in der Betriebsführung: durch die klar definierten Möglichkeiten zur Umschaltung der offen betriebenen Ringe sowie durch die Reduktion der Anzahl dieser Ringe, können einfacher automatisierte Lösungen zur Umschaltung installiert werden, da nicht eine Vielzahl an Stationen dafür zum Beispiel für die Konzepte der 3-Punkt-Automatisierung [19] mit entsprechender Hardware ausgestattet werden.

Im Zuge der Analyse der Zielnetzplanung wurde versucht, diese, während der Planung erwarteten Effekte auch durch Simulationen nachzuweisen.

#### **Rurales Modellnetz**

Das in dieser Diplomarbeit verwendete rurale Netzgebiet zeichnet sich wie schon in Abschnitt 3.3.2 postuliert durch eine relativ geringe Anzahl an Mittelspannungsabgängen verbunden mit einer sehr hohen Anzahl an Ortsnetzstationen pro Abgang aus. Dies lässt sich zum einen mit den geographischen und demographischen Gegebenheiten und auch wieder mit historischem Wachstum erklären. Analog zum urbanen ist auch im ruralen Netz das Ziel der Umstrukturierung, die Komplexität soweit wie möglich zu reduzieren, indem die einzelnen MS/NS-Transformatorstationen gleichmäßiger aufgeteilt werden. Dazu werden mehr

---

<sup>6</sup> Verbindungsmuffen sind durch die endliche maximale Länge von Kabel auf einer Verlegtrommel notwendig: dadurch muss mit einem Maximalabstand der Muffen von 120 m bis 150 m gerechnet werden. Dieser Abstand reduziert sich im Betrieb noch weiter, da durch jeden Kabel-Fehler meist neue Muffen im Zuge der Reparatur gesetzt werden.

## 4. Lastprofilanalyse

Mittelspannungsabgänge geschaffen und die einzelnen Ortsnetzstationen auf optimalen Wegen untereinander verbunden.

Betrachtet man den Übergang vom aktuellen IST-Zustand des ruralen Modellnetzes (Abbildung 4-7) auf den geplanten SOLL-Zustand (Abbildung 4-8), so kann beobachtet werden, dass sich die Anzahl an Mittelspannungsabgängen von 3 auf 7 erhöht.

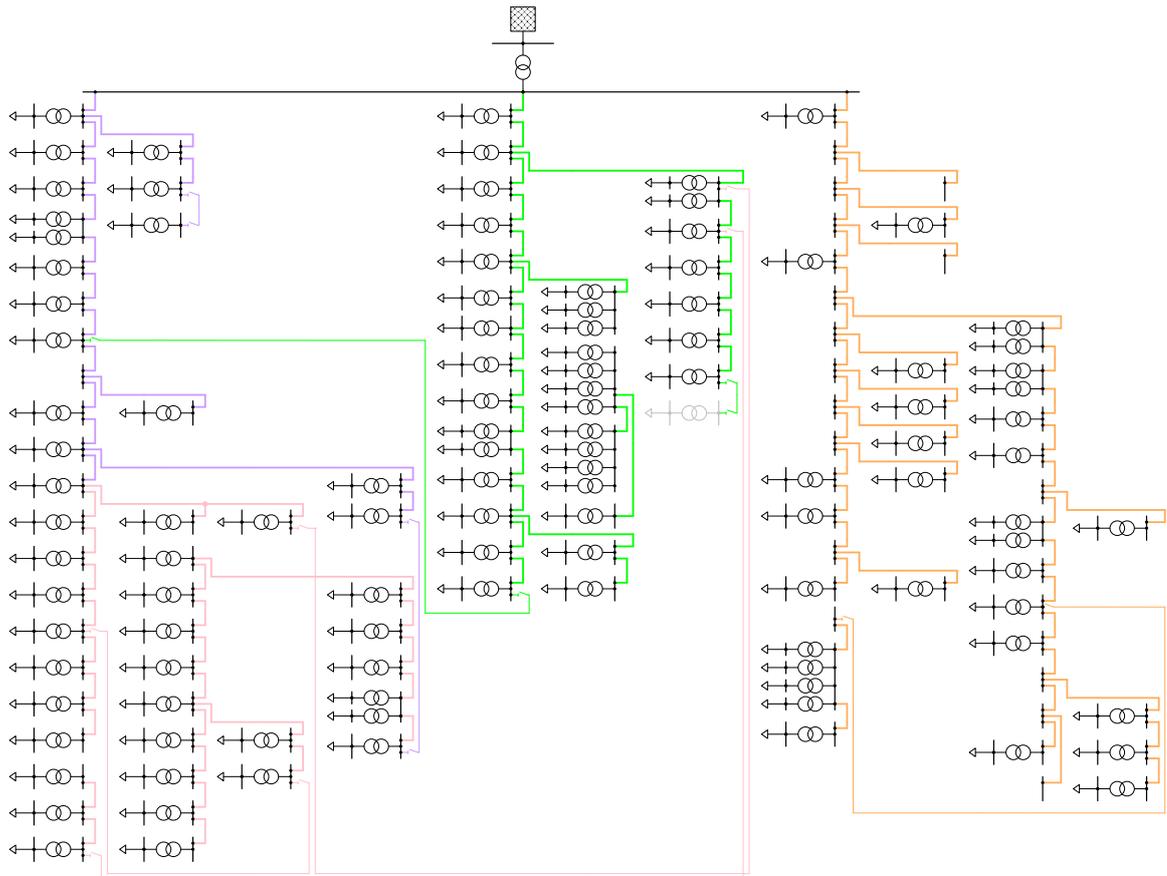


Abbildung 4-7: Rurales Modellnetz im IST-Zustand; schematische Darstellung

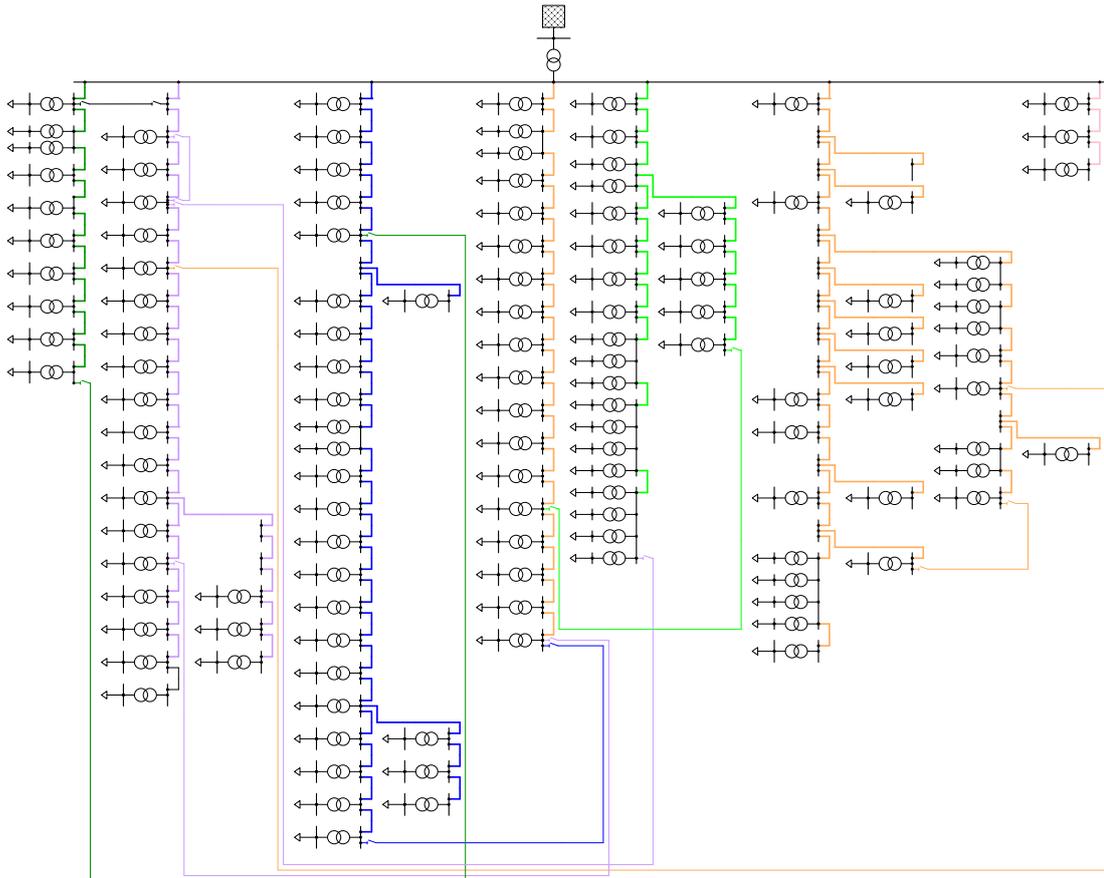


Abbildung 4-8: Rurales Modellnetz im SOLL-Zustand; schematische Darstellung

Diese 7 Abgänge decken dabei ungefähr das räumliche Gebiet der vor der Umstrukturierung nur 3 Abgänge ab. Die Anzahl an MS/NS-Transformatorstationen erhöht sich dabei von 114 auf 130, wobei hier zu erwähnen ist, dass viele dieser Ortsnetzstationen entweder in andere, im Modellnetz nicht berücksichtigte Mittelspannungsabgänge verschoben werden, beziehungsweise aus anderen hinzukommen.

In Abbildung 4-9 ist zusätzlich der Übergang vom aktuellen Ist-Zustandes des ruralen Netzes in das geplante Ziel-Netz gezeigt, hier allerdings in einer lageorientierten Darstellung.

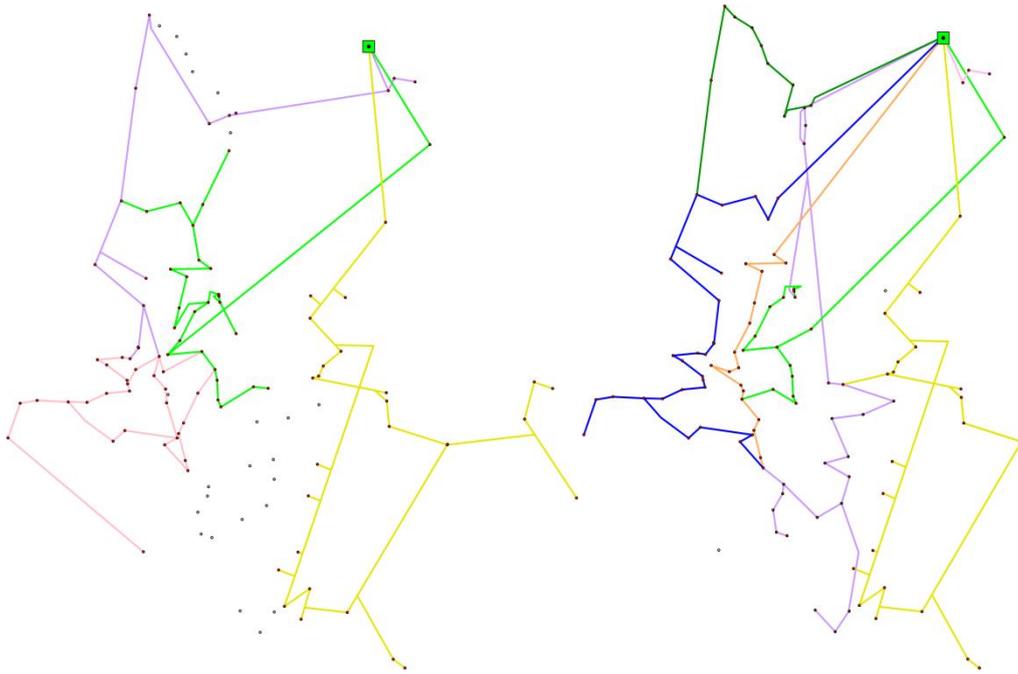


Abbildung 4-9: links: Ist-Zustand des ruralen Netzes; rechts: Zielnetzplanung

Im Vergleich zur Umstrukturierung im urbanen Modellnetz ist hier keine Änderung in der Verteilung der Leitungslängen (siehe Abbildung 4-10) feststellbar. Die mittlere Leitungslänge bleibt fast unverändert, sie erhöht sich sogar tendenziell (ungefähr +5%).

Dies zeugt vom doch unterschiedlichen Zugang bei der Netzumstrukturierung im Vergleich zum urbanen Netzgebiet. Dass sich die Verteilung der Transformator-Nennleistungen nicht verändert, trägt dem Paradigma Rechnung, dass die Ortsnetz-Stationen nicht in Frage gestellt werden [20]. Bei den Leitungslängen kommt es aber im Vergleich zum Ausgangsnetz sogar zu einer Zunahme von sehr langen Leitungen.

Speziell im Vergleich der lageorientierten Darstellung in Abbildung 4-9 kann aber dies gut begründet werden: Durch lange „Stichleitungen“ die direkt vom Umspannwerk zu etwas abgelegenen Netzgebieten verlegt werden, werden diese Bereich „elektrisch“ nahe an das Umspannwerk herangeholt, da die Impedanz dieses Abgangs so reduziert werden kann.

Auch erlaubt die etwas vereinfachte Netzstruktur (eher radiales Netz im Vergleich zur baumartigen Struktur in der Ausgangssituation) wie schon beim urbanen Modellnetz einen vereinfachten Netzbetrieb, da auch hier die Umschaltungen im Fehler- und Wartungsfall schneller oder auch automatisiert durchgeführt werden kann.

## 4. Lastprofilanalyse

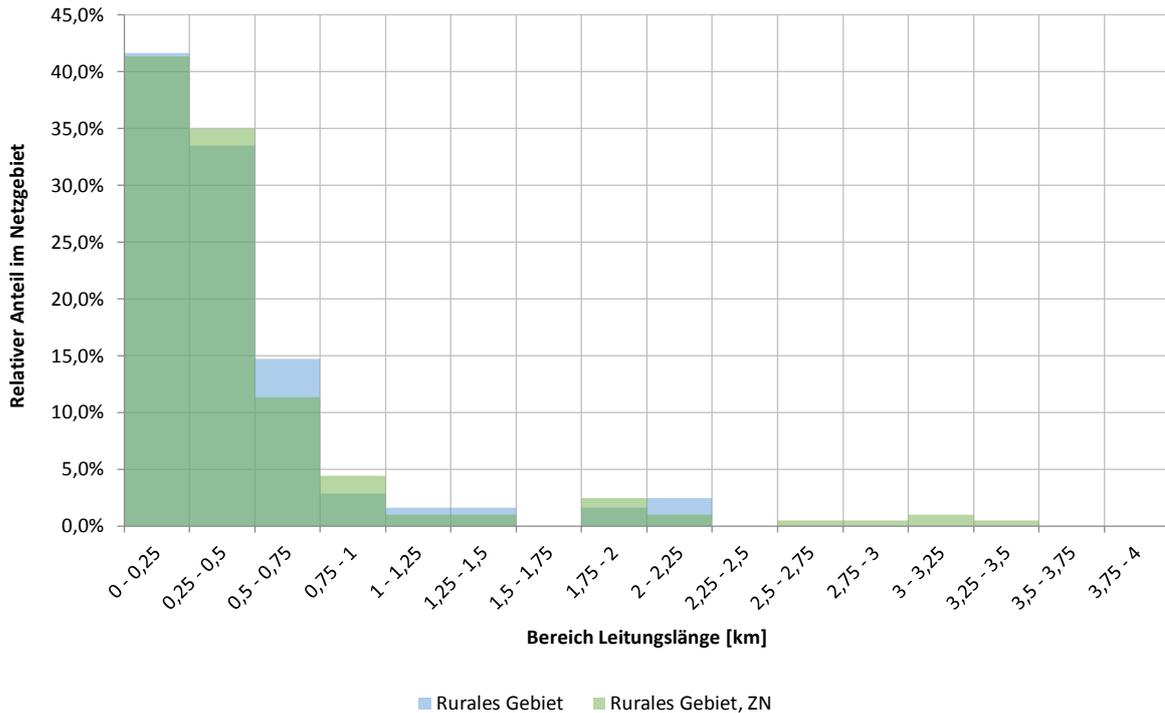


Abbildung 4-10: Veränderung der Verteilung der Leitungslängen im ruralen Netzgebiet (ZN = Zielnetzplanung)

### 4.2.2 Aktiver Regelumspanner

Als erste aktive Maßnahme, soll der Regelumspanner im jeweiligen Umspannwerk des zu untersuchenden Netzgebietes zum Einsatz kommen. Dabei handelt es sich um einen regelbaren Transformator mit Laststufenschalter. Dieser hat die Aufgabe, Spannungsschwankungen, die Aufgrund von Belastungsänderungen auftreten, auszugleichen. Dazu wird das Übersetzungsverhältnis auf der Oberspannungsseite geändert. Die Regelung erfolgt dabei auf Basis von Messwerten von der Mittelspannungssammelschiene an der Unterspannungsseite des Regelumspanners. Bei den anfänglichen Simulationen wurden die Regler dieses Regelumspanners deaktiviert, der Stufenschalter verblieb dauerhaft in der Mittelstellung. Dies wurde gemacht, um einerseits den Einfluss und die Auswirkung dieser standardmäßig eingesetzten Komponente zu untersuchen. Andererseits stellt der inaktive Regelumspanner eine erschwerte Bedingung dar und zeigt eventuelle Schwachstellen im Netz insbesondere in Bezug auf die Einhaltung des Spannungsbands früher auf.

Der im Rahmen dieser Diplomarbeit realisierte Laststufenschalter kann sowohl 13 Stufen hinauf, wie auch hinunter geregelt werden. Die Schrittweite beträgt dabei 1,4% der Nennspannung  $U_N$  und entspricht daher einem üblichen Typ.

Die Auswirkungen und Ergebnisse des Einsatzes eines Regelumspanners sind in Abschnitt 4.4 beschrieben.

### **4.2.3 Regelbarer Ortsnetztransformator**

Die Funktionsweise von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) wurde schon in Abschnitt 2.5 genauer erläutert. Auch deren Auswirkung auf die Anzahl der Spannungsbandverletzungen sowie der Auslastung der Betriebsmittel und der Verluste sollen für das jeweilige Netzgebiet genauer untersucht werden. Dazu wird jede Ortsnetzstation virtuell mit einem rONT ausgestattet. Dies bedeutet, dass jeder Transformator regelbar ausgeführt wird. Dazu wird eine Schrittweite von 1% der Nennspannung  $U_N$  festgelegt, wobei sowohl 3 Schritte nach oben bzw. unten geregelt werden kann. Die Regelung wird dabei je nach der aktuellen Spannung auf der Niederspannungsseite (400V) aktiv.

Wiederum werden die Ergebnisse dieser Maßnahme in Abschnitt 4.4 vorgestellt.

### **4.2.4 Aktive Ladesteuerung**

Als letzte aktive Maßnahme, die untersucht werden soll, ist eine aktive Ladesteuerung von Elektrofahrzeugen vorgesehen. Diese wurde für diese Diplomarbeit recht simpel gestaltet.

Der Verlauf einiger typischer Ladeprofile von Elektrofahrzeugen sind in Abbildung 4-11 dargestellt. Die Ladestation versucht im einfachsten Fall dieser zu folgen und somit den Speicher des Fahrzeugs vollständig zu laden. Dabei wird jedoch nicht darauf geachtet, ob sonstige Betriebsmittel im eigenen Netz gefährdet sind überlastet zu werden oder ob sie es etwa schon sind. Besonders gefährdet sind dabei die Transformatorstationen, die das Niederspannungsnetz, in dem sich die Elektrofahrzeuge befinden, mit der Mittelspannungsebene verbinden. Um solche Überlastungen und in weiterer Folge eventuelle Ausfälle zu vermeiden, werden intelligente Ladestationen eingesetzt, die nach verschiedensten Vorgehensweisen und Algorithmen arbeiten.

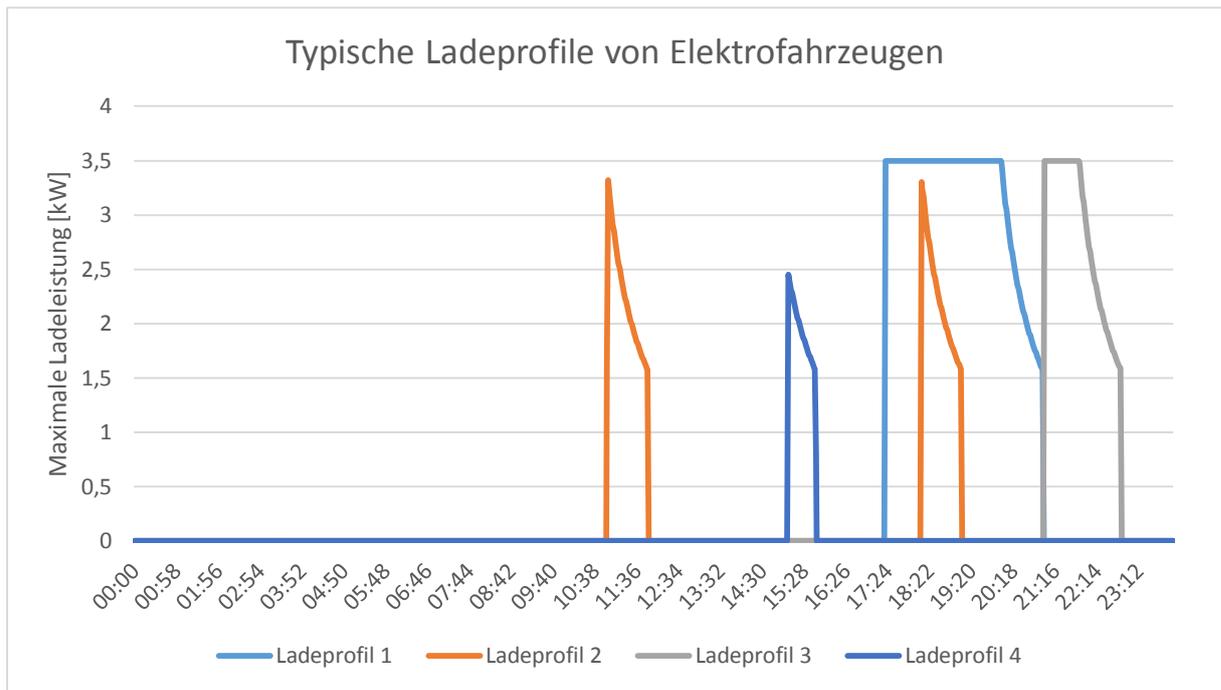


Abbildung 4-11: Typische Ladeprofile von Elektrofahrzeugen dargestellt über einen Tag [41]

Wie schon erwähnt, wurde im Rahmen dieser Diplomarbeit eine äußerst simple Methode solch einer intelligente Ladestationen konzipiert, welche eine aktive Ladesteuerung durchführt. Dazu wird von der Ladestation der Belastungszustand des zum betreffenden Niederspannungsnetz zugehörigen Transformators abgefragt. Überschreitet dieser einen gewissen Grenzwert, so wird die Ladung des Fahrzeuges nur noch mit begrenzter Ladeleistung durchgeführt [32]. Die fehlende, resultierende Ladung aufgrund der Abweichung zwischen dem vorgesehenen Ladeprofil und dem tatsächlichen, aufgrund der Überlastung reduzierten Profil, wird in einer Art virtuellen Speicher festgehalten, um sicherzustellen, dass die Ladung der Fahrzeuge nur aufgeschoben wird. Wird die maximale Belastbarkeit des Transformators wieder unterschritten, so wird dem vorgesehen Ladeprofil eine zusätzliche Ladung des Akkus überlagert. Dabei handelt es sich um den Inhalt des virtuellen Speichers. Dieser wird mit 10% der maximalen Ladeleistung der Ladestationen abgebaut. Dieser zusätzliche Ladevorgang wird dann solange ausgeführt, bis der virtuelle Speicher entleert ist. Natürlich kann es auch des Öfteren zu Verletzungen der Belastbarkeitsgrenzen kommen, wobei immer wieder der virtuelle Speicher gefüllt wird.

Mit Hilfe von Abbildung 4-12 soll diese Vorgehensweise durch ein Beispiel erklärt werden. Dazu ist die Scheinleistung aller drei Phasen eines Transformators

#### 4. Lastprofilanalyse

dargestellt, welcher zum Zwecke einer aktiven Ladesteuerung wie sie zuvor beschrieben wurde, überwacht werden. Der Trafo weist eine Gesamtnennscheinleistung von 315kVA auf, was pro Phase eine maximale Belastbarkeit von 105kVA bedeutet. Zur Veranschaulichung wird von einer kontinuierlich steigenden und abfallenden Belastung jeder Phase von knapp über 30kW ausgegangen, die rein aufgrund der Ladetätigkeiten von Elektrofahrzeugen entsteht, sowie einer Grundlast von 30kW, die nur auf Haushaltslasten beruht. Dabei kann es sich um das Ladeprofil eines einzelnen Fahrzeuges handeln oder um die Superposition von vielen, welche wiederum ein dreieckförmiges Ladeprofil bzw. Belastung des Transformators ergibt.

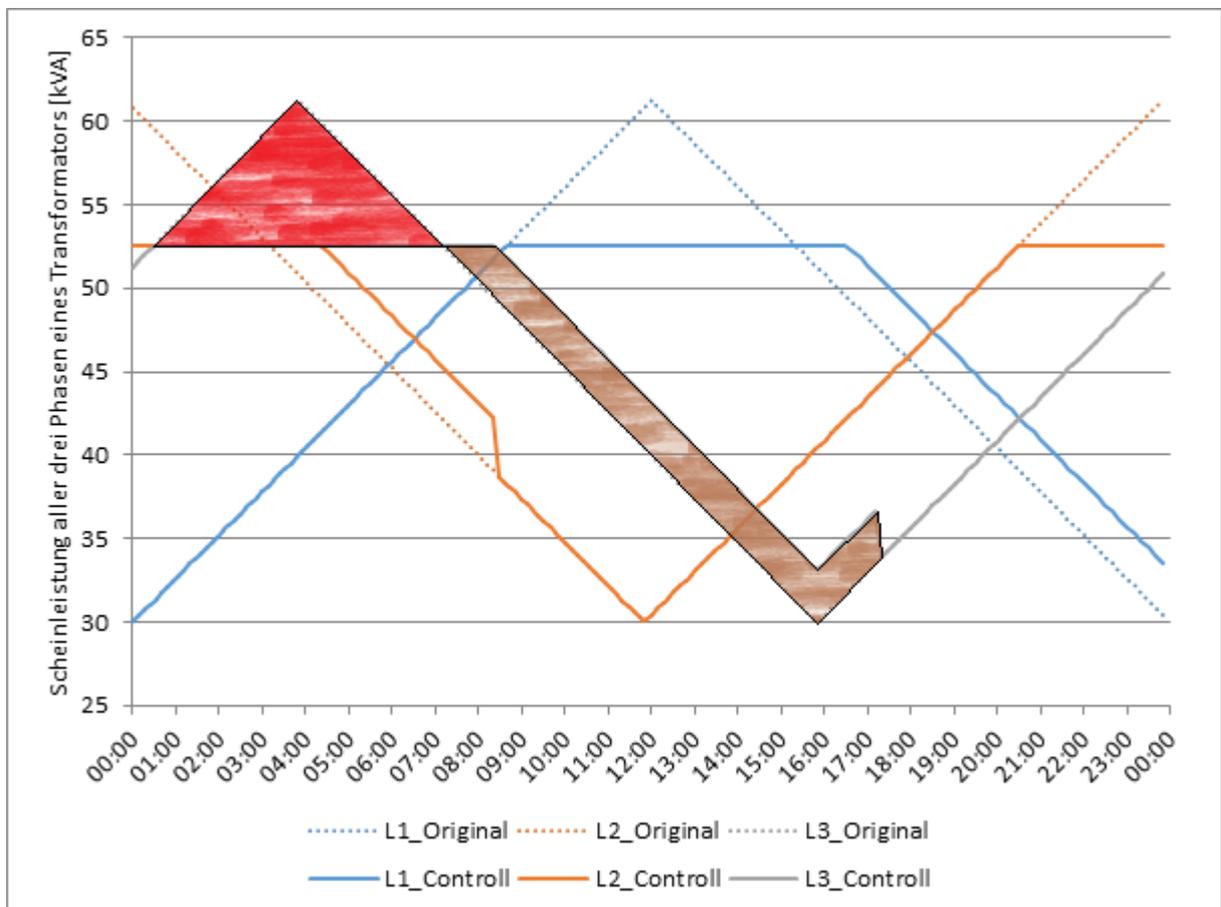


Abbildung 4-12: Beispielhafte Darstellung zur Veranschaulichung der umgesetzten, aktiven Ladesteuerung, L1, L2, L3... Phasen 1, 2 und 3

Wie nun zu erkennen ist, wird ab einer Belastung von ungefähr 50% der Maximalbelastung des Transformators, was im vorliegenden Fall einer Scheinleistung von 52,5kVA entspricht, die Ladetätigkeit begrenzt. Während dieser Zeit, wird der virtuelle Speicher der Ladesteuerung gefüllt. Dies entspricht in Abbildung 4-12 der rot

schraffierten Fläche. Wird der eingestellte Grenzwert wieder unterschritten, so wird das Laden mit voller Leistung fortgesetzt. Der Verlauf entspricht nun jedoch nicht mehr dem vorgegebenen Dreieck, sondern ist um die schon erwähnte, Entladung des virtuellen Speichers erhöht. Bei Phase 3 in Abbildung 4-12 kann sehr gut beobachtet werden, dass die erhöhte Ladetätigkeit so lange bestehen bleibt, bis der virtuelle Speicher wieder vollständig entleert ist. Dies entspricht der braun schraffierten Fläche in Abbildung 4-12. Die rot und die braun schraffierten Flächen, müssen also stets den gleichen Inhalt aufweisen.

### 4.3 Überprüfung der NS-Netzdefinition

Um die Brauchbarkeit, der in Abschnitt 3.4 entworfenen, synthetischen Niederspannungsnetze zu kontrollieren und damit zu bestätigen, dass diese, ohne große Fehler zu verursachen, eingesetzt werden könne, ist das Ziel dieses Abschnittes die Verifikation von Simulationsergebnissen die mit Hilfe dieser Modellnetze erstellt wurden. Dies ist notwendig, da alle weiteren Analysen auf diesen modellierten Testnetzen aufbauen. Dazu wird ein Vergleich zwischen den tatsächlich gemessenen Profilen der einzelnen Abgänge und der im Rahmen dieser Diplomarbeit simulierten Lastgängen angestellt.

Zum einen dienen dazu die Tagesganglinien der einzelnen Mittelspannungsabgänge, wie sie schon exemplarisch in Abschnitt 3.3 dargestellt wurden. Diese repräsentieren dabei die realen, gemessenen Verhältnisse im Netzgebiet. Um nun bewerten zu können, ob die entworfenen Testnetze brauchbar und damit aussagekräftig sind, müssen die Simulationsergebnisse dieser mit den gemessenen Daten verglichen werden. Um dies zu bewerkstelligen, werden die Ergebnisse des Ist-Zustandes der Modellnetze aus Abschnitt 4.4 herangezogen. Dabei wird wie in Abschnitt 3.1 näher ausgeführt, das Netz-Analyse-Tool (NAT) eingesetzt, welches als Netzstruktur das jeweilige reduzierte Netzgebiet im aktuellen Zustand verwendet. Des Weiteren wird jeder MS/NS-Transformatorstation (Ortsnetzstation) das entsprechende Niederspannungsnetz zugeordnet, welches im vorigen Abschnitt 3.4 ermittelt wurde. Da die synthetischen Niederspannungsnetze auf Basis von rein synthetischen Haushaltslasten erstellt wurden, werden auch an die Lastknoten der Niederspannungsnetzes nur reine Haushaltslasten gelegt, was dem Basisszenario aus Abschnitt 4.1 entspricht.

### 4.3.1 Urbanes Netzgebiet

Zum Zwecke der Verifikation, werden nun die Tageslastgänge der Mittelspannungsabgänge des urbanen Modellnetzes herangezogen. Diese werden mit den Ergebnissen der Lastprofilanalyse dieser Netze, welche mit den synthetischen Niederspannungsnetzen durchgeführt wurde, verglichen. Um die gewünschten Daten aus der vom NAT im Rahmen der Simulation erstellten Ergebnisdatenbank zu extrahieren, wird das Offline-Analysetool eingesetzt, welches in Abschnitt 3.2 genauer beschrieben wird. Mit diesem ist es möglich, die Stromaufnahme und damit in weiterer Folge auch die Leistungsaufnahme jedes einzelnen Mittelspannungsabganges des Modellnetzes zu extrahieren. Dazu wird die Auslastung des ersten Kabelteilstückes des jeweiligen Abganges verwendet, welche die Stromaufnahme des ganzen Abganges repräsentiert. In Abbildung 4-13 bis Abbildung 4-22 werden nun für jeden Mittelspannungsabgang des urbanen Modellnetzes die Ergebnisse der Simulation mit den realen Messdaten in einem Diagramm zusammengeführt und miteinander verglichen. Es werden dabei also die tatsächlichen Zusammenhänge zwischen den Modellnetzen mit den synthetischen Niederspannungsnetzen und den realen Tageslastgängen dargestellt und keine Anpassungen, wie es etwa in Abbildung 3-24 der Fall war.

#### 4. Lastprofilanalyse

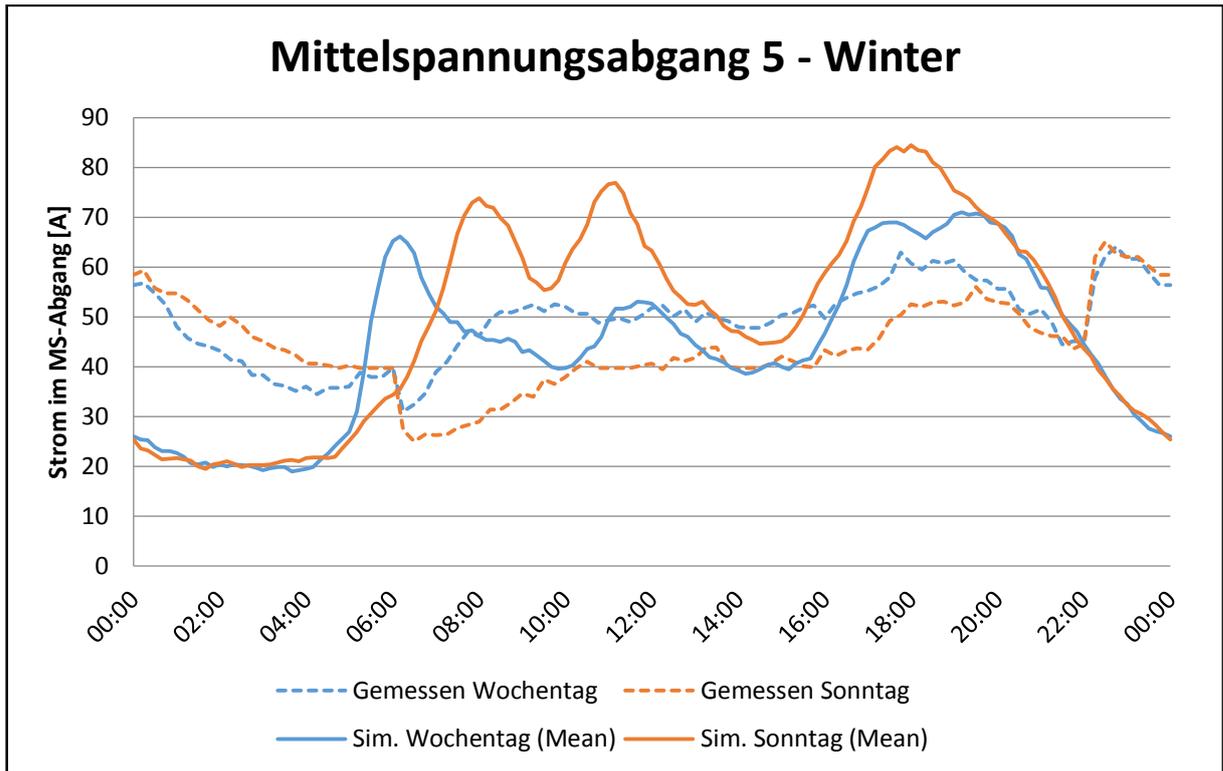


Abbildung 4-13: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 5 des urbanen Modellnetzes im Winter

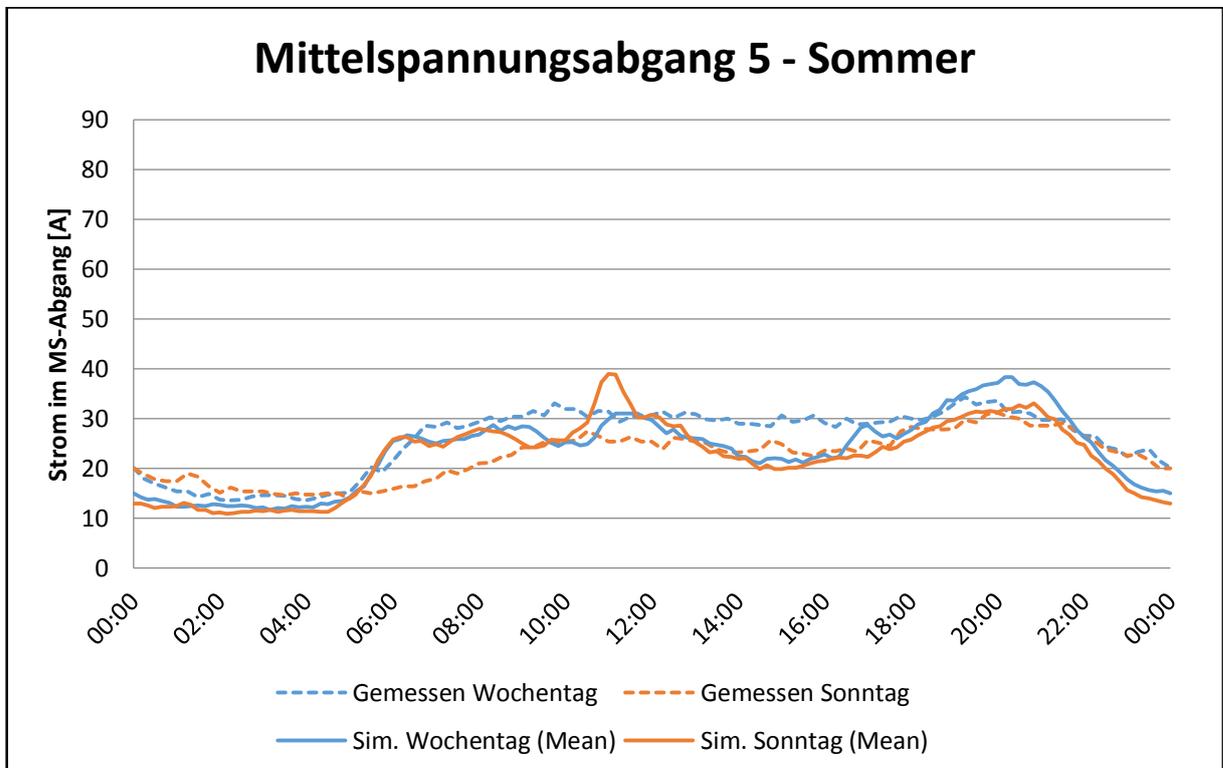


Abbildung 4-14: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 5 des urbanen Modellnetzes im Sommer

Die Auswahl des synthetischen Niederspannungsnetzes für den Mittelspannungsabgang 5 im urbanen Netzgebiet wurde anhand des Wochentages im Winter vorgenommen. An diesem Tag wurde das Maximum, der mit Hilfe der Messdaten und den synthetischen Profilen ermittelten Kundenzahlen, dieser ermittelt (siehe dazu Tabelle 3-3), weshalb für diesen Tagestyp die simulierte Tagesganglinie an die gemessene angepasst wurde. Wie aus Abbildung 4-13 und Abbildung 4-14 ersichtlich ist, stimmen hier die gemessene und die simulierte Tagesganglinie am besten überein, was eben daran liegt, dass die Zuordnung der Niederspannungsnetzgrößen für diesen Abgang anhand dieses Tages erfolgt ist. Dass sie sich in ihrer Amplitude dennoch unterscheiden, liegt an der Tatsache, dass auch bei der Auswahl noch Rundungen durchgeführt wurden. Da diese Anpassung wie eben erwähnt immer nur für einen Tag für den jeweiligen Mittelspannungsabgang vorgenommen wurde, kann es nun zwangsläufig an den anderen Tagen zu erheblichen Abweichungen kommen. Von der Einführung zusätzlicher, tagestypabhängiger Skalierungsfaktoren wurde abgesehen, da dadurch die synthetischen Profile stark geändert würden und so die verschiedenen Lastszenarien (siehe Abschnitt 4.1.2 und 4.1.3) nur bedingt aussagekräftig wären. Durch geeignete Maßnahmen wäre aber eine Anpassung der simulierten Profile an die gemessenen Profile zumindest in deren maximalen Leistungsaufnahme möglich. Um jedoch den Aufwand der im Rahmen dieser Diplomarbeit durchzuführenden Analysen in einem überschaubaren und vertretbaren Rahmen zu halten, erschien dies als die einzig sinnvolle Möglichkeit vorzugehen.

Ebenso ist zu erkennen, dass sich die Verläufe kaum decken, was auf die Tatsache zurückzuführen ist, dass in den Simulationsdaten nur reine Haushaltsprofile zum Einsatz kommen und etwaige andere kommerzielle Lastprofile (Nahversorger, Betriebe, Bürokomplexe, etc.), die ebenfalls in urbanen Niederspannungsnetzen vorkommen und nur sehr schwer reproduzierbar sind, außer Acht gelassen wurden. So wurde aber sichergestellt, dass zumindest die maximale Lastsituation sicher abgebildet wird.

Die erwähnten Nachteile werden jedoch von der Tatsache aufgewogen, dass mit diesen synthetischen Netzen und Profilen Verbesserungs- und Umstrukturierungsmaßnahmen und Szenarien modelliert werden können, was mit reinen Messdaten nicht so einfach möglich wäre. Da die erstellten synthetischen Netze und Profile nur zum Vergleich der in Abschnitt 4.2 dargestellten Maßnahmen

herangezogen werden, ist deren Verwendung akzeptabel, solange nur relative Vergleiche angestellt werden. Aussagen, die auf den absoluten Lastdaten beruhen, müssen unter Berücksichtigung der eben erwähnten Einschränkungen gemacht werden.

In Abbildung 4-15 bis Abbildung 4-22 sind die weiteren Vergleiche der restlichen vier Mittelspannungsabgänge des urbanen Modellnetzes gezeigt. Auch bei diesen ist zu erkennen, dass die Anpassung stets anhand des Kundenmaximums eines einzelnen Tages vorgenommen wurde (siehe dazu Tabelle 3-3) und so immer versucht wird, die maximale Lastsituation weitestgehend abzudecken. Auch ist wieder bemerkbar, dass die Lastgänge zumeist in ihren Verläufen keine Ähnlichkeiten mit den synthetischen Profilen aufweisen. Die Ursachen dafür sind wie schon erwähnt, die Vielzahl an Verbrauchertypen, die in typischen Niederspannungsnetzen auftreten, wie zum Beispiel Gastronomie, Bürogebäude oder auch Industrie.

Für den Mittelspannungsabgang 1 des urbanen Modellnetzes wurde die Wahl der unterlagerten Niederspannungsnetzgrößen anhand des Werktages im Winter vorgenommen. Wie jedoch in Abbildung 4-15 und Abbildung 4-16 zu erkennen ist, deckt sich diese Auswahl auch mit den anderen Tagen recht gut. Dies lässt darauf schließen, dass in diesem Abgang ein hoher Anteil an Haushaltslasten vorhanden ist.

#### 4. Lastprofilanalyse

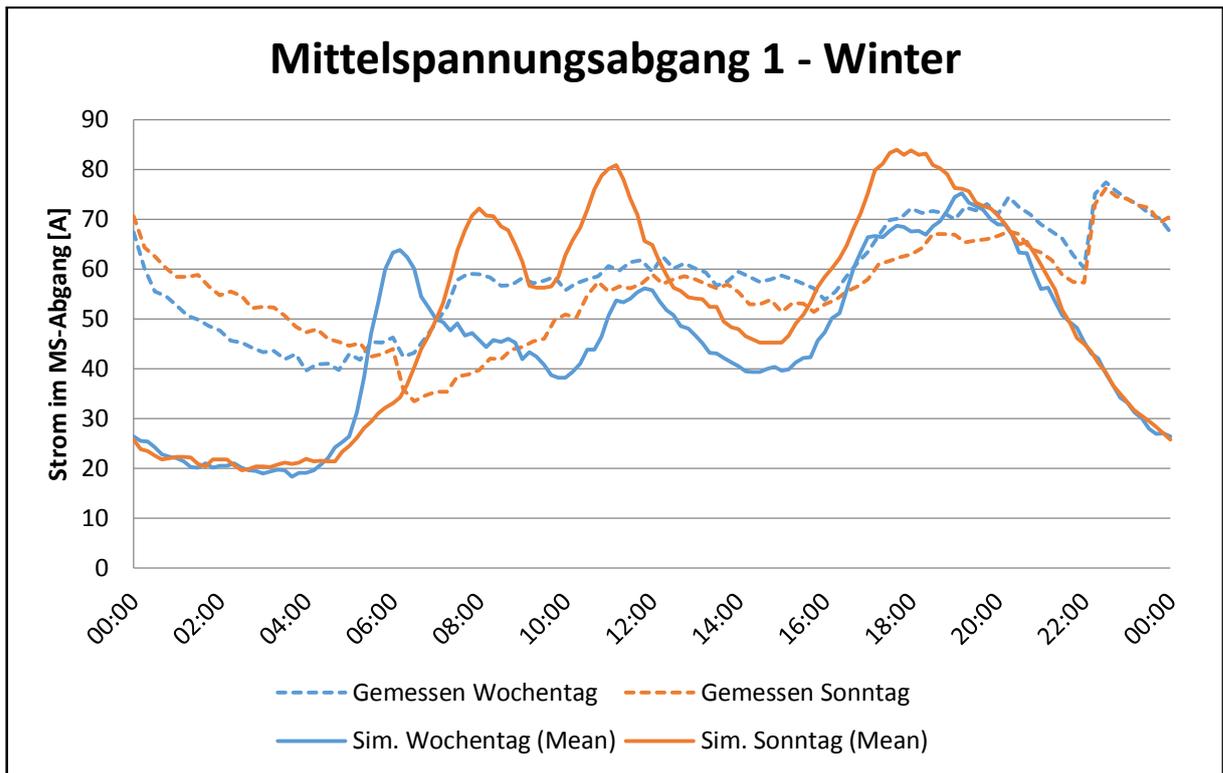


Abbildung 4-15: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 1 des urbanen Modellnetzes im Winter

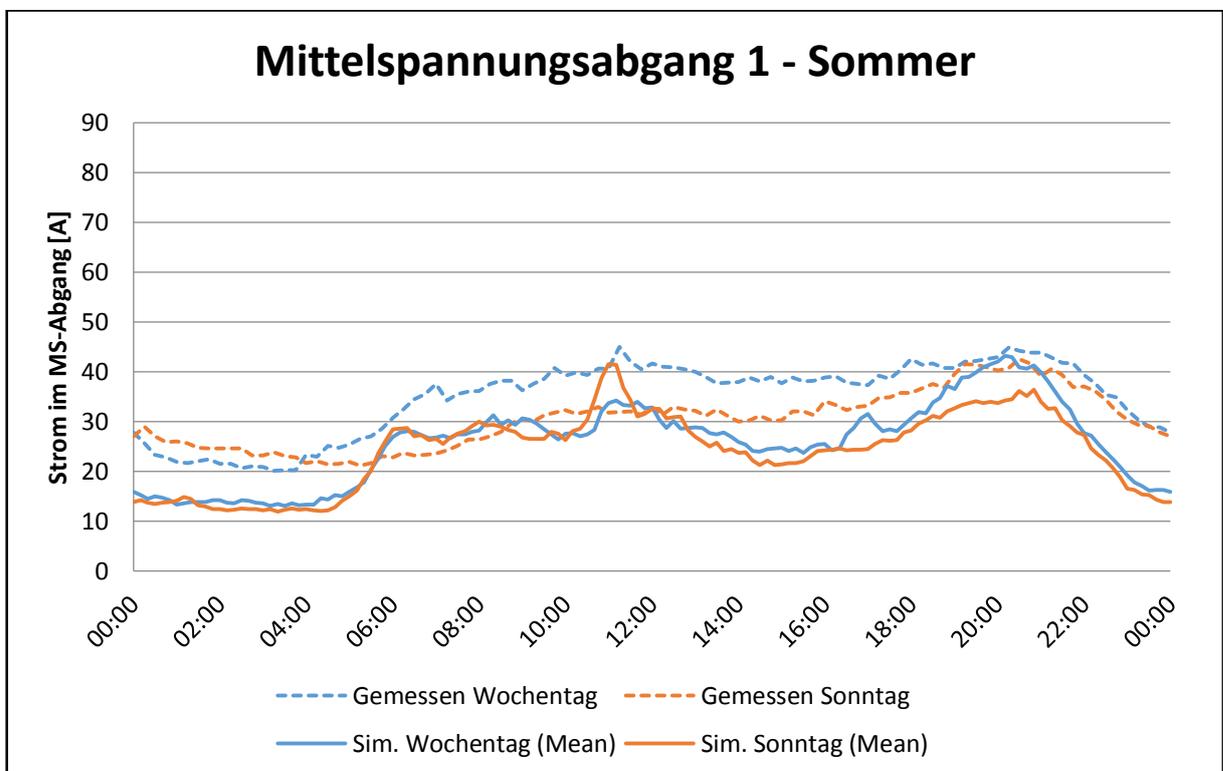


Abbildung 4-16: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 1 des urbanen Modellnetzes im Sommer

#### 4. Lastprofilanalyse

Anders verhält sich die Situation beim Mittelspannungsabgang 2. Hier sind die Tageslastgänge besonders auffällig, was in Abbildung 4-17 und Abbildung 4-18 dargestellt ist. Es ist zu erkennen, dass am Sonntag vermutlich nur eine Grundlast abgedeckt wird, da die Verläufe nahezu gleichbleibend verlaufen. Am Werktag hingegen kommt eine Belastung im Zeitraum von 6 Uhr bis 20 Uhr hinzu, was wiederum auf etwaige, unterschiedliche Verbrauchertypen zurückgeführt werden kann. Die Anpassung wurde hierbei für den Werktag im Sommer durchgeführt. Aufgrund der erwähnten, auffälligen Verläufe, stimmt hier die gewählte Niederspannungsnetzgröße jedoch mit keinem anderen Tag gut überein.

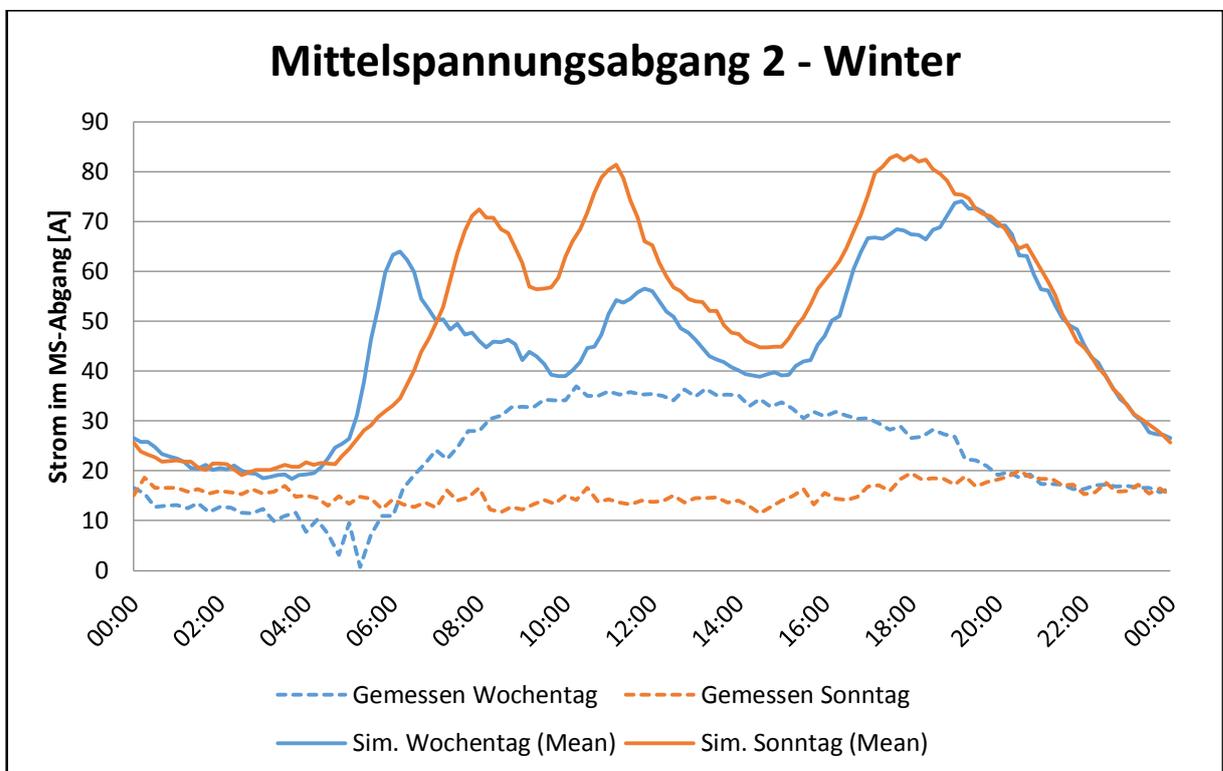


Abbildung 4-17: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 2 des urbanen Modellnetzes im Winter

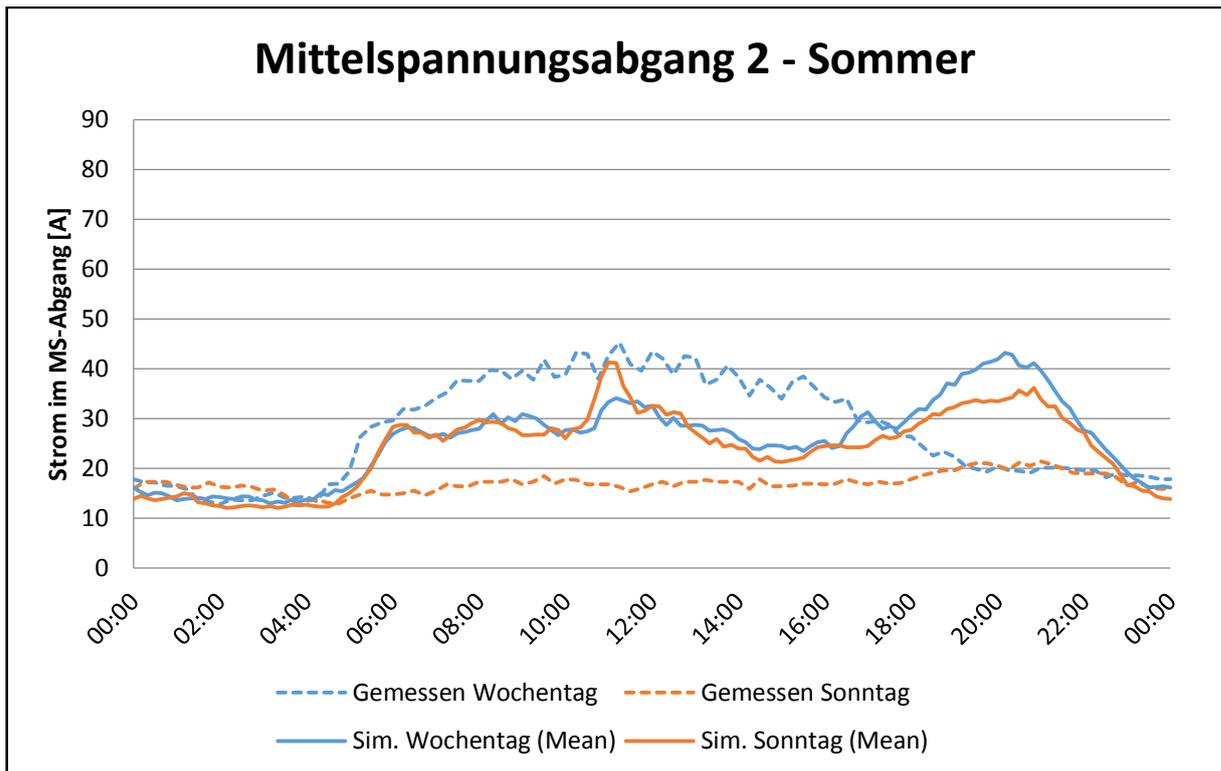


Abbildung 4-18: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 2 des urbanen Modellnetzes im Sommer

Für den Mittelspannungsabgang 3 wurde die Niederspannungsnetzgröße am Werktag im Winter angepasst. Während diese Auswahl für den Werktag und Sonntag im Sommer noch gut zutreffend ist, trifft dies auf für den Winter Sonntag nicht zu (siehe dazu Abbildung 4-19 und Abbildung 4-20).

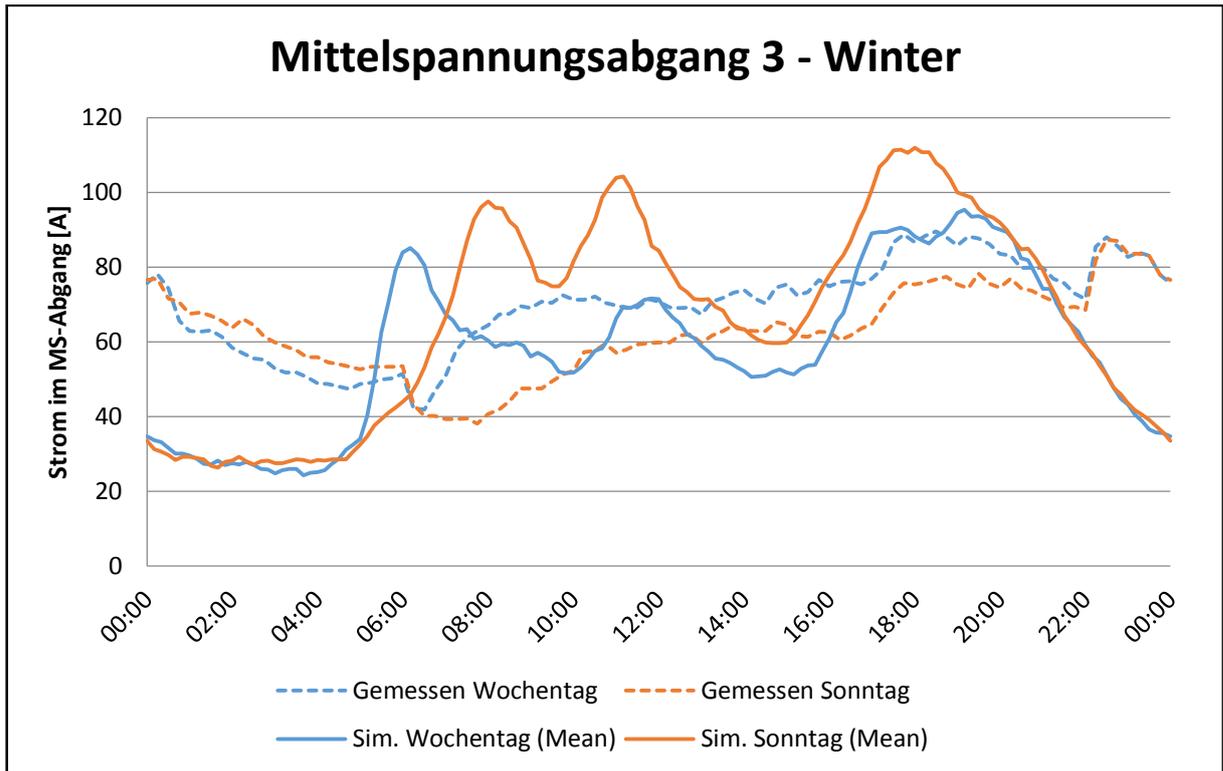


Abbildung 4-19: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 3 des urbanen Modellnetzes im Winter

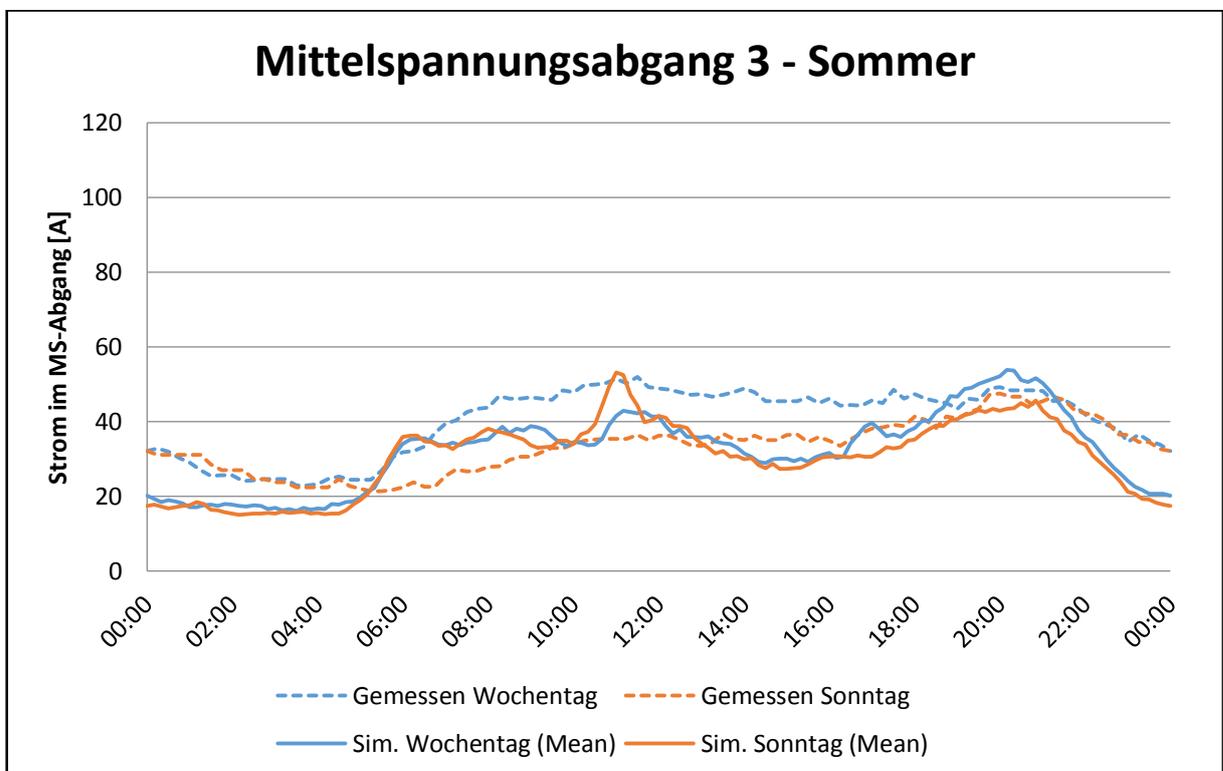


Abbildung 4-20: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 3 des urbanen Modellnetzes im Sommer

#### 4. Lastprofilanalyse

Die Anpassung des Mittelspannungsabgangs 4 wurde anhand des Werktages im Sommer getroffen. Dabei ist aus Abbildung 4-21 und Abbildung 4-22 zu erkennen, dass diese getroffene Wahl auch für den Sonntag im Sommer gut passt. Im Winter sind die Abweichungen etwas größer, vor allem den Sonntag betreffen.

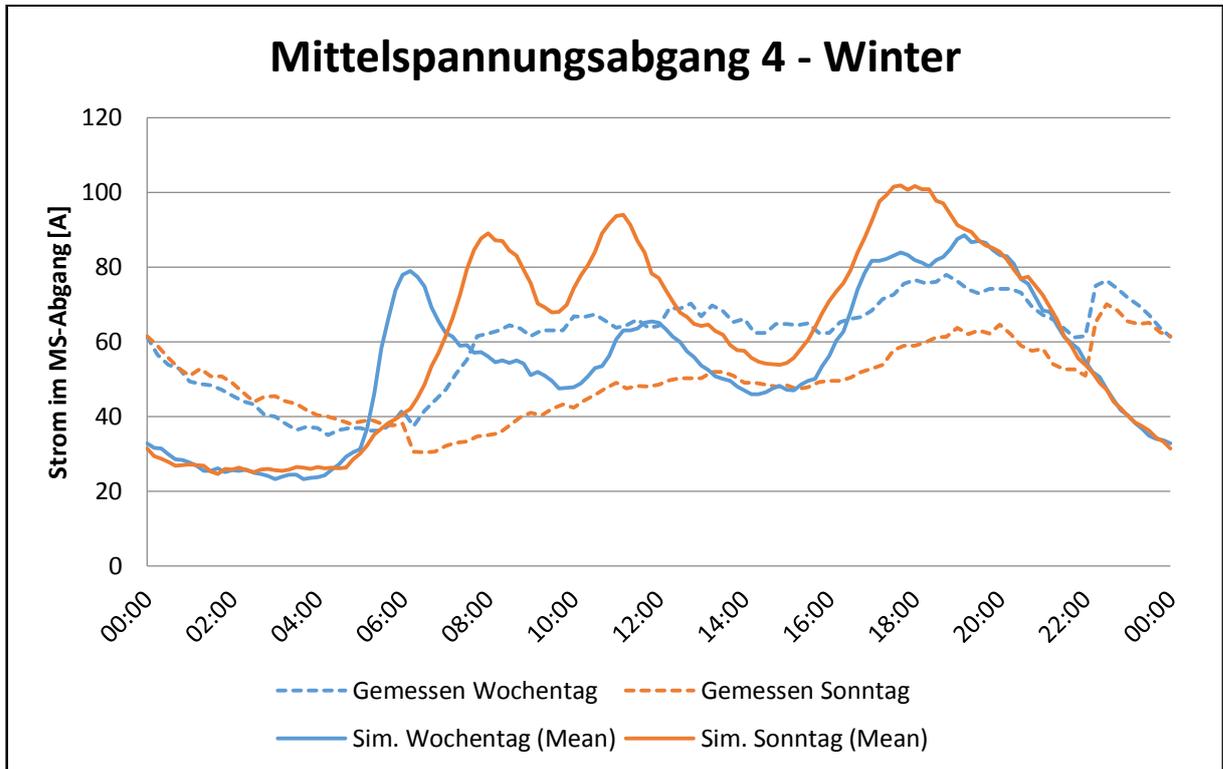


Abbildung 4-21: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 4 des urbanen Modellnetzes im Winter

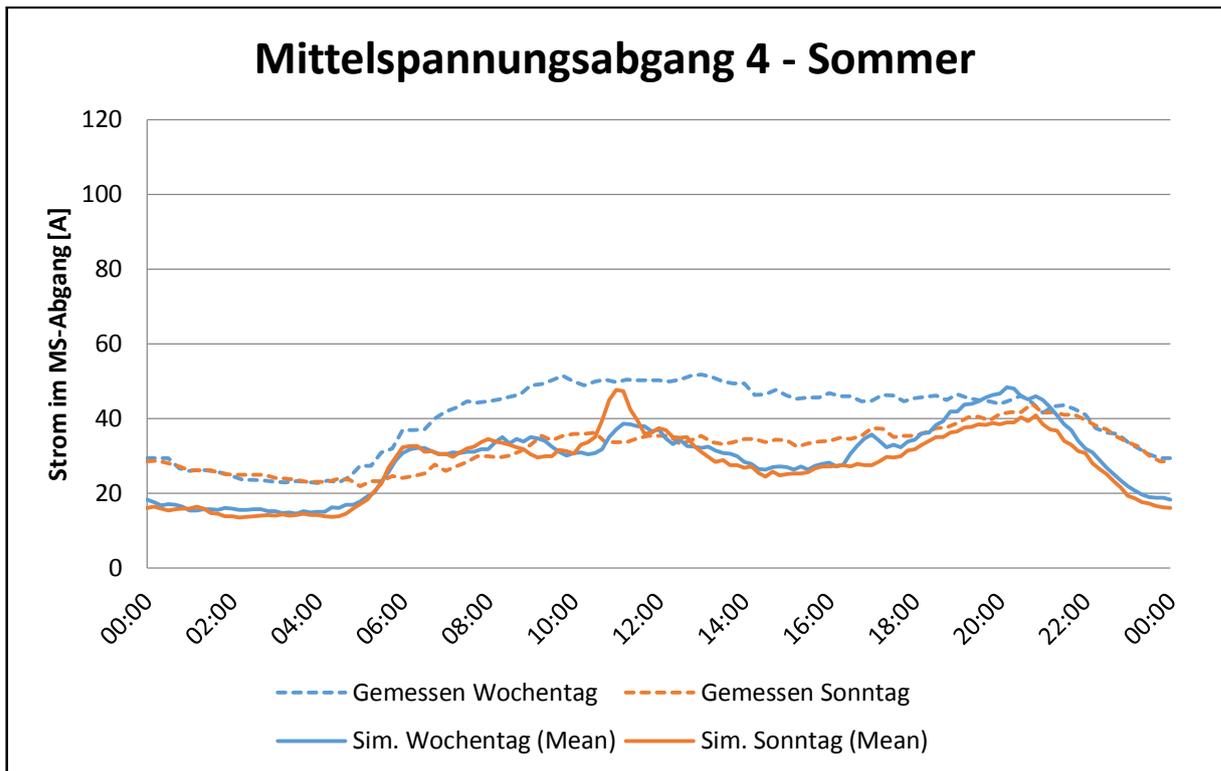


Abbildung 4-22: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 4 des urbanen Modellnetzes im Sommer

Aus der vorgenommenen Verifikation lässt sich nun ableiten, dass die entworfenen, synthetischen Niederspannungsnetze und deren Zuordnung zu den jeweiligen Ortsnetzstationen die maximale Lastsituation im betreffenden Mittelspannungsabgang zumindest für einen Tag gut abbildet. Trotz der bereits erwähnten Einschränkungen werden die erstellten Netzdefinitionen für die anstehenden Simulationen und Analysen in den Kapiteln 4 und 5 eingesetzt, da sie eine ausreichende Nachbildung der Netzzustände, insbesondere dann, wenn relative Vergleiche angestellt werden, liefern.

### 4.3.2 Rurales Netzgebiet

Analog zum urbanen Netzgebiet, werden die Ergebnisse der Zuordnung der synthetischen Niederspannungsnetze zu den jeweiligen Ortsnetzstationen, wie es in Abschnitt 3.4 dargestellt ist, auch für das rurale Netzgebiet verifiziert. Die Vorgehensweise ist dabei dieselbe, wie sie schon zuvor für das städtische Modellnetz beschrieben wurde.

Wiederum werden die gemessenen Tageslastgänge der Mittelspannungsabgänge des ruralen Modellnetzes verwendet und mit den Simulationsergebnissen der Lastprofilanalysen dieses Netzgebietes in einem Diagramm zusammengeführt und verglichen. Da das rurale Modellnetz aus drei Mittelspannungsabgängen besteht, wurde dies für all diese durchgeführt, jedoch jeweils für Winter und Sommer getrennt. Die Ergebnisse dieser Verifikation sind in Abbildung 4-23 bis Abbildung 4-28 gezeigt.

Trotz der etwas anderen Vorgehensweise bei der Zuordnung der einzelnen Niederspannungsnetze zu den jeweiligen Ortsnetzstationen, kann hier auch davon gesprochen werden, dass diese Zuteilung anhand eines einzelnen Tages erfolgt ist, da die Gesamtanzahl der Kunden pro Mittelspannungsabgang für einen einzelnen Tag abgeleitet wurde und diese trotz der ungleichmäßigen Aufteilung der Niederspannungsnetzgrößen auf die Transformatorstationen, konstant bleibt.

Wie schon in Abbildung 3-27 und Tabelle 3-4 zu sehen ist, wurde die Anpassung der Niederspannungsnetze für das rurale Modellnetz stets für den Werktag im Sommer vorgenommen. Dies ist für den Mittelspannungsabgang 1 in Abbildung 4-23 und Abbildung 4-24 gut zu erkennen. Dabei ist auch zu sehen, dass die Wahl der Netzgrößen auch für Sonntag im Sommer angemessen ist, im Winter jedoch gibt es doch deutliche Abweichungen.

Des Weiteren fällt bei vielen der realen, gemessenen Lastgänge des ruralen Netzes auf, dass es immer wieder zu kurzen, horizontalen Abschnitten in den Verläufen kommt. Dies lässt sich vermutlich mit fehlenden Messwerten erklären, was jedoch wiederum dazu führt, dass diese Verläufe unter einem gewissen Vorbehalt betrachtet werden müssen.

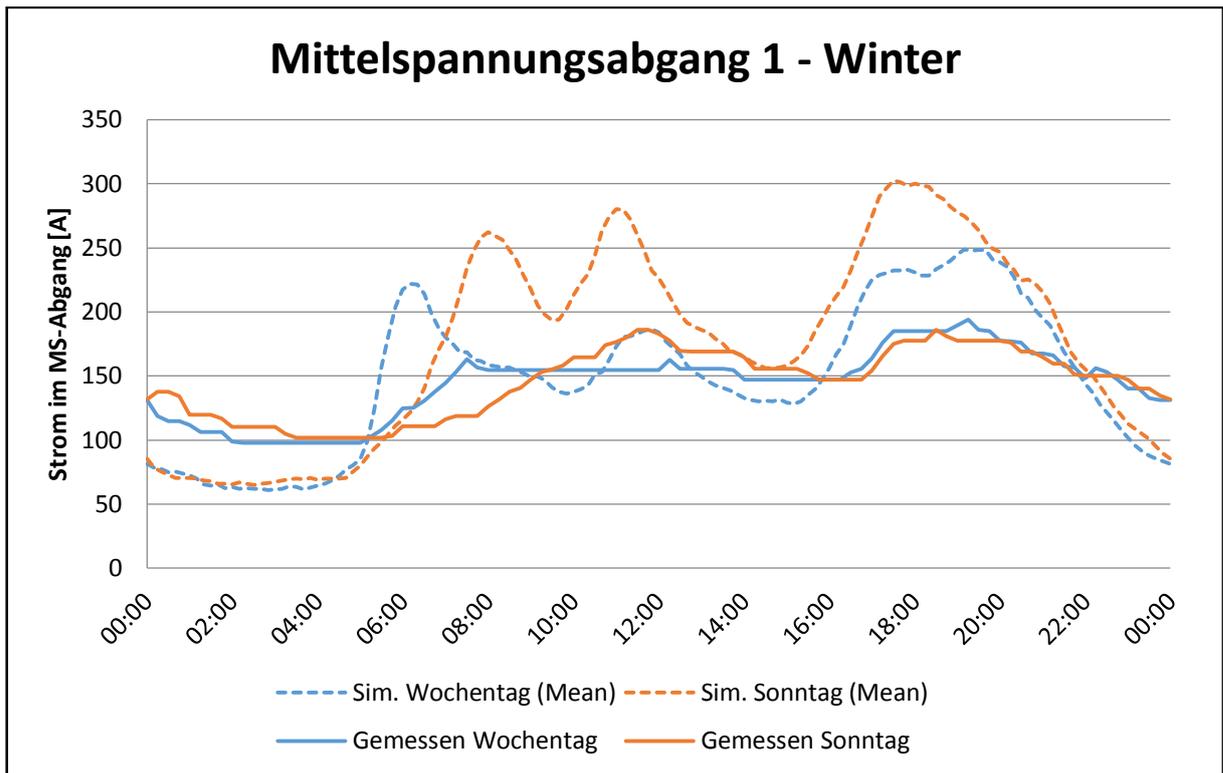


Abbildung 4-23: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 1 des ruralen Modellnetzes im Winter

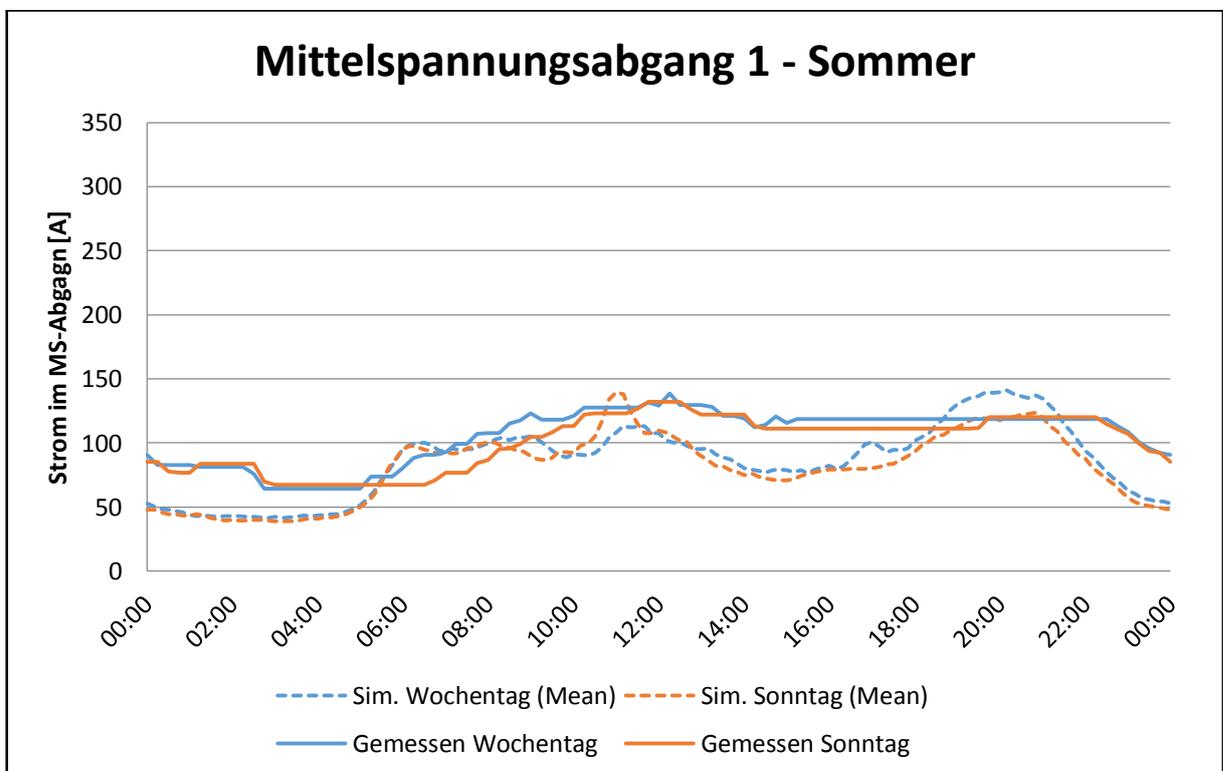


Abbildung 4-24: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 1 des ruralen Modellnetzes im Sommer

#### 4. Lastprofilanalyse

Für den Mittelspannungsabgang 2, ist die Wahl der geeigneten Niederspannungsnetzgrößen kaum für einen anderen Tag als den Werktag im Sommer, für den die Anpassung vorgenommen wurde, geeignet (siehe dazu Abbildung 4-25 und Abbildung 4-26). Vor allem an den Sonntagen gibt es starke Abweichungen.

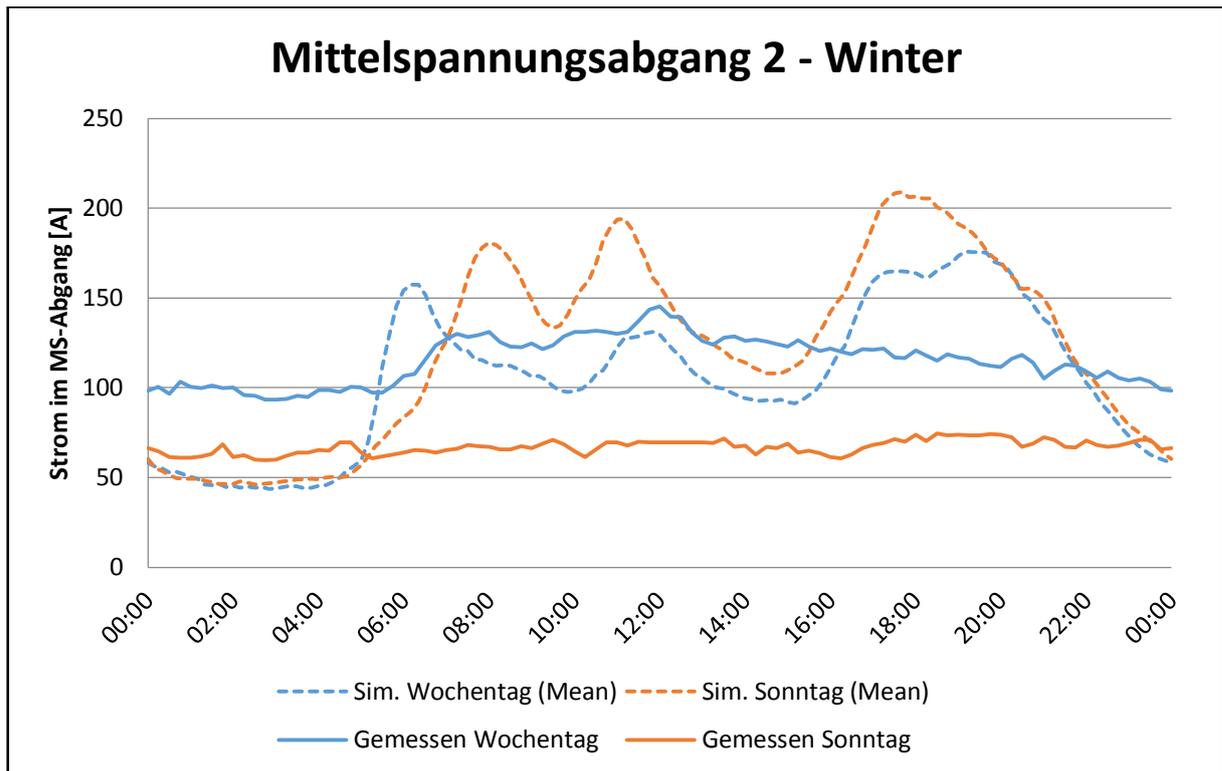


Abbildung 4-25: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 2 des ruralen Modellnetzes im Winter

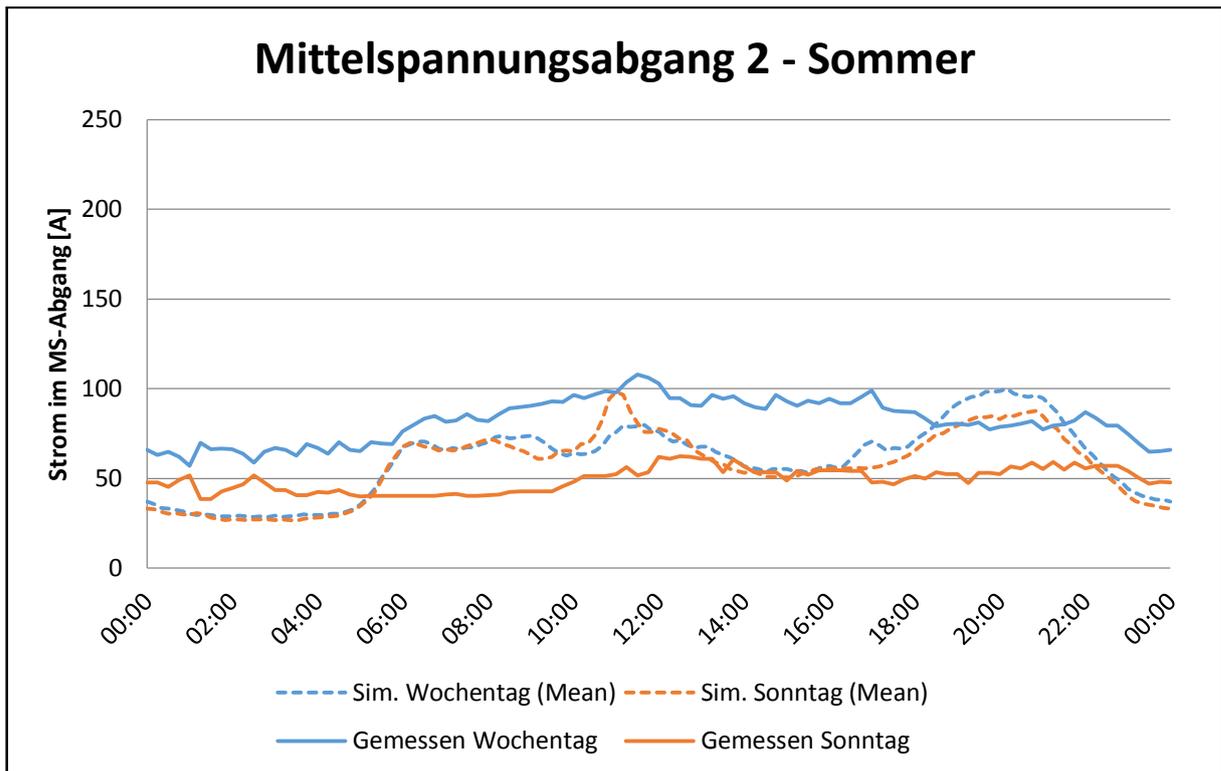


Abbildung 4-26: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 2 des ruralen Modellnetzes im Sommer

Ähnlich zum Mittelspannungsabgang 1, ist die durchgeführte Auswahl an Niederspannungsnetzgrößen für den dritten Mittelspannungsabgang nicht nur für den Werktag im Sommer gut geeignet, sondern auch für den zugehörigen Sonntag. Die Wintertage jedoch, werden schlecht nachgebildet (siehe dazu Abbildung 4-27 und Abbildung 4-28).

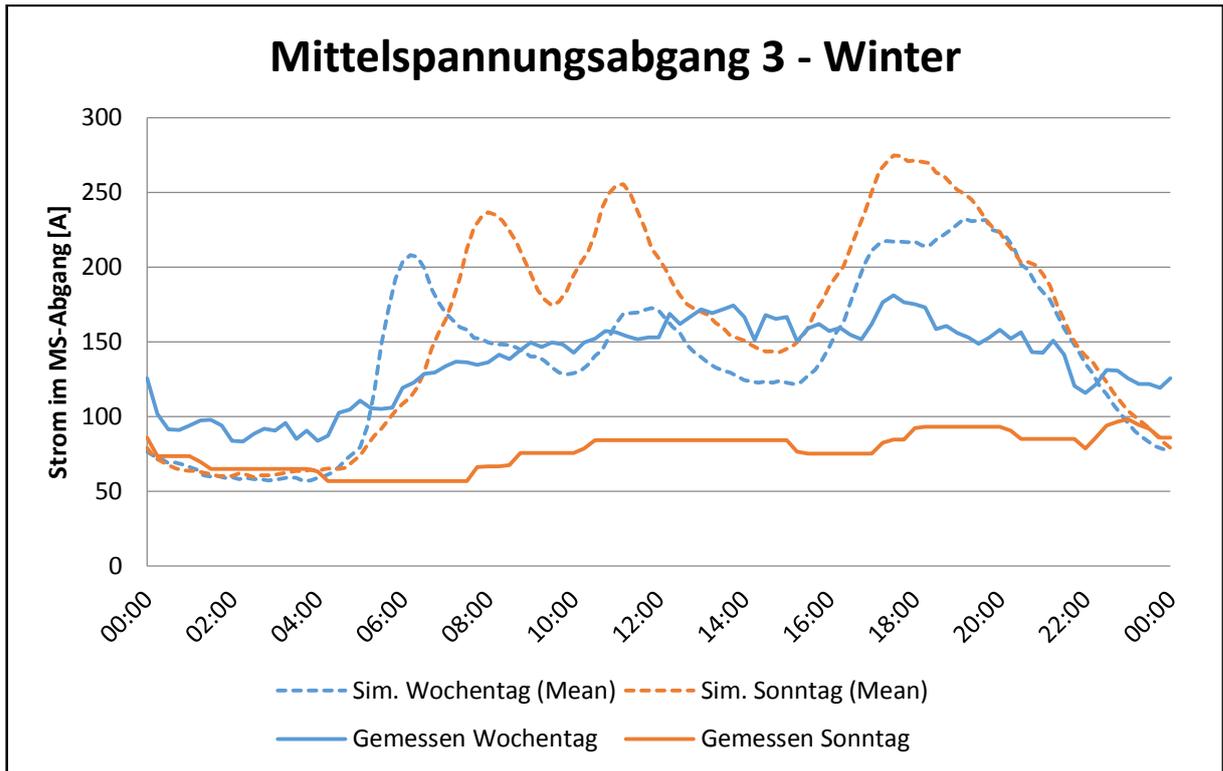


Abbildung 4-27: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 3 des ruralen Modellnetzes im Winter

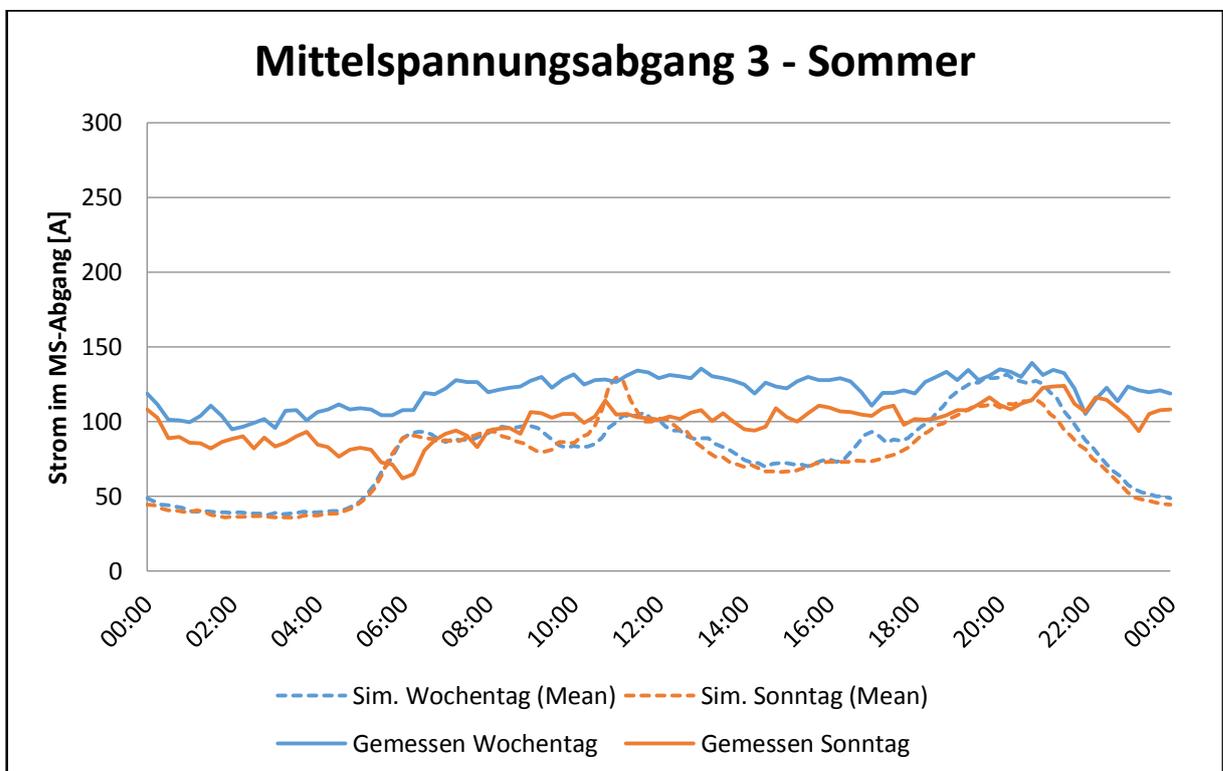


Abbildung 4-28: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 3 des ruralen Modellnetzes im Sommer

#### 4. Lastprofilanalyse

---

Analog zum urbanen Netzgebiet hat auch hier die Verifikation bestätigt, dass die getroffene Auswahl und Zuordnung der Niederspannungsnetze, die gewünschte Abbildung der maximalen Lastsituation mit sich bringt. Da die Messwerte auch nur eingeschränkt die Netzsituation widerspiegeln, wurde mit der Netzdefinition versucht, möglichst gut die Verläufe nachzubilden. Da die Analyse eher mit Vergleichen der einzelnen Maßnahmen arbeiten wird, werden die ermittelten Netzdefinitionen auch für alle weiteren Tätigkeiten im Rahmen dieser Diplomarbeit eingesetzt.

### **4.4 Auswertung und Ergebnisdarstellung der Lastprofilanalysen**

Ziel dieses Abschnittes ist es, die Ergebnisse der durchgeführten Lastprofilanalysen darzustellen und zu diskutieren.

Nach der Definition geeigneter, synthetischer Niederspannungsnetze in Abschnitt 3.4, der Szenarien in Abschnitt 4.1 sowie der Bestimmung geeigneter Umstrukturierungs- und Verbesserungsmaßnahmen in Abschnitt 4.2, kann die Lastprofilanalyse durchgeführt werden. Als Analysesoftware kommt wieder die Netzanalysesoftware NAT (Abschnitt 3.1) zum Einsatz. Dazu wird gemäß der in Abschnitt 3.1.5 beschriebenen Vorgehensweise der Simulation von MS-Netzen vorgegangen.

Sind alle notwendigen Vorbereitungen abgeschlossen (siehe Abschnitt 3.1.5), kann die Analyse des jeweiligen Mittelspannungsnetzes durchgeführt werden. Nach Abschluss aller Berechnungen stehen insgesamt 40 bis 50 Mittelspannungsprofile pro Netzstruktur und Szenario zur Verfügung, welche inklusive aller relevanten Lastflussergebnisse in einer eigenen Datenbank abgelegt werden. Die Ergebnisse können anschließend mit Hilfe eines Offline-Analysetools OAT ausgewertet werden (siehe dazu Abschnitt 3.2).

#### **4.4.1 Ausgangssituation – IST Netze**

Im Folgenden werden zunächst die Last- und Einspeiseverhältnisse des urbanen und ruralen Modellnetzes ohne jegliche Netzverstärkungs-Maßnahmen genauer analysiert. Anschließend werden die Spannungsbandverletzungen und die Überlastungen der Betriebsmittel für beide Modellnetze getrennt betrachtet und abschließend die in Abschnitt 4.2 festgelegten Maßnahmen untersucht.

#### **Last- und Einspeiseverhältnisse im urbanen und ruralen Modell-Netzgebiet**

Zunächst, wird die durchschnittlich bezogene Leistung der Haushalte betrachtet. Vergleicht man dazu den Leistungsverbrauch, der durch die Haushalte im urbanen und im ruralen Netzgebiet verursacht wird, so ergeben sich sowohl zwischen Winter und Sommer, als auch zwischen den einzelnen Szenarien deutliche Unterschiede.

Aus Abbildung 4-29, Abbildung 4-30, Abbildung 4-31 und Abbildung 4-32 kann entnommen werden, dass der Verbrauch an elektrischer Energie der Haushalte im Winter deutlich höher ist, als das im Sommer der Fall ist. Dies kann zum einen auf den erhöhten Heizbedarf (Raumheizung, Warmwasser) zurückgeführt werden, der in vielen Haushalten entweder direkt durch elektrische Energie bzw. unter Zuhilfenahme von elektrischer Energie (Wärmepumpen, Umwälzpumpen) abgedeckt wird. Aber auch der erhöhte Bedarf durch längere Beleuchtungszeiten sowie die tendenzielle erhöhte Anwesenheit der Haushaltsbewohner aufgrund der meist kälteren Witterung spielt hier eine Rolle. Zusätzlich unterscheiden sich die Verläufe hier deutlich, was zum einen zwischen dem Sonntag und dem Werktag gut zu sehen ist, aber auch zwischen Sommer und Winter. Die Verläufe lassen sich somit auf das unterschiedliche Nutzungsverhalten während der Wochentage zurückführen, die Amplituden der Profile auf die unterschiedlichen Szenarien (Normal-, Schwach- und Hochlast) und die Jahreszeiten. Ebenfalls kann wieder festgestellt werden, dass zwischen den Verläufen der beiden beobachteten Netzgebiete kaum Unterschiede auftreten.

Bei Abbildung 4-29, Abbildung 4-30, Abbildung 4-31 und Abbildung 4-32 handelt es sich um Durchschnittsprofile, d.h. es wird der Mittelwert über alle berechneten Profilsätze über alle Haushalte dargestellt.

In Abbildung 4-29 und Abbildung 4-30 sind auch die Kurznamen der Szenarios erstmals gegeben. Diese setzen sich aus dem Szenarionamen, der Jahreszeit und dem Wochentag zusammen. So bedeutet zum Beispiel *B\_WI\_SU*, dass es sich um das Basis-Szenario im Winter für den Sonntag handelt. Ein weiteres Beispiel ist *HE\_SO\_WT*, was für das Einspeise-Szenario im Sommer am Werktag steht. All diese Abkürzungen sind auch Tabelle 4-1 zu entnehmen.

#### 4. Lastprofilanalyse

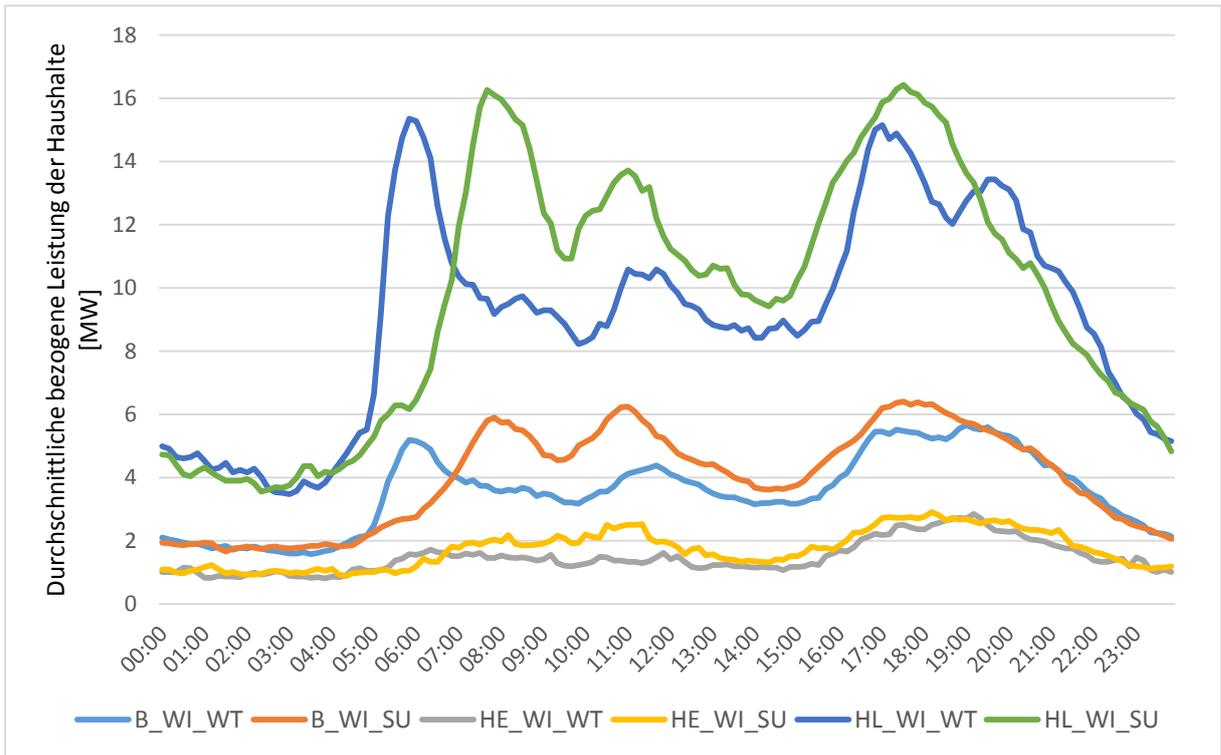


Abbildung 4-29: Durchschnittliche bezogene Leistung der Haushalte im urbanen Netzgebiet im IST-Zustand im Winter, alle Szenarien

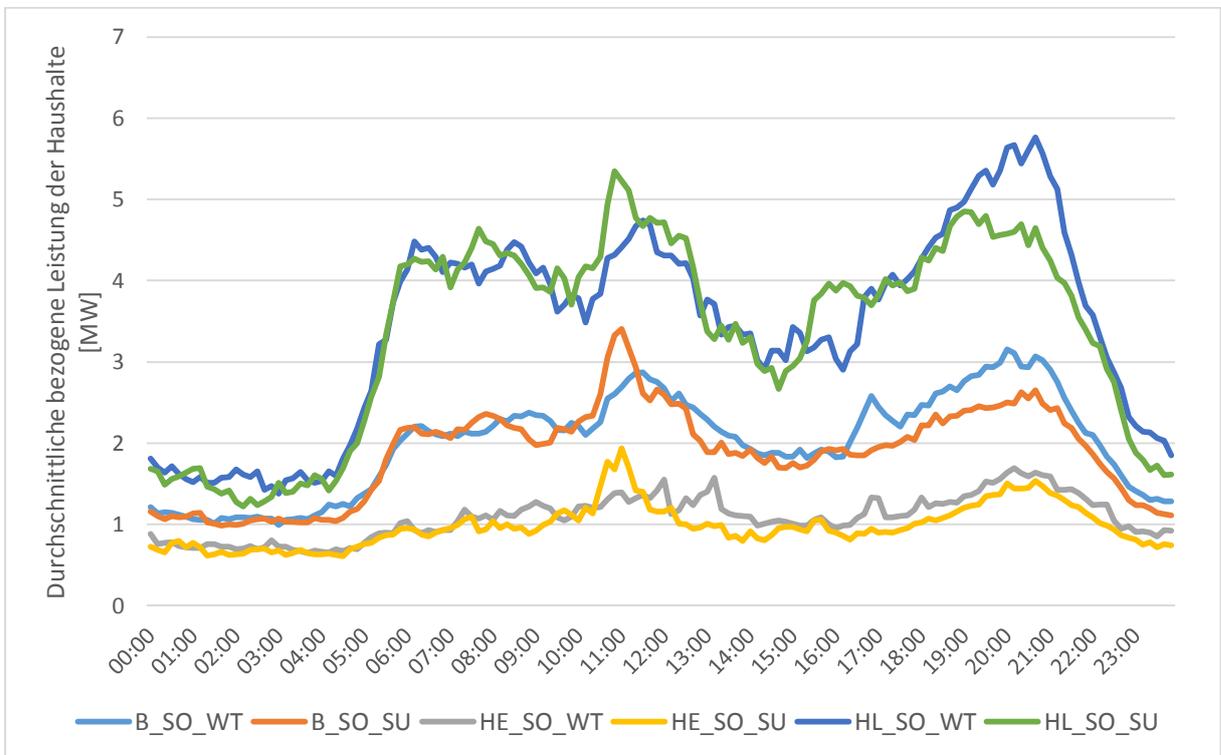


Abbildung 4-30: Durchschnittliche bezogene Leistung der Haushalte im urbanen Netzgebiet im IST-Zustand im Sommer, alle Szenarien

## 4. Lastprofilanalyse

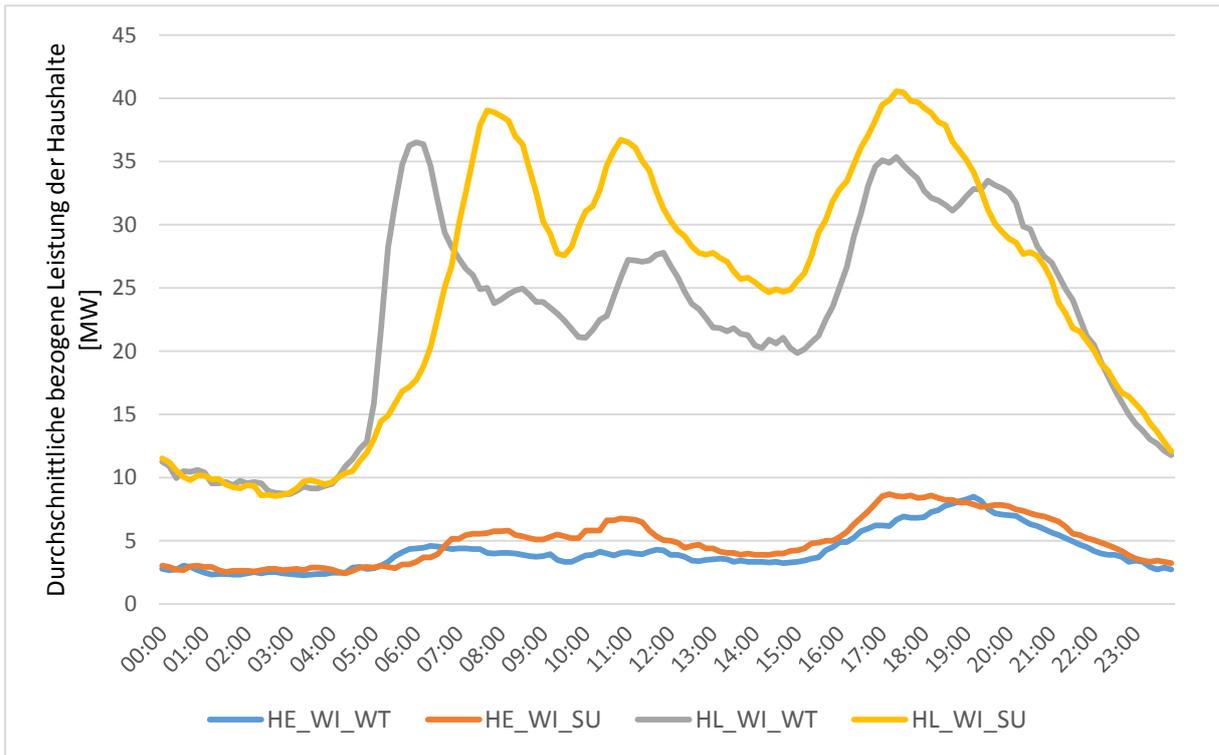


Abbildung 4-31: Durchschnittliche bezogene Leistung der Haushalte im ruralen Netzgebiet im IST-Zustand im Winter, Szenario 2 und 3

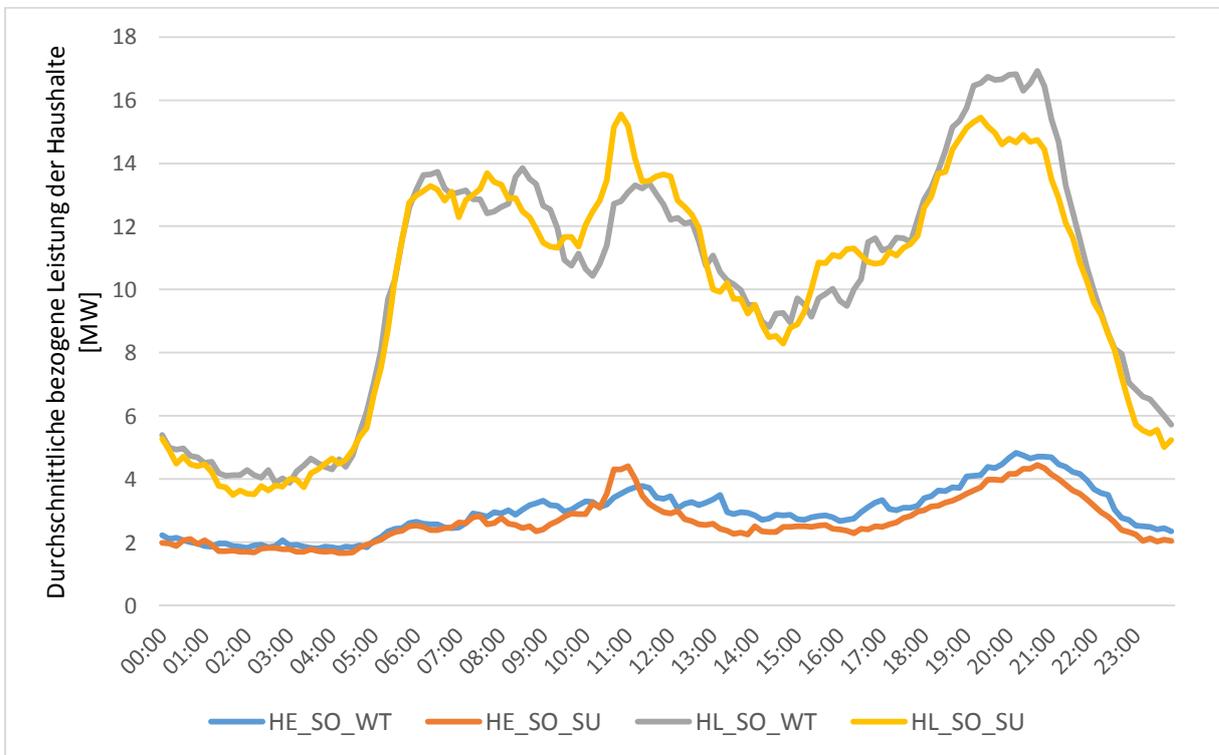


Abbildung 4-32: Durchschnittliche bezogene Leistung der Haushalte im ruralen Netzgebiet im IST-Zustand im Sommer, Szenario 2 und 3

#### 4. Lastprofilanalyse

Bei der Leistungs-Einspeisung in das Netz durch Photovoltaikanlagen unterscheiden sich die Einspeiseprofile zwischen den Jahreszeiten deutlich voneinander. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass die Stärke der Sonneneinstrahlung im Winter deutlich unter der im Sommer liegt. Zum anderen sind die Ausbaustufen zwischen den beiden Szenarien, in denen Photovoltaik berücksichtigt wird, sehr unterschiedlich.

Bei den in Abbildung 4-33 dargestellten Einspeiseprofilen handelt es sich um Durchschnittsprofile, die durch Mittelung aus den 40 bzw. 50 Einzel-Einspeiseprofilen erstellt wurde.

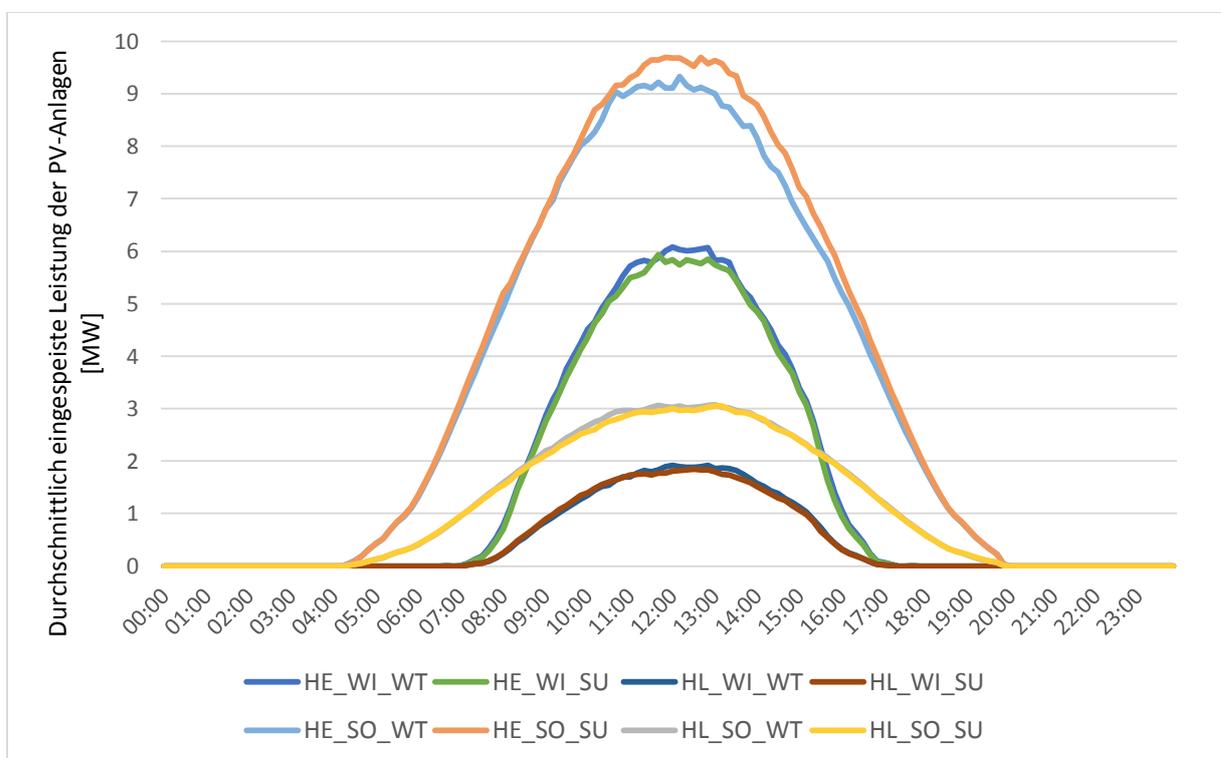


Abbildung 4-33: Durchschnittliche eingespeiste Leistung der PV-Anlagen im urbanen Netzgebiet im IST-Zustand, Szenario 2 und 3, Winter und Sommer

In Abbildung 4-33 ist deutlich zu erkennen, dass sich die Verläufe der Einspeiseprofile innerhalb der Wochentage des jeweiligen Szenarios kaum unterscheiden. Dies ist dadurch zu erklären, dass die beobachteten Tage nur gering zeitlich auseinanderliegen und dadurch die Sonneneinstrahlungsverhältnisse nahezu als konstant angenommen werden können. Der Unterschied zwischen Sommer und Winter ist dabei jedoch deutlich zu erkennen. Nicht nur in der Höhe der Leistung der Einspeisung, sondern auch in der zeitlichen Ausdehnung der Verläufe kann dies

entnommen werden (die höhere Anzahl an Sonnenstunden im Sommer führt zu dem breiteren Verlauf). Die unterschiedliche Menge an installierter PV-Leistung kann sehr gut anhand der Maxima der Einspeiseleistung abgelesen werden.

Im Vergleich zwischen dem ruralen und dem urbanen Modellnetz lassen sich zwischen den Verläufen selbst kaum Unterschiede feststellen, da die Inputdaten auf denselben Profildefinitionen basieren und durch die hohe Anzahl an betrachteten Profilen es bei der Mittelung zu einer starken Verschleifung der individuellen Verläufe kommt. Deswegen wird hier auf eine eigene Darstellung der Verläufe des ruralen Netzgebietes verzichtet. Nur die Amplituden unterscheiden sich wieder aufgrund der höheren Anzahl an Niederspannungsnetzen im ruralen Netzgebiet.

Anschließend wird die durchschnittlich bezogene Leistung, welche auf die Ladetätigkeiten von Elektrofahrzeugen zurückgeführt werden kann, betrachtet. Dieser Lastanteil wird nur für das Szenario 3 „Hohe Last“ aktiv. Der Verlauf der durchschnittlichen Ladeleistung ist in Abbildung 4-34 dargestellt. Dabei handelt es sich um den Verlauf eines Sonntages im Winter des urbanen Netzes. Dieser Verlauf ist dabei über einen ganzen Tag dargestellt und für die betrachteten Zeiträume Winter und Sommer derselbe. Dies erscheint als plausibel, da zur Ermittlung der durchschnittlich bezogenen Leistung, wie es in Abbildung 4-34 gezeigt ist, 40 Einzeltageslastgänge herangezogen werden. Des Weiteren stehen zur Abbildung der Elektromobilität im Netz 100 Ladeprofile zur Verfügung, welche aber einen großen Pool von Fahrzeugen gut nachbilden. Bei dieser kleineren Auswahl und der großen Anzahl an Einzeltageslastgänge ist es nun nachvollziehbar, dass sich durch die Durchschnittsbildung Unstetigkeiten nahezu wegmitteln, was aber auch dem Verhalten eines so großen Fahrzeugpools entspricht. Zwischen dem urbanen und dem ruralen Netzgebiet treten in der Form des Verlaufes ebenfalls kaum Unterschiede auf, was auch Abbildung 4-35 entnommen werden kann. Darin ist die mittlere Leistungsaufnahme pro Ortsnetzstation, die sich auf die E-Mobilität zurückführen lässt, dargestellt.

Am Verlauf der Leistungsaufnahme in Abbildung 4-34 lässt sich erkennen, dass die Spitzenwerte vor allem abends auftreten, da die meisten Ladeprofile so ausgelegt sind, dass die Ladungstätigkeit der Fahrzeuge am Abend nach der Arbeit bzw. in der Nacht durchgeführt wird, was zumeist einem ungesteuerten Laden Zuhause gleich kommt (vgl. [41]).

#### 4. Lastprofilanalyse

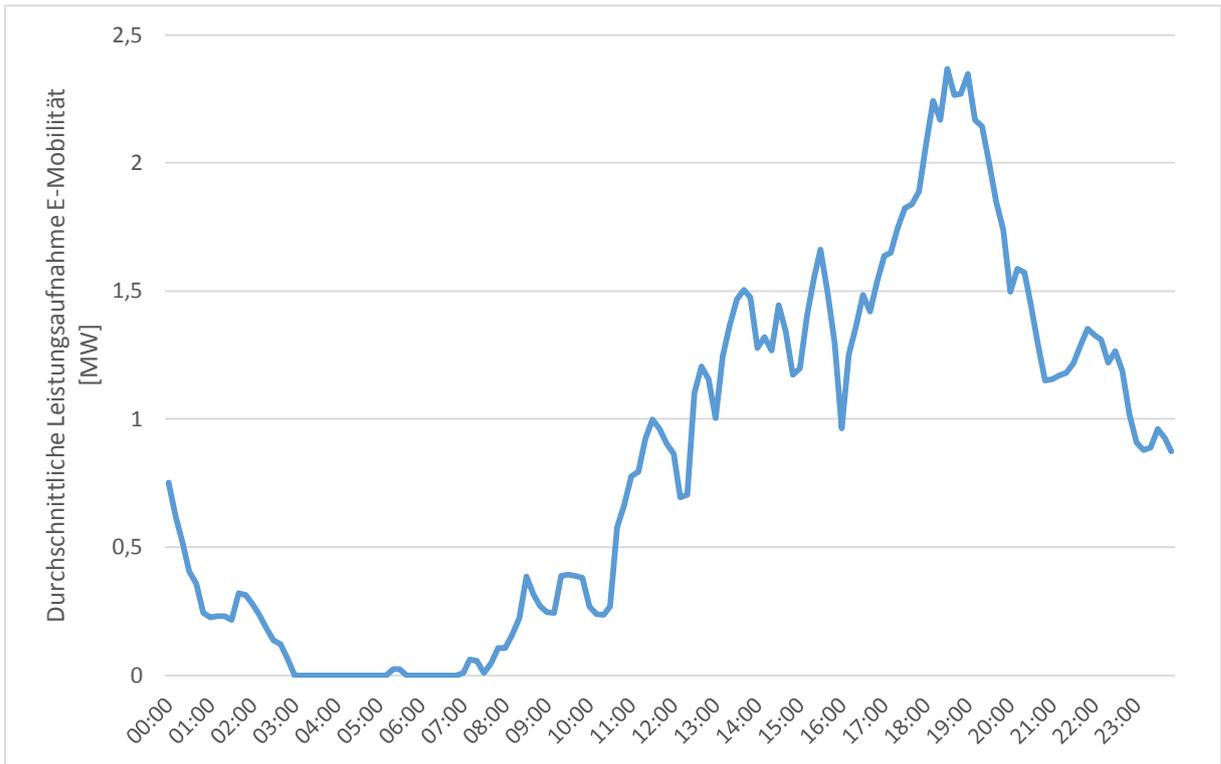


Abbildung 4-34: Durchschnittliche Leistungsaufnahme aller Elektrofahrzeuge im urbanen Netzgebiet im IST-Zustand an einem Sonntag im Winter, Szenario 3, Mittelwert über 40 Profile

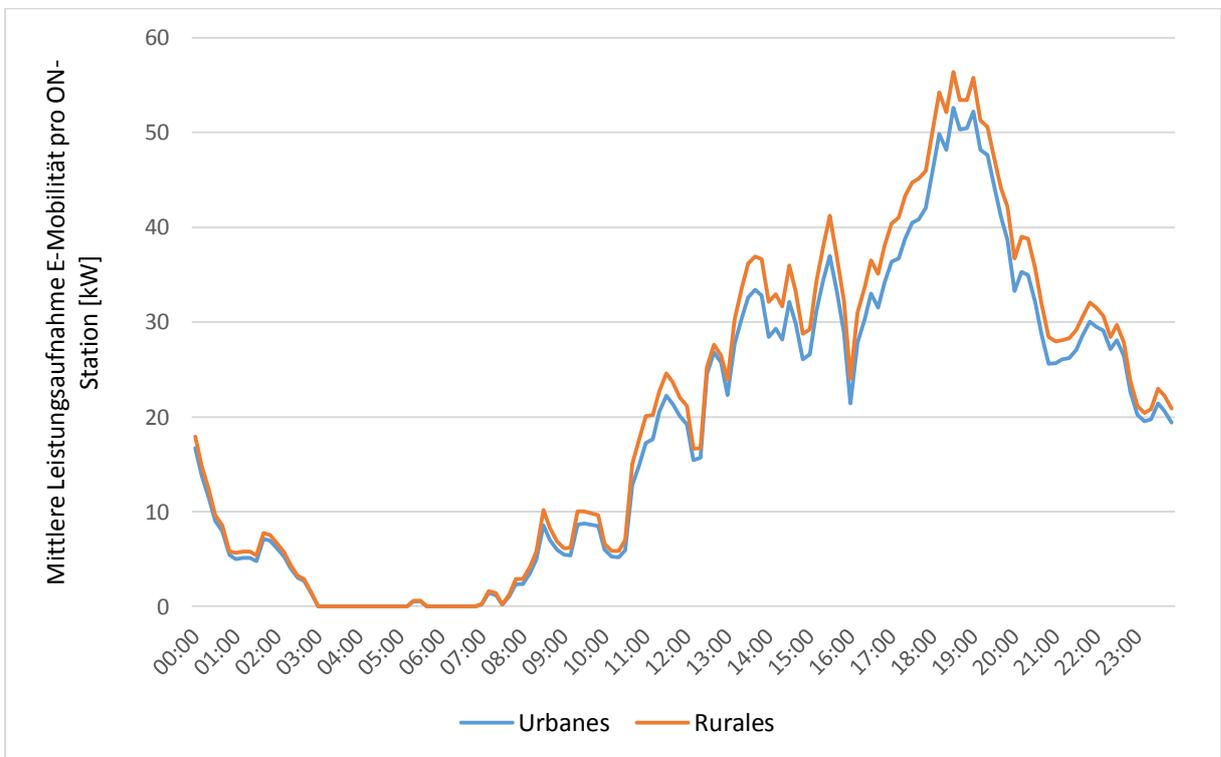


Abbildung 4-35: Mittlere Leistungsaufnahme der Elektrofahrzeuge pro ON-Station im urbanen und ruralen Netzgebiet im IST-Zustand an einem Sonntag im Winter, Szenario 3

#### 4. Lastprofilanalyse

Die gesamte durchschnittliche bezogene Leistung des gesamten Mittelspannungsnetzes ist nun in Abbildung 4-36 für den Winter und in Abbildung 4-37 für den Sommer für das urbane Netzgebiet dargestellt. Abbildung 4-38 und Abbildung 4-39 zeigen das gleiche für das rurale Netz. Dabei handelt es sich um die Summe der bezogenen Leistung durch die Haushalte und durch die Ladetätigkeiten der Elektrofahrzeuge, sowie der Einspeisung durch Photovoltaik. Somit treffen alle Aussagen, die zu den einzelnen Komponenten des Gesamtprofils getroffen wurden, auch hier zu, wie in etwa, dass der Leistungsverbrauch im Sommer deutlich geringer ist als im Winter oder die PV-Einspeisung in den Sommermonaten deutlich höher ausfällt als in den Wintermonaten.

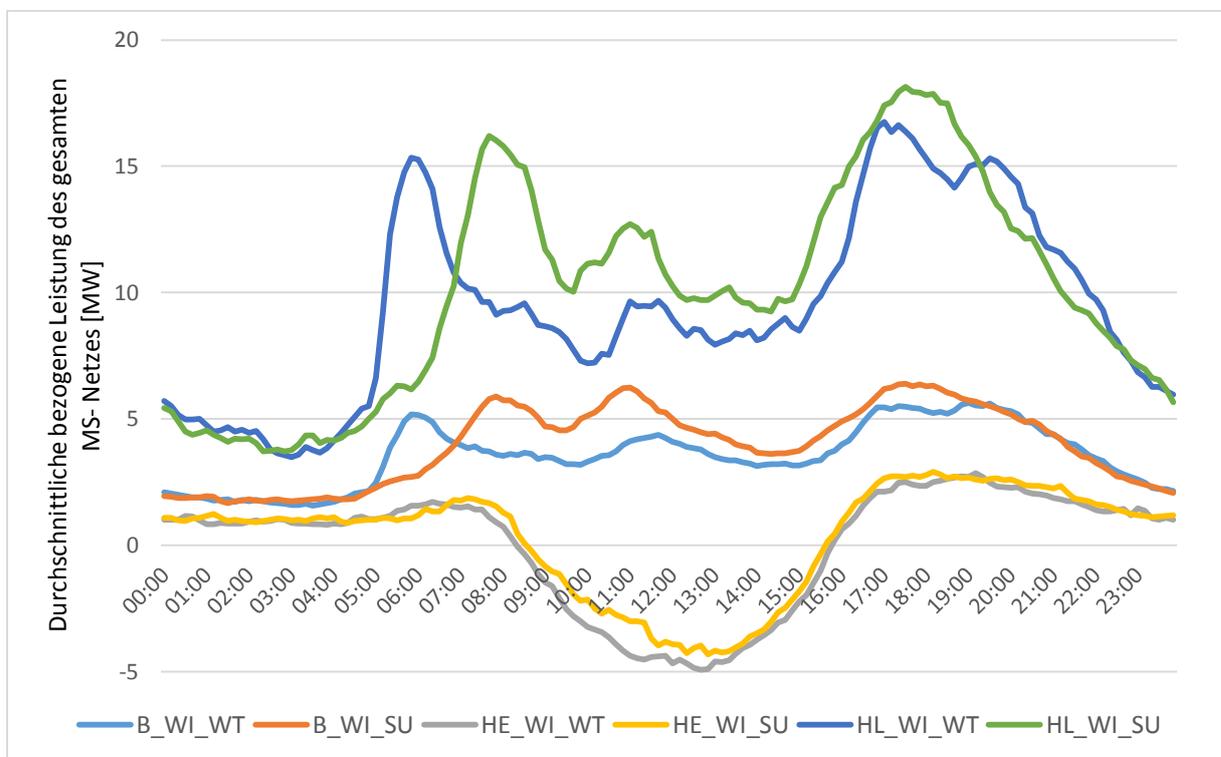


Abbildung 4-36: Durchschnittliche bezogene Leistung des gesamten urbanen Modellnetzes im IST-Zustand im Winter, alle Szenarien

#### 4. Lastprofilanalyse

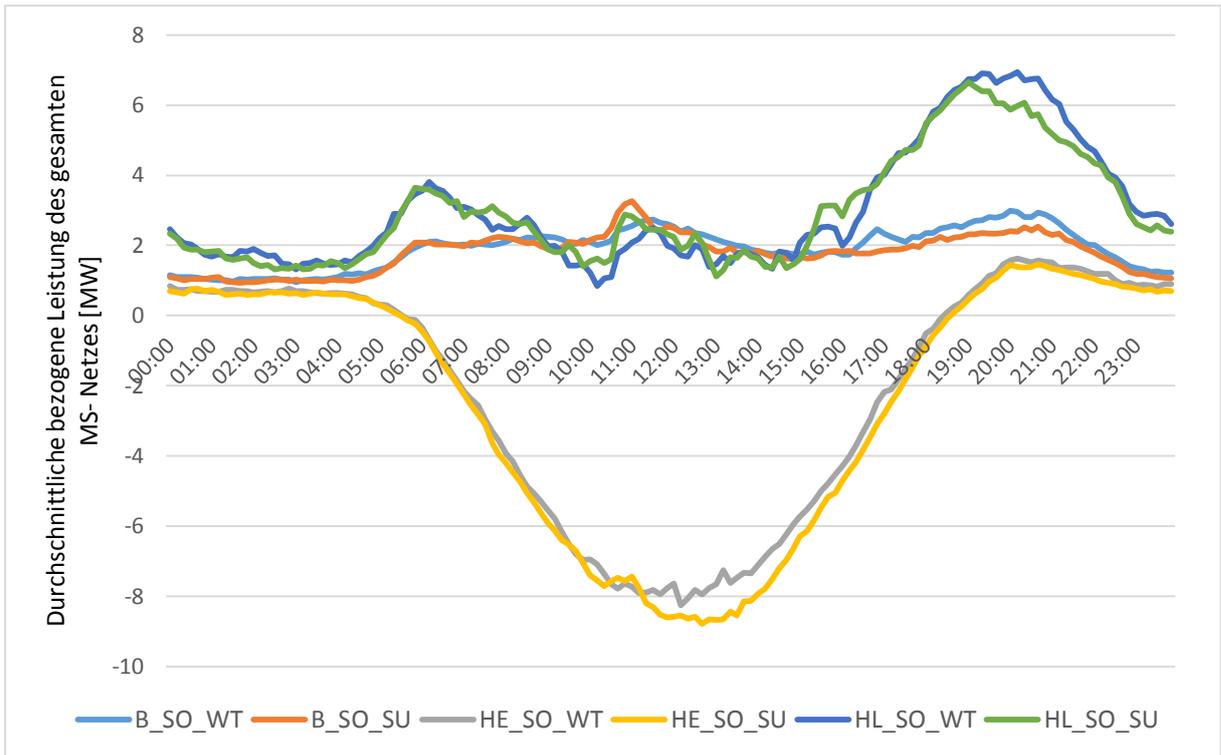


Abbildung 4-37: Durchschnittliche bezogene Leistung des gesamten urbanen Modellnetzes im IST-Zustand im Sommer, alle Szenarien

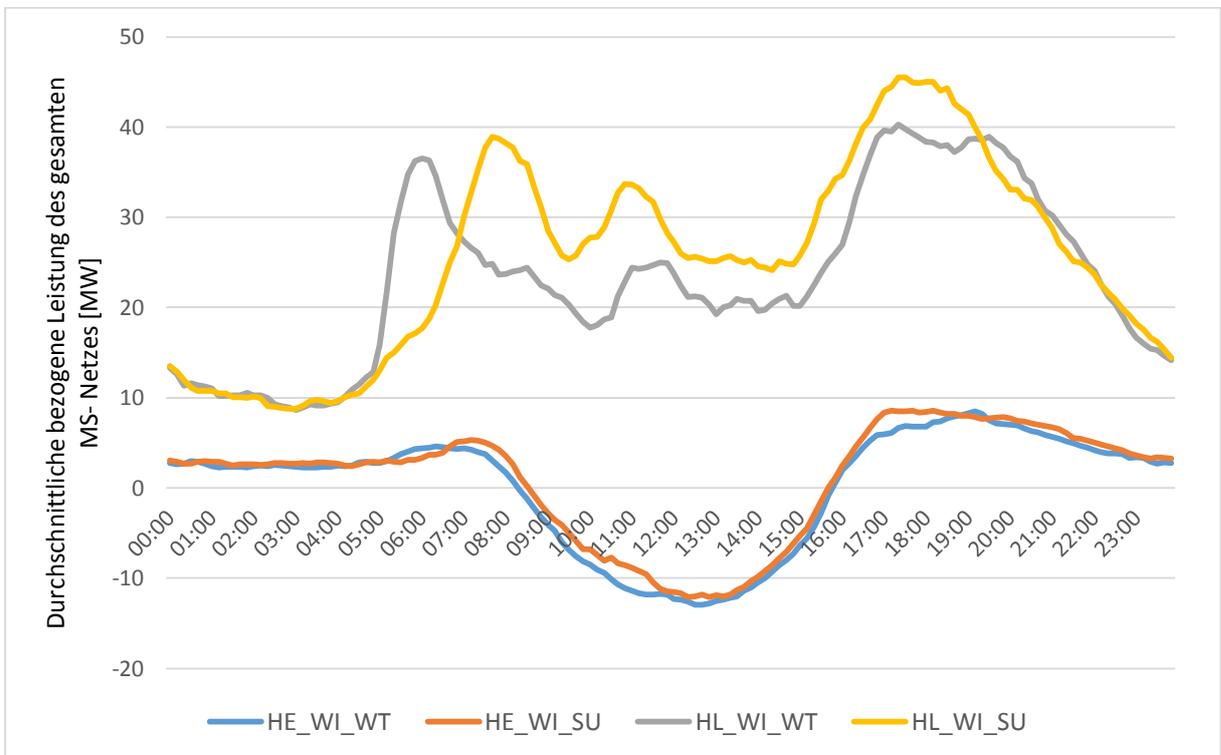


Abbildung 4-38: Durchschnittliche bezogene Leistung des gesamten ruralen Modellnetzes im IST-Zustand im Winter, Szenario 2 und 3

## 4. Lastprofilanalyse

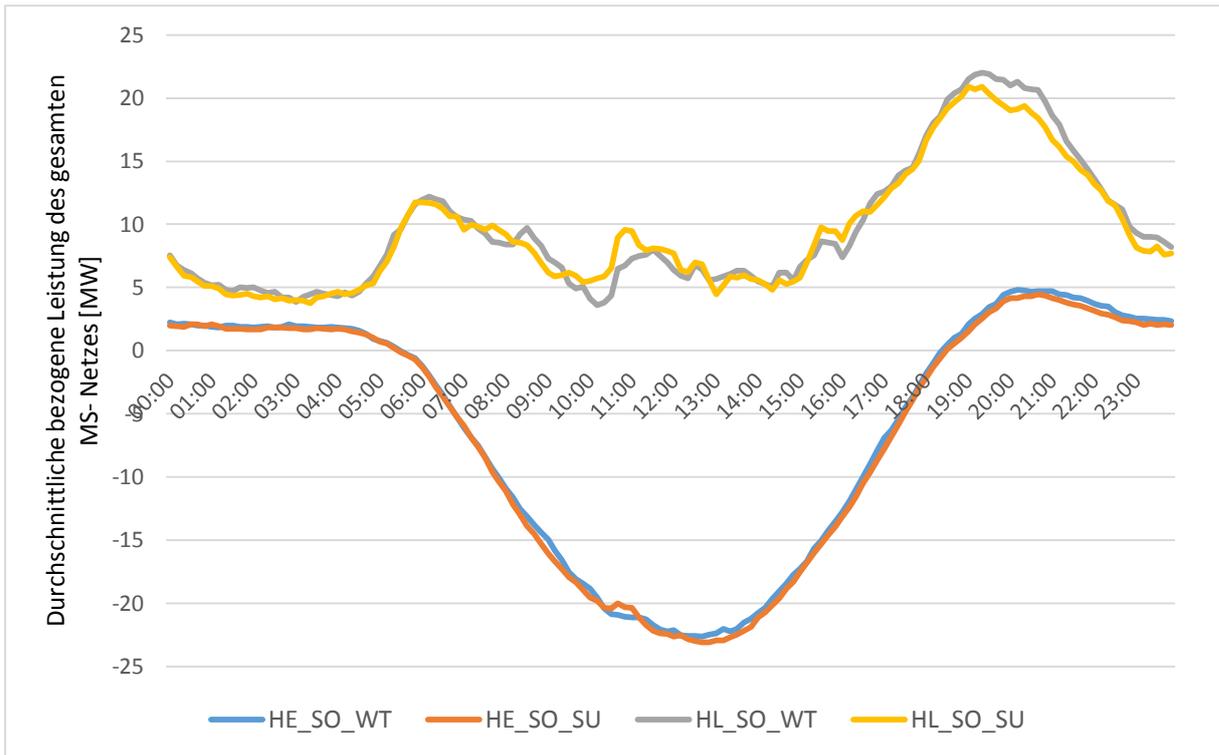


Abbildung 4-39: Durchschnittliche bezogene Leistung des gesamten ruralen Modellnetzes im IST-Zustand im Sommer, Szenario 2 und 3

#### 4.4.2 Spannungsbandverletzungen und Überbelastung der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet

Werden die Simulationsergebnisse des verwendeten, urbanen Modellnetzes auf Spannungsbandverletzungen untersucht, wie es mit dem Offline-Analyse-Tool (vgl. Abschnitt 3.1) möglich ist, kann direkt die Verletzung des Spannungsbandes gemäß der dafür gültigen Norm untersucht werden [42]. Eine Zusammenfassung der Aufteilung des Spannungsbandes auf die verschiedenen Netzebenen ist zum Beispiel in [23] zu finden, welche unsymmetrisch ist, das heißt mit einem höheren Anteil für die Last als für die Erzeugung (siehe Abbildung 4-40). Die rote Linie zeigt den normalerweise angestrebten Soll-Wert an der Sammelschiene des Umspannwerks, der von einer eher dominierenden Last ausgeht. Durch die tendenziell höhere Spannungen werden in diesem Fall die Spannungsabfälle zu den weiter weg liegenden ON-Stationen bereits im MS-Netz kompensiert. In den NS-Netzen wird dann wiederum ähnlich vorgegangen, die ON-Transformatoren werden hier auch tendenziell eher auf eine höhere Spannung gelascht.

Für das MS-Netz ergäbe sich nach dieser Vorgehensweise ein zulässiger Bereich für das Spannungsband im Bereich +7% bis -2%. Für die nun folgenden Untersuchungen wurde aber der Einfachheit halber das Spannungsband zunächst auf den Bereich  $\pm 10\%$  erweitert, um die Güte der Netze basierend darauf genauer zu betrachten. Hierbei wird quasi davon ausgegangen, dass das gesamte zulässige Spannungsband im MS-Netz verwendet werden darf.

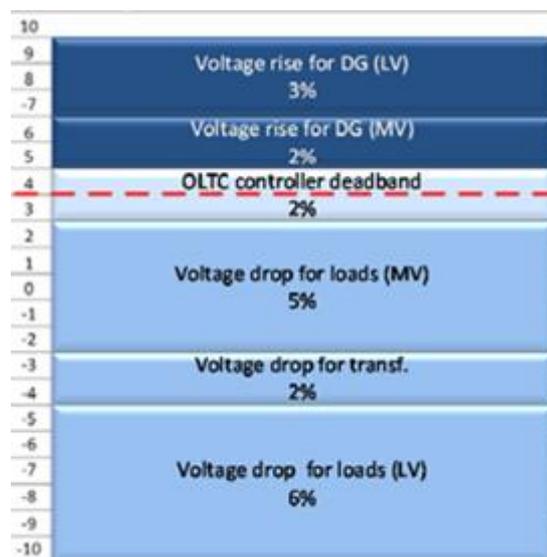


Abbildung 4-40: Aufteilung des Spannungsbandes auf die verschiedenen Netzebenen (aus [23])

Durch sukzessives reduzieren des Spannungsbandes kann aber auf die Einhaltung der Norm rückgeschlossen werden.

Die Auswertung des zunächst betrachteten Spannungsbandes von  $\pm 10\%$  um die Nennspannung zeigt nun, dass sowohl im Winter als auch im Sommer in keinem der untersuchten Szenarien Verletzungen des Spannungsbandes auftreten. Es ist jedoch zu beobachten, dass sich die Durchschnittswerte aller 3 Phasen des Netzes über alle Szenarien hinweg, nahe an den Grenzen der Zulässigkeit bewegen (siehe dazu Abbildung 4-41 und Abbildung 4-42). Dies lässt sich damit begründen, dass im Umspannwerk, wie bereits erwähnt, tendenziell eine höhere Spannung eingestellt wird, damit auch der letzte Knotenpunkt noch innerhalb des Spannungsbands liegt, da es über die Leitungen immer zu einem gewissen Spannungsabfall kommt. Dies wurde in den Netzmodellen entsprechend berücksichtigt.

Somit zeigt sich, dass trotz der großen Unsicherheiten in Bezug auf die Szenariendefinition (vergl. 4.1) sich die Last- und Einspeisedaten offensichtlich in zulässigen Rahmen bewegen, vielmehr sogar die ambitionierten Szenarien in diesem Netz ohne größere Probleme gemeistert werden können. Insbesondere bei der Betrachtung der Basisszenarien ist die Einhaltung der Betriebsgrenzen wichtig, da diese ja den aktuellen Netzbetrieb nachbilden sollen, welcher ja auch derzeit ohne größere Probleme geführt wird. Selbst unter der Einschränkung der verwendeten Profile kann dies für das urbane Netz gezeigt werden.

#### 4. Lastprofilanalyse

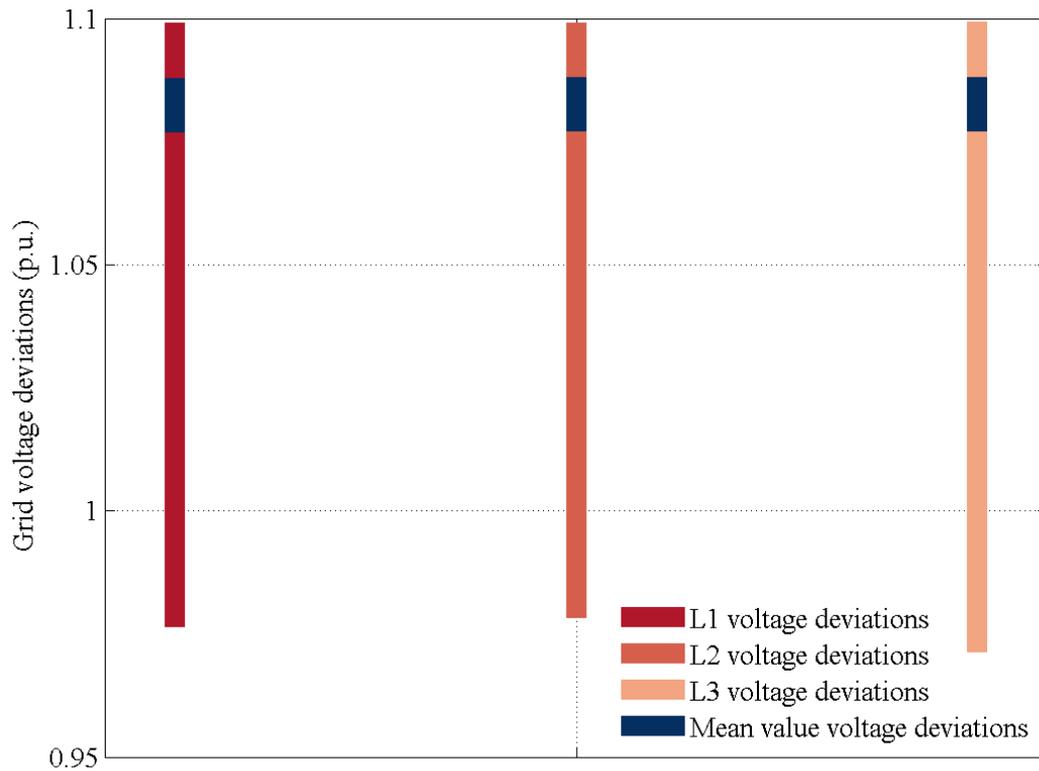


Abbildung 4-41: Verteilung der Spannungswerte im urbanen Netzgebiet im IST Zustand, Winter, alle Szenarien

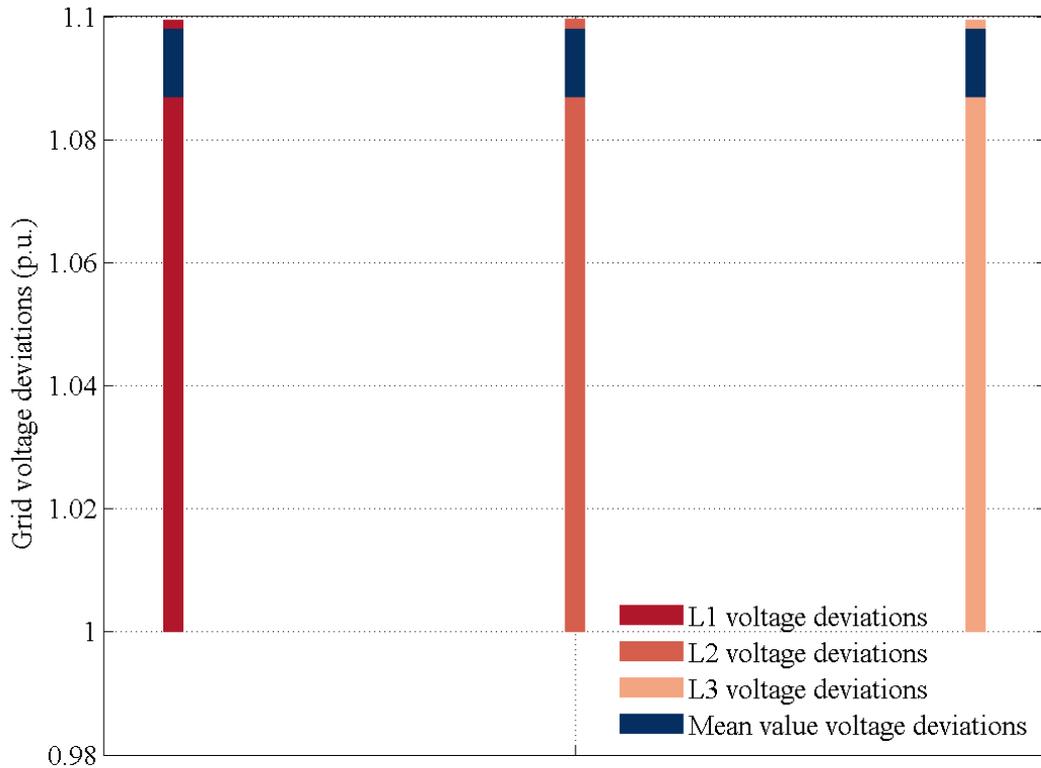


Abbildung 4-42: Verteilung der Spannungswerte im urbanen Netzgebiet im IST Zustand, Sommer, alle Szenarien

Im nächsten Schritt wurden die Spannungsbandgrenzen auf einen Wert von  $\pm 5\%$  um die Nennspannung gesenkt, um zu beobachten, ob dies zu Überschreitungen der Grenzen führt und wenn ja, wie diese genau aussehen.

Wie durch die hohen Durchschnittswerte schon zu erwarten war, kommt es durch das kleinere Spannungsband zu massiven Verletzungen, die permanent über 96% aller im Netzgebiet vorhandenen Knotenpunkte betreffen und das bei allen untersuchten Szenarien, sowohl im Winter wie auch im Sommer. Diese Verletzungen treten hierbei ausschließlich an der obere Spannungsbandgrenze auf. Das lässt sich damit begründen, dass tendenziell eine höhere Spannung im Umspannwerk eingestellt wird, weil über die Leitungen immer ein Spannungsabfall auftreten wird und damit sichergestellt wird, dass der letzte Knotenpunkt auch noch innerhalb des Spannungsbandes liegt. Dargestellt ist dies in den Abbildung 4-43 und Abbildung 4-44. Dabei ist Abbildung 4-43 so zu lesen, dass 100% Spannungsbandverletzung bedeutet, dass an allen Zeitpunkten über alle Profilesätze hinweg eine Spannungsbandverletzung an irgendeinem Knoten im Netz aufgetreten ist. Bei Abbildung 4-44 bedeutet 100% der Knoten, dass zu irgendeinem Zeitpunkt innerhalb der Profile alle Knoten des Netzes einmal eine Verletzung des vorgegebenen Spannungsbandes erfahren.

Für die folgenden Diagramme wurde nur der Winter herangezogen, da sich die Verhältnisse im Sommer als ident erwiesen.

## 4. Lastprofilanalyse

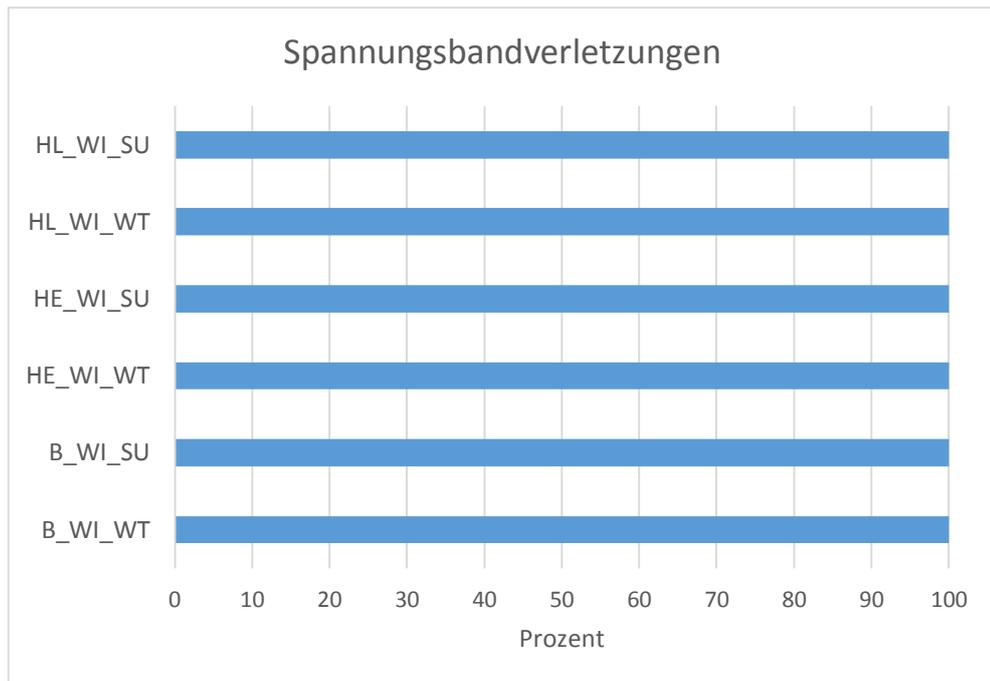


Abbildung 4-43: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im urbanen Modellnetz im IST Zustand, Spannungsband:  $\pm 5\%$ , alle Szenarien, Winter

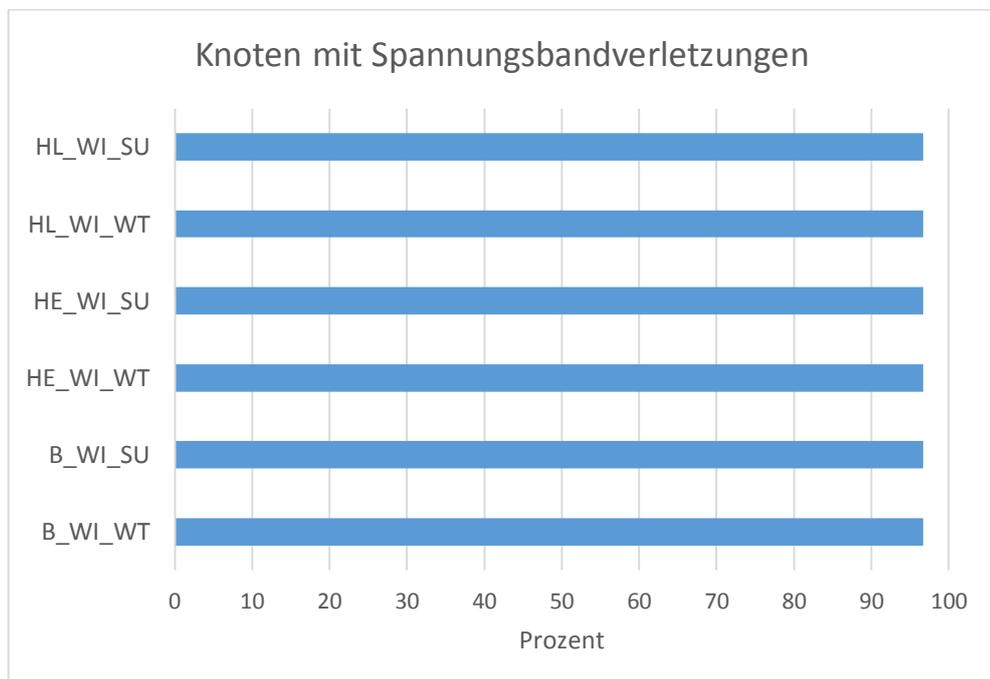


Abbildung 4-44: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im urbanen Modellnetz im IST Zustand, Spannungsband:  $\pm 5\%$ , alle Szenarien, Winter

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass das urbane Netz in ihrem aktuellen Zustand sehr stark ausgelegt ist und es daher, selbst bei den untersuchten Extrem-

Szenarien, bei den normativ festgelegten Grenzen von  $\pm 10\%$  um den Nennwert zu keinerlei Spannungsbandproblemen bzw. -verletzungen kommt.

Im Zuge der Analyse der Auslastung der Betriebsmittel im urbanen Modell-Netzgebiet, wurden die Belastungsgrenzen zunächst auf 100% der maximal zulässigen Auslastung der jeweiligen Betriebsmittel gesetzt. Im Rahmen der untersuchten Netzgebiete kommen als Betriebsmittel nur Leitungen und Transformatoren zum Einsatz.

Als Ergebnis dieses Grenzwertes kann beobachtet werden, dass es zwar im Winter zu Überlastungen kommt, im Sommer jedoch nicht. Dies ist auch mit den schon im Abschnitt über die Last- und Einspeiseverhältnisse erwähnten Tatsachen zu begründen, dass im Sommer die Belastung im Netz allgemein geringer ist, als dies im Winter der Fall ist. Dies wird nochmals durch die Abbildung 4-45 und Abbildung 4-46 untermauert, welche die durchschnittliche Auslastung der Betriebsmittel im Netz in Prozent vom angegebenen Grenzwert (hier 100%) darstellen. Dabei stellt Abbildung 4-45 die Auslastung im Sommer und Abbildung 4-46 die Auslastung im Winter dar, womit klar ersichtlich ist, dass die Auslastung im Winter um mehr als den Faktor zwei größer ist als im Sommer.

#### 4. Lastprofilanalyse

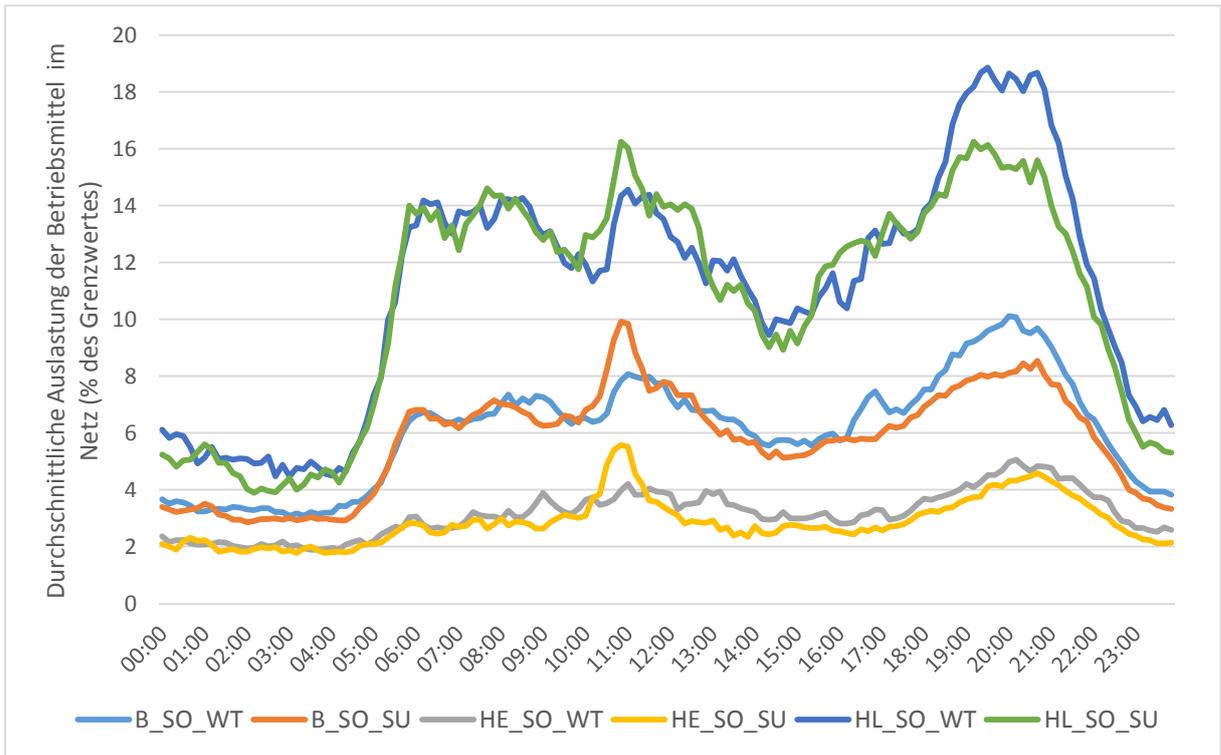


Abbildung 4-45: Durchschnittliche Auslastung der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), alle Szenarien, Sommer

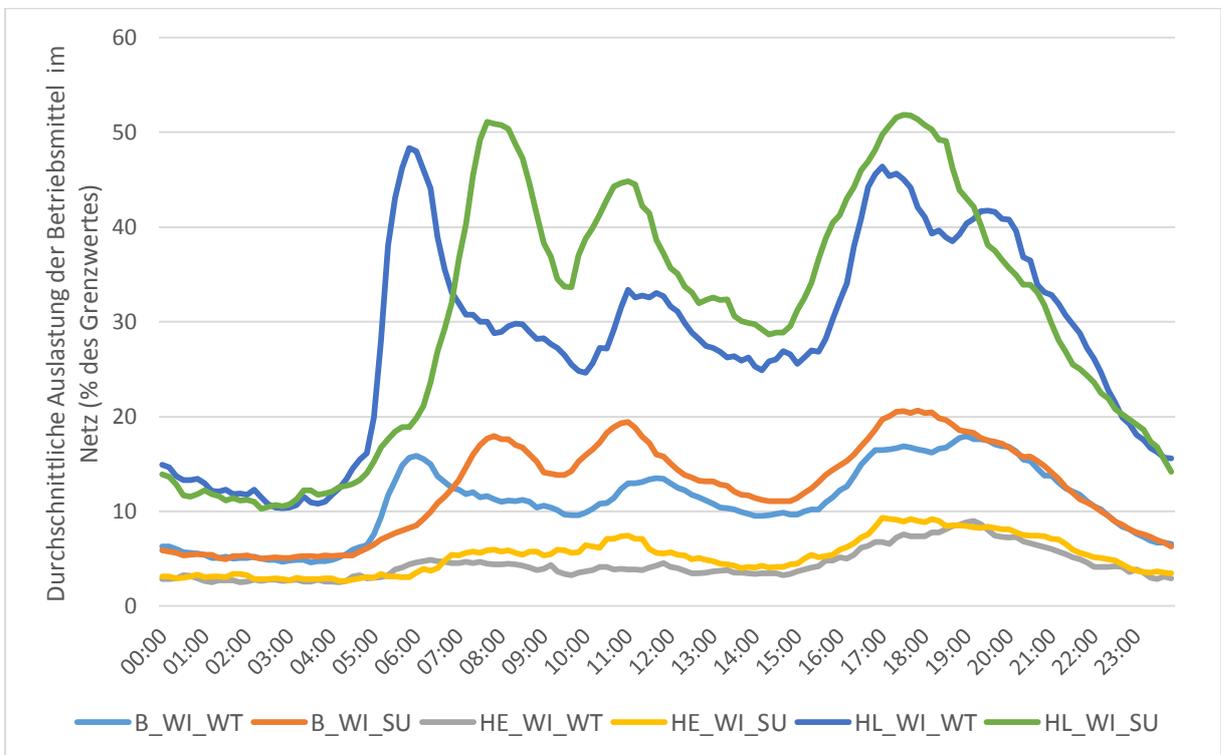


Abbildung 4-46: Durchschnittliche Auslastung der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), alle Szenarien, Winter

Betrachtet man die Überbelastungen im Winter etwas genauer, so kann man feststellen, dass diese nur im Szenario mit hoher Last (Szenario 3) auftreten, hier aber sowohl für den Werktag als auch für den Sonntag. Des Weiteren kann beobachtet werden, dass es sich bei den überlasteten Betriebsmitteln ausschließlich um Transformatoren handelt, was den Schluss zulässt, dass die Leitungen im urbanen Mittelspannungsnetz in ihrer aktuellen Struktur den Belastungen der untersuchten Szenarien gewachsen sind, einige Transformatoren jedoch den hohen Belastungen nicht auf Dauer stand halten würden. Teilweise wird dieser Umstand auch daher kommen, dass im urbanen Netz unabhängig von der Transformatorleistung, jeweils die gleichen Niederspannungsnetze für jede Station im gleichen Mittelspannungsabgang verwendet wurden, wodurch die kleineren Transformatoren tendenziell eher überlastet werden. Die einfachste Lösung dieses Problems wäre es dabei, die betroffenen Transformatoren auszutauschen.

In Abbildung 4-47 sind nun die Überlastungen über den Tagesverlauf aufgetragen, wobei der Verlauf die relative Anzahl an Betriebsmitteln angibt, die eine Belastung >100% des zulässigen Werts aufweisen. Zum Beispiel sind um 8:00 Uhr ca. 14% der Betriebsmittel (Kabel und Transformatoren) von einer Überlastung betroffen. Wie schon erwähnt, treten diese jedoch hier nur in Transformatoren auf und auch nur in den Hochlastszenarien (Werktag und Sonntag). Im Vergleich mit Abbildung 4-46, der Auslastung der Betriebsmittel, kann ein Zusammenhang erkannt werden, da die Überlastungen immer dann auftreten, wenn auch die Auslastungen Spitzenwerte aufweisen.

## 4. Lastprofilanalyse

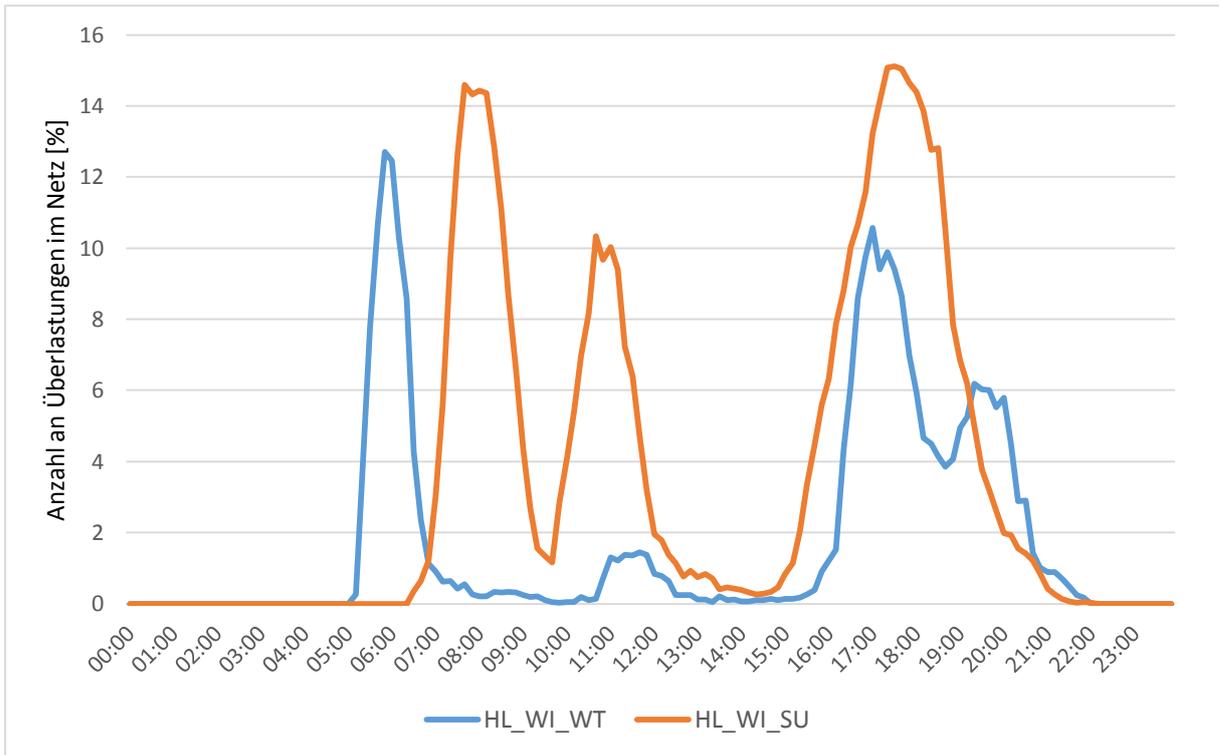


Abbildung 4-47: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 3, Winter

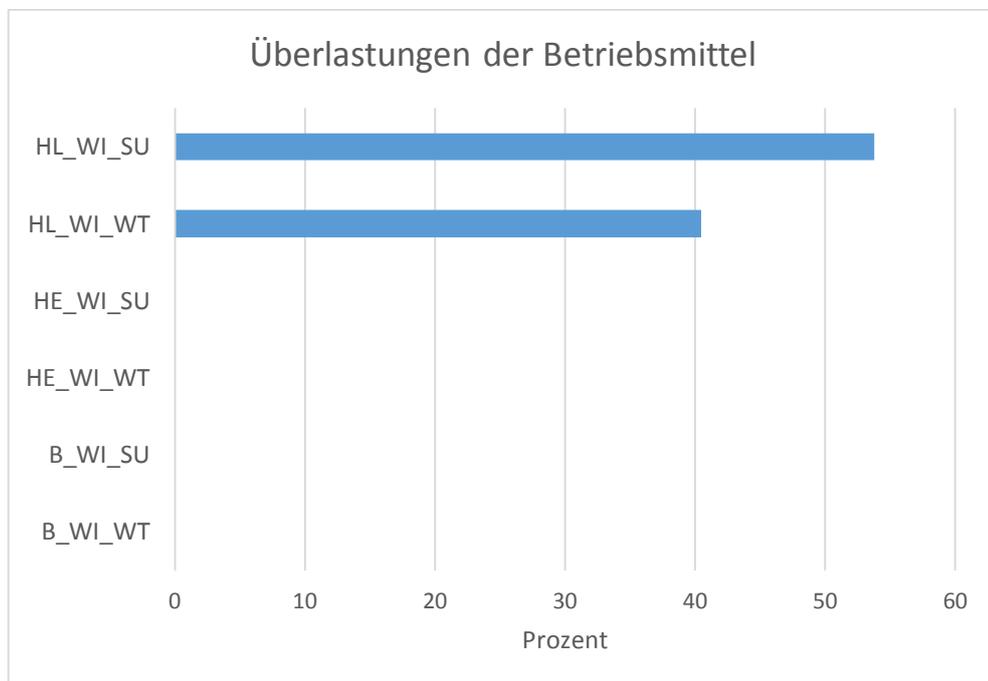


Abbildung 4-48: Überlastungen der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, alle Szenarien, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

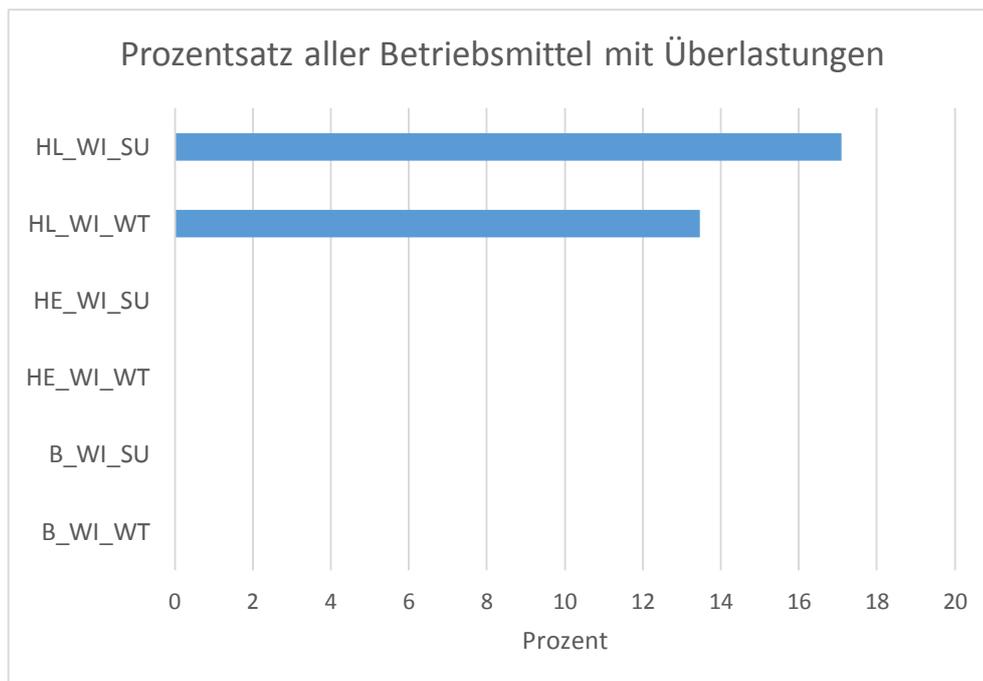


Abbildung 4-49: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im urbanen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, alle Szenarien, Winter

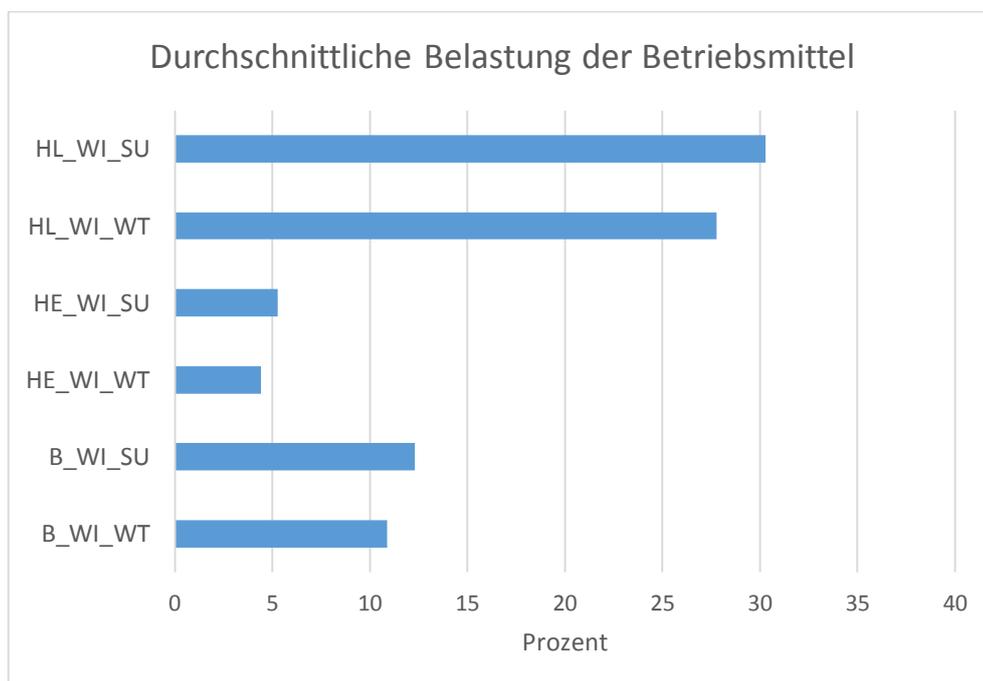


Abbildung 4-50: Durchschnittliche Belastung der Betriebsmittel in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit) im urbanen Netzgebiet im IST Zustand, alle Szenarien, Winter

Die Überlastungssituation beim aktuell festgelegten Grenzwert, wird auch durch die Abbildung 4-48 und Abbildung 4-49 verdeutlicht, in denen die Verletzungen in Prozent

## 4. Lastprofilanalyse

der Zeit und der Prozentsatz an Betriebsmitteln, welche von Überbelastung betroffen sind, dargestellt werden. Dabei ist in Abbildung 4-48 der Prozentsatz an Zeitpunkten angegeben, in denen irgendein Betriebsmittel eine Überbelastung erfährt. Abbildung 4-49 stellt die Prozent der Betriebsmittel dar, die zu irgendeinem Zeitpunkt eine Überbelastung erleben.

Wie schon zuvor erwähnt, kommt es nur in Szenario 3, dem Überlastszenario, zu solch Überlastungen. Abbildung 4-50 zeigt noch die durchschnittliche Auslastung der Betriebsmittel, woraus auch ersichtlich ist, dass im Hochlast-Szenario die Belastungen am höchsten sind.

Bereits in Abschnitt 2.4 wurde erwähnt, dass manche Netzbetreiber zumeist darauf achten, dass die Betriebsmittel im Netzgebiet längerfristig mit maximal 50% bis 60% ihrer zulässigen Höchstbelastung betrieben werden. Deswegen werden im nächsten Schritt die Belastungsgrenzen im Offline-Analyse-Tool auf 50% reduziert und analysiert, wie es sich nun mit den Verletzungen verhält.

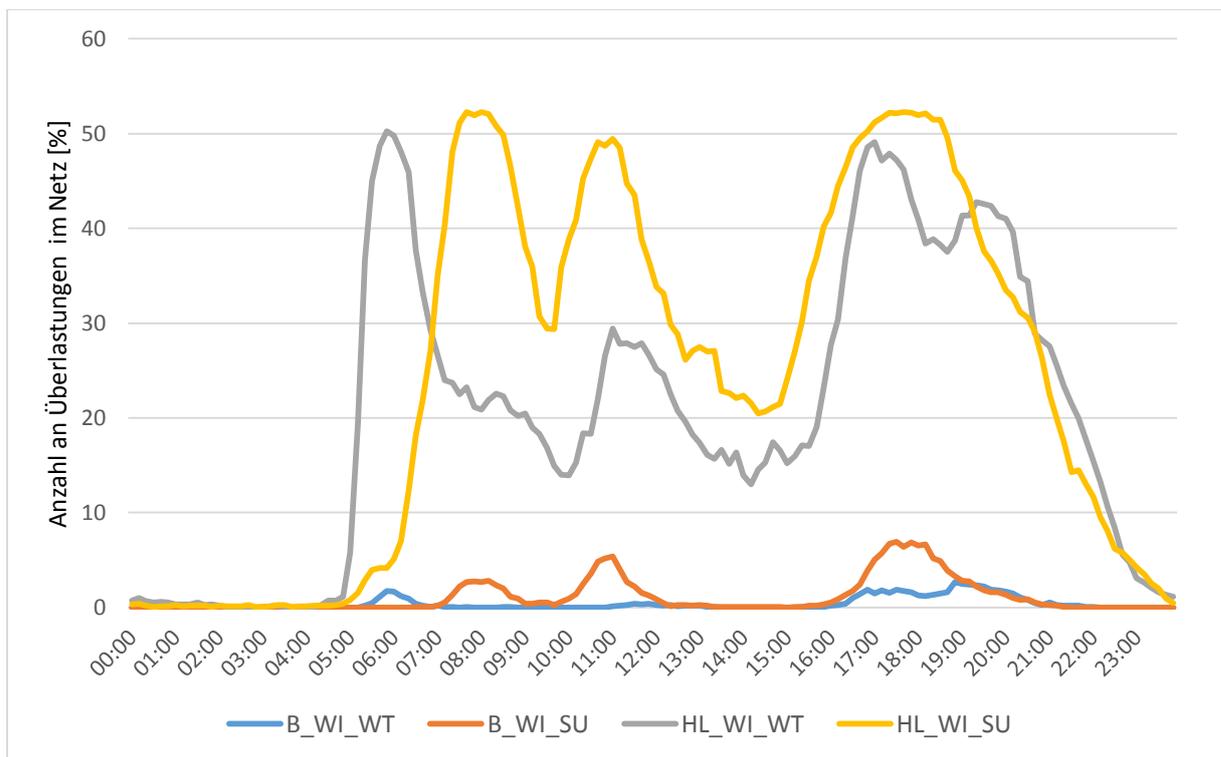


Abbildung 4-51: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 1 und 3, Winter

Wie der Vergleich von Abbildung 4-47 mit Abbildung 4-51 schnell ersichtlich macht, nehmen die Überlastsituationen im Netzgebiet massiv zu, was durch die Senkung des

#### 4. Lastprofilanalyse

---

Grenzwertes auch zu erwarten war. Zu erwähnen ist jedoch, dass es nun auch im Basisszenario zu Verletzungen des festgelegten Grenzwertes kommt, welche aber relativ gering ausfallen. Diese Verhältnisse werden auch in den Abbildung 4-52 und Abbildung 4-53 gezeigt. Zu achten ist bei diesen Darstellungen darauf, dass es sich bei den Auswertungen, bei denen der Grenzwert bei 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel liegt, wirklich um starke Überlastungen jener handelt. Ist die Grenze jedoch bei 50% festgesetzt, so sind die Netzelemente zwar auch schon überlastet, die Situation ist jedoch zumeist noch nicht kritisch.

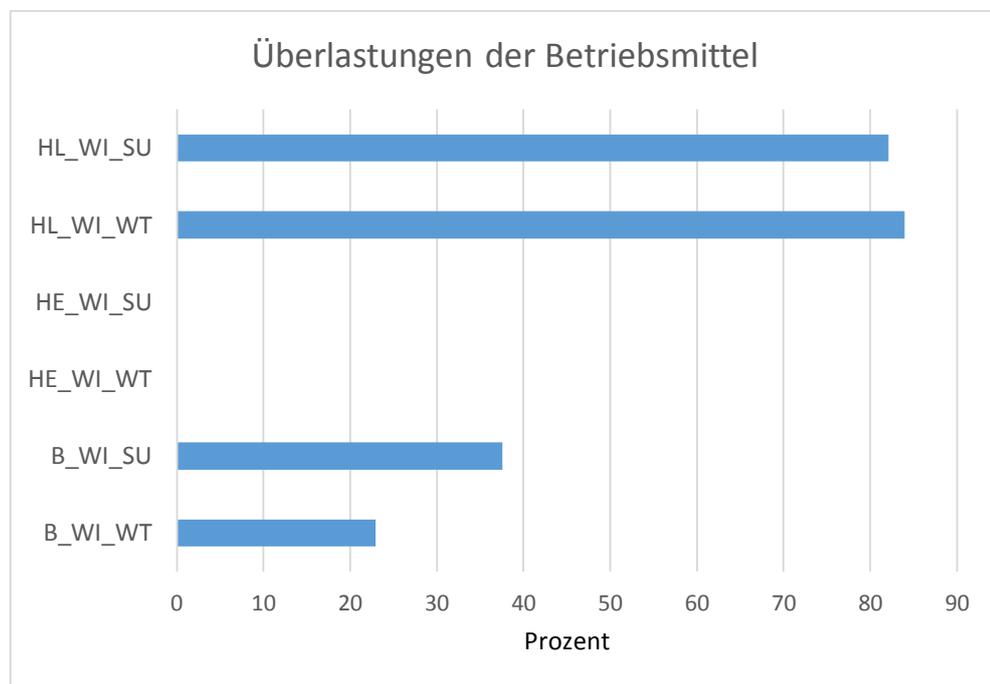


Abbildung 4-52: Überlastungen der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, alle Szenarien, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

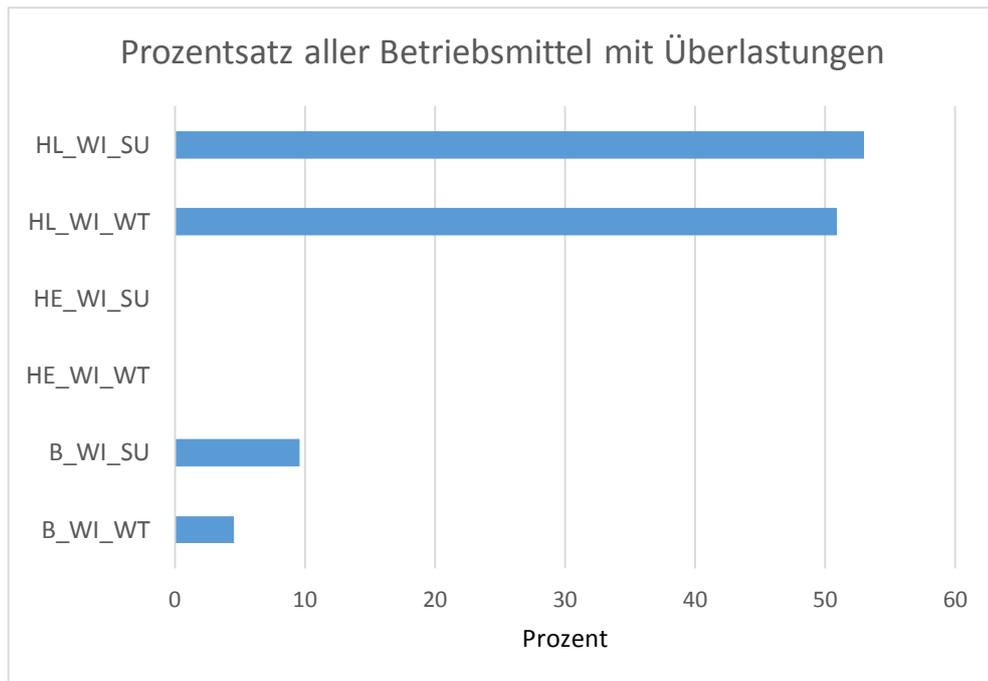


Abbildung 4-53: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im urbanen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, alle Szenarien, Winter

Betrachtet man die Situation im Netzgebiet etwas genauer, so ist festzustellen, dass im Hochlastszenario in allen Mittelspannungsabgängen Kabel betroffen sind. Dabei handelt es sich stets um jene, die sich am nächsten am Umspannwerk befinden, da über diese der gesamte Strombedarf fließen muss. Des Weiteren sind zahlreiche Transformatorstationen betroffen, welche sich wiederum ungleichmäßig und ohne erkennbares Muster über das Netz verteilen.

Im Vergleich dazu, sind im Basisszenario nur Transformatoren von Überlastungen betroffen, jedoch keine Kabelstrecken, wobei wiederum in der Realität der Austausch der betroffenen Elemente die einfachste Lösung dieses Problems wäre, in der Simulation die Anpassung der Niederspannungsnetzgrößen.

Als äußerst erwähnenswert zeigt sich auch die Tatsache, dass die PV-Einspeisung im Einspeise-Szenario die Situation im Netz sogar entlastet und es nicht weiter belastet und somit die Verhältnisse im Netz verbessert. Der Grund dafür könnte darin liegen, dass durch die verteilte, dezentrale Einspeisung, nicht mehr so viel Leistung aus dem übergeordneten Netz bezogen werden muss und dadurch viele der vorhandenen Leitungen, insbesondere die Speiseleitungen in der Nähe des Umspannwerks nicht mehr so stark belastet werden.

#### 4. Lastprofilanalyse

Durch die Veränderung des Limits auf 50% der maximalen Belastbarkeit kommt es auch im Sommer bei den Hochlastszenarien zu Verletzungen der zulässigen Grenzen. Diese sind jedoch im Vergleich zum Zeitraum Winter sehr viel geringer, wie die Abbildung 4-54, Abbildung 4-55 und Abbildung 4-56 zeigen. Des Weiteren ist anzumerken, dass es im Sommer nur zu Überlastungen von Transformatoren kommt, jedoch von keinen Leitungen.

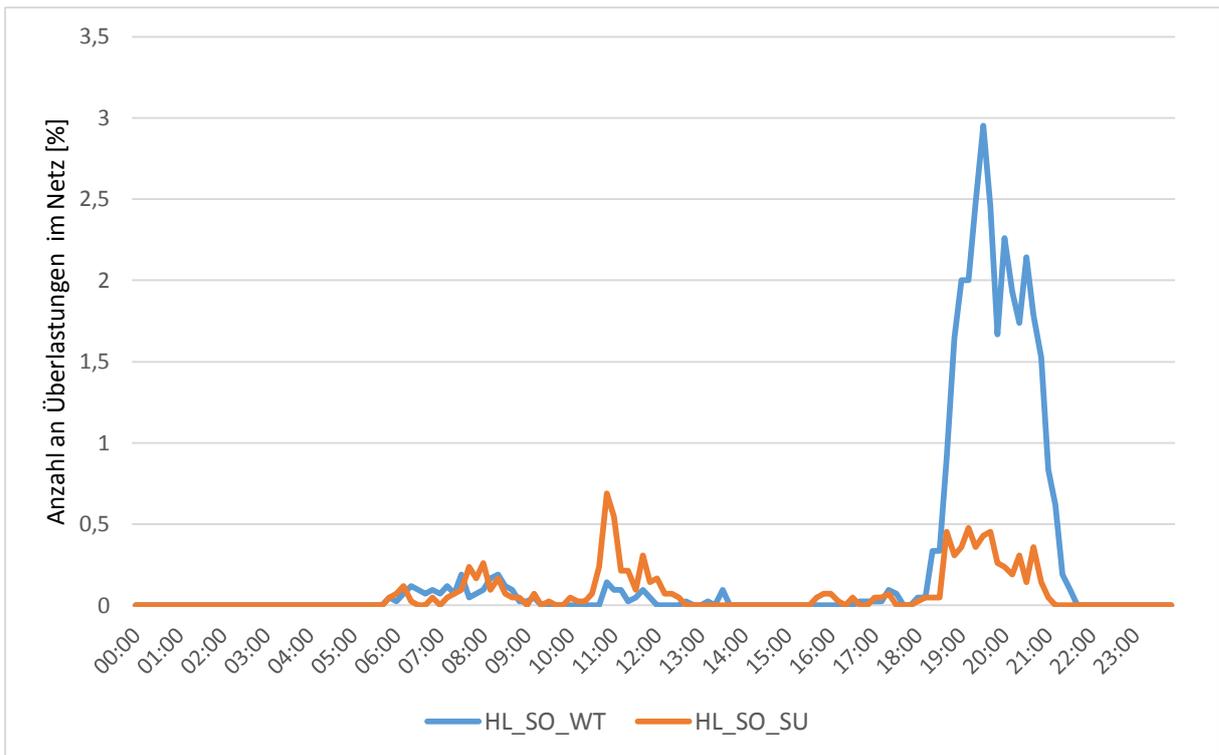


Abbildung 4-54: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 3, Sommer

## 4. Lastprofilanalyse

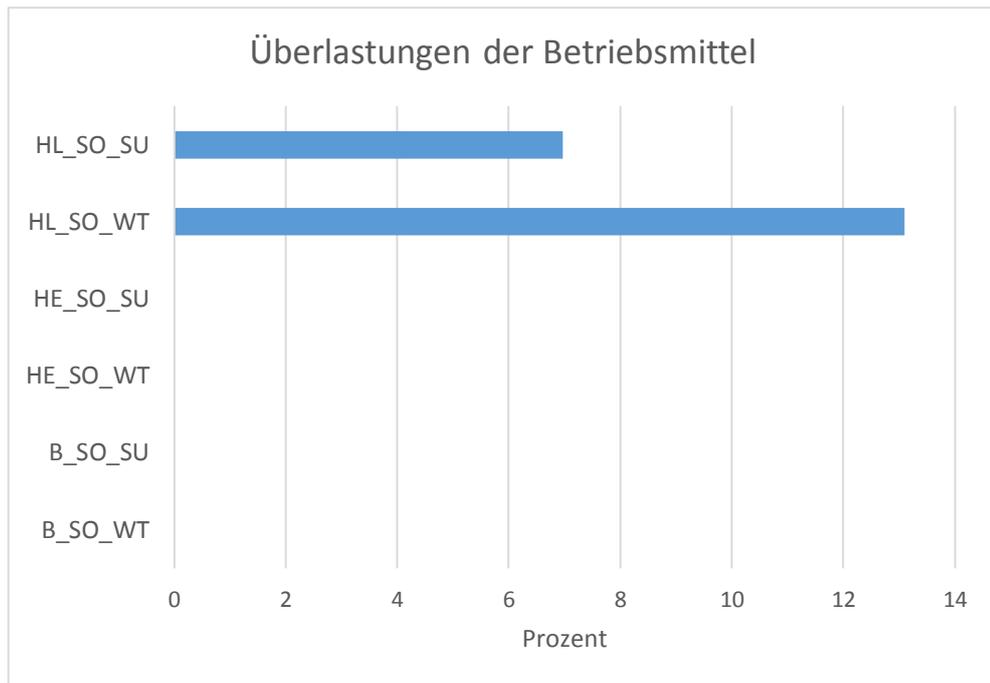


Abbildung 4-55: Überlastungen der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, alle Szenarien, Sommer

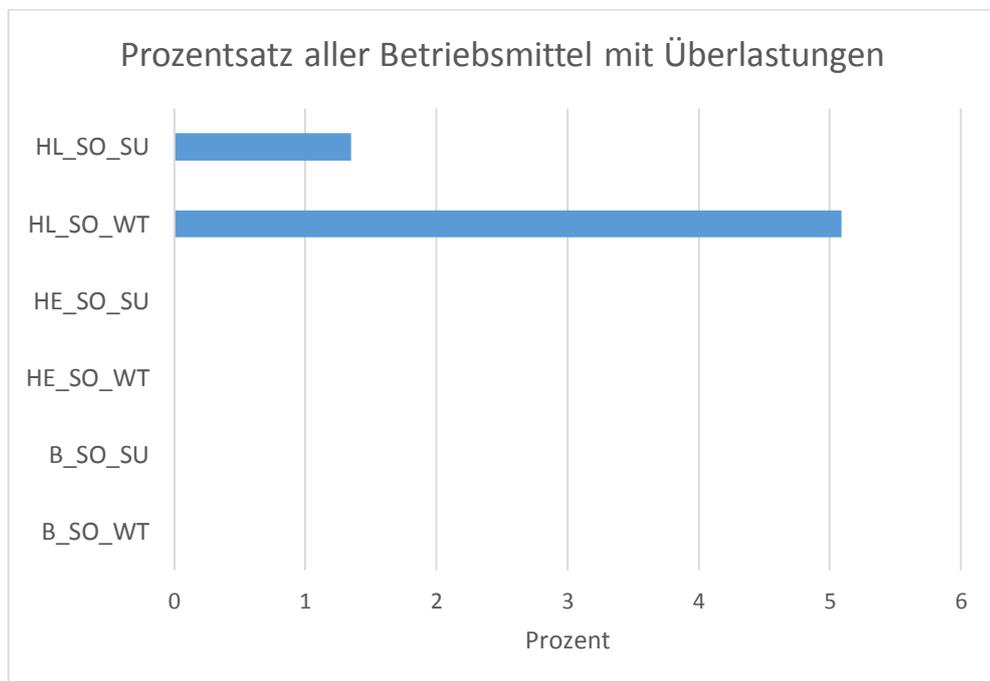


Abbildung 4-56: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im urbanen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, alle Szenarien, Sommer

### **4.4.3 Umstrukturierung im urbanen Modellnetz**

Als erste der vorgesehenen Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungsqualität im beobachteten Netzgebiet soll laut Abschnitt 4.2 die Umstrukturierung der Kabelverbindungen zwischen den einzelnen Transformatorstationen und die damit verbundene Umschichtung der Ortsnetzstationen in die verschiedenen Mittelspannungsabgänge untersucht werden.

Die Auswertung der Ergebnisse dieser Simulation mit Hilfe des Offline-Analyse-Tools ermöglicht es dabei, die verschiedenen Netzstrukturen, also den aktuellen Ist-Zustand und den geplanten Soll-Zustand des Netzes miteinander zu vergleichen.

Die Last- und Einspeiseverhältnisse im umstrukturierten, urbanen Netz sind nahezu ident zu jenen des aktuellen Ist-Zustandes. Dies lässt sich damit begründen, dass die Anzahl der Transformatorstationen im Mittelspannungsnetz, sowie die Anzahl der gesamten Lastpunkte in allen unterlagerten Niederspannungsnetzen beinahe gleich geblieben ist und sich des Weiteren die mittlere Leistungsaufnahme pro Ortsnetzstation nicht ändert. Zu beobachten ist jedoch, wie schon in den entsprechenden Kapiteln beschrieben, der vollzogene Strukturwechsel.

Die Auswirkungen von diesen Umstrukturierungsmaßnahmen können nun zum Beispiel durch die Darstellung der Belastung der Leitungen und der Transformatoren im Netzgebiet untersucht werden. Diese sind in Abbildung 4-57 und Abbildung 4-58 gezeigt.

## 4. Lastprofilanalyse

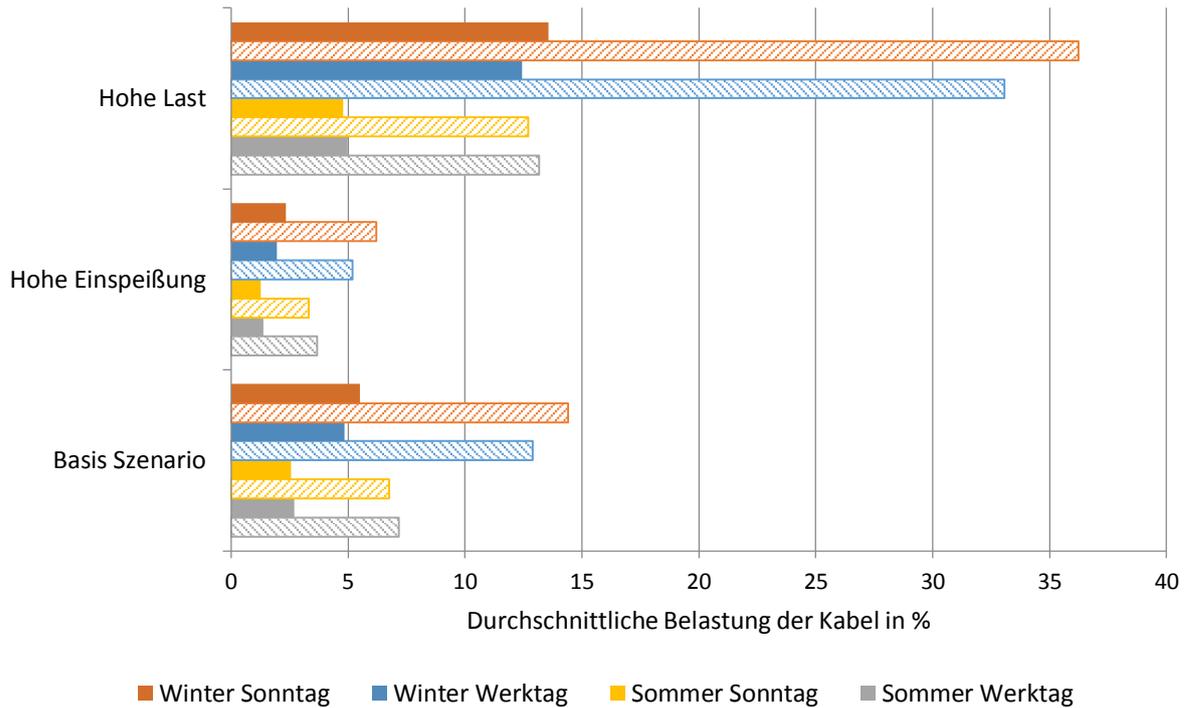


Abbildung 4-57: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf die durchschnittliche Belastung der Kabel im urbanen Modellnetz; alle Szenarien; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand

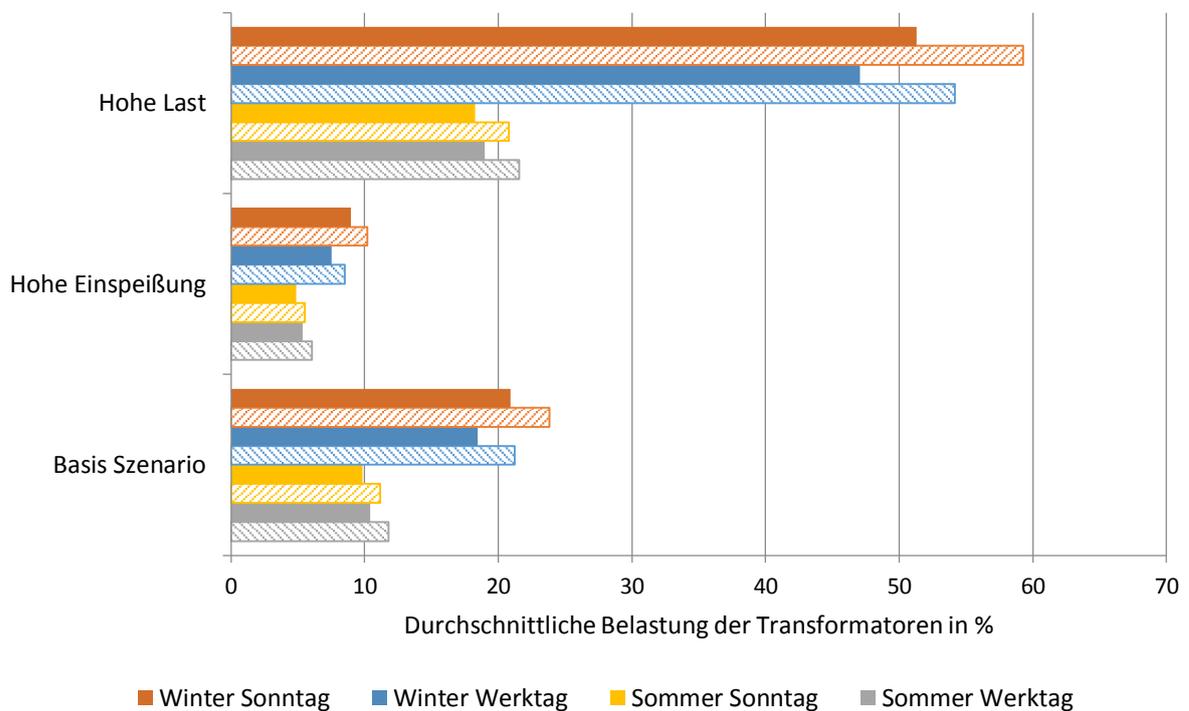


Abbildung 4-58: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf die durchschnittliche Belastung der Transformatoren im urbanen Modellnetz; alle Szenarien; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand

Aufgrund der erhöhten Anzahl an Transformatorstationen pro Mittelspannungsabgang im umstrukturierten Netz werden die Kabel, welche sich in unmittelbarer Nähe zum Umspannwerk befinden, stärker belastet, als dies im aktuellen Netzzustand der Fall ist, wodurch die durchschnittliche Belastung als unmittelbare Folge ansteigt. Dies ist in Abbildung 4-57 gut zu erkennen. Dabei kann auch festgestellt werden, dass der Einfluss der PV-Einspeisung kleinere Auswirkungen als das Hochlast-Szenario zeigt und sich dies vor allem im Winter bemerkbar macht. Bemerkenswert ist dabei, dass in den Sommermonaten, in denen die PV-Einspeisung um Größenordnungen höher ist, als im Winter, die durchschnittliche Belastung also abnimmt. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass durch die dezentrale Einspeisestruktur, viel Leistung bereits lokal zur Verfügung gestellt wird und so die Mittelspannungskabel nicht so stark beansprucht werden.

Eine noch detailliertere Auswertung ist in Abbildung 4-59 und Abbildung 4-60 gegeben. Darin wird der Prozentsatz der Kabel dargestellt, die eine Belastung von mehr als 100% bzw. von 50% der maximal zulässigen Belastungsgrenzen, erfahren. Dabei kann erkannt werden, dass das Hochlast-Szenario die meisten Überbelastungen verursacht und dies in beiden Netzstrukturen. Dabei ist jedoch wieder darauf zu achten, dass 100% bereits eine starke Überlastung des Betriebsmittel bedeutet, wohingegen die 50% auch den Betrieb an der Überlastungsgrenze bedeuten können, an der ein dauerhafter Betrieb durchaus noch möglich sein kann. Im Vergleich verursachen das Basis-Szenario und das Einspeise-Szenario kaum ernsthafte Überlastsituationen. Den Simulationsergebnissen kann auch entnommen werden, dass ausschließlich jene Kabelstrecken betroffen sind, die am nächsten zum Umspannwerk liegen.

## 4. Lastprofilanalyse

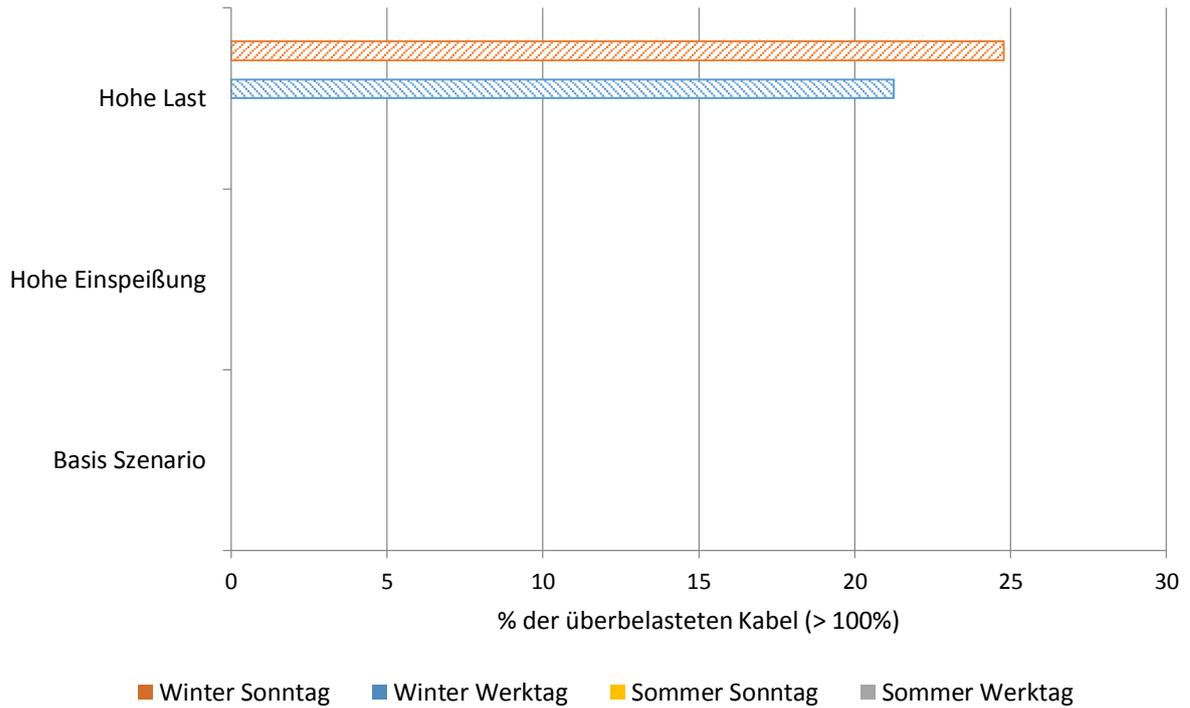


Abbildung 4-59: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasteten Kabeln im urbanen Modellnetz bei 100% der Maximalbelastung; alles Szenarien; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand

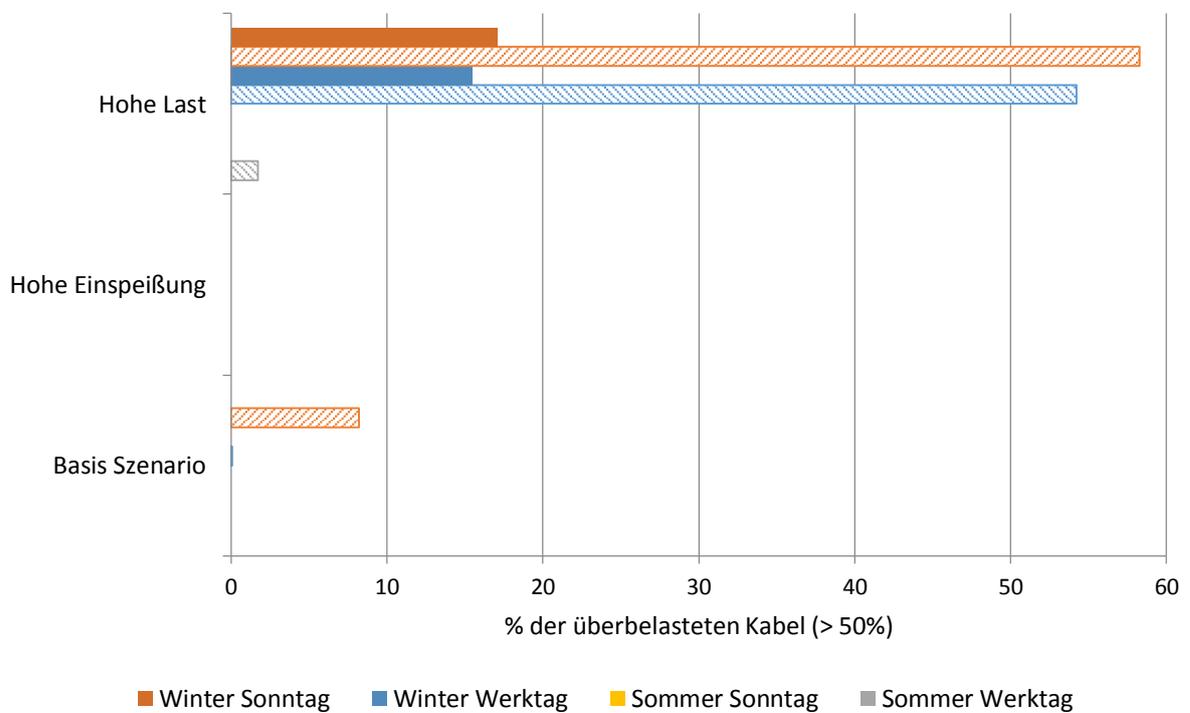


Abbildung 4-60: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasteten Kabeln im urbanen Modellnetz bei 50% der Maximalbelastung; alles Szenarien; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand

Die gleiche Auswertung lässt sich auch durchführen, wenn man nur die Transformatoren im Modellnetz betrachtet. Dazu sind in Abbildung 4-61 und Abbildung 4-62 die Prozentsätze der Transformatoren dargestellt, welche bei einer maximalen Belastbarkeit von 100% bzw. 50% überlastet sind. Daraus ist zu erkennen, dass bei hundertprozentiger Belastungsgrenze fast nur das Hochlast-Szenario in den Wintermonaten Probleme verursacht. Auffallend ist dabei, dass es im umstrukturierten Netz zu deutlich mehr Überlastungen kommt, als das im IST-Zustand der Fall wäre.

Der Grund dafür liegt in dem Umstand, dass die durchschnittliche Belastung im Netz allgemein höher ist, als dies im aktuellen Ausbauzustand der Fall ist (vgl. Abbildung 4-57 und Abbildung 4-58). Dies lässt sich darauf zurückführen, dass als Folge der längeren Mittelspannungsabgänge, welche wie beschrieben eine Konsequenz der Umstrukturierungsmaßnahmen sind, die Netzspannung bis zu den Leitungsenden deutlich abfällt (vgl. Abbildung 4-68). Da die Last (in der Simulation wurden die Lasten mit konstanter Leistung modelliert, also als PQ-Knoten) konstant bleibt, muss in Folge der tendenziell geringeren Spannung im Netz der Strom zunehmen, wodurch auch die Belastung der Betriebsmittel und in weiterer Folge die Überlastungen ansteigen. Diese Schlussfolgerung wird auch durch Abbildung 4-63 und Abbildung 4-64 verdeutlicht, die den Vergleich zwischen den Überlastungssituationen der Transformatoren im Netz einmal für das Ist- und einmal für das Soll-Netz zeigen. Daraus ist ersichtlich, dass die Überlastungen in Folge der Stromzunahme im Soll-Zustand tatsächlich ansteigen.

Wird der Grenzwert auf 50% gesenkt, so fällt auf, dass nun für das Szenario mit hoher Last fast alle Transformatoren durchgehend im Ist-Zustand, wie auch im Soll-Zustand im Winter überlastet sind. Des Weiteren treten hier nun auch Überlastungen im Sommer auf. Auch im Basis-Szenario kommt es bei dieser Grenze zu überlasteten Transformatoren. Die Erklärung dafür ist dieselbe wie zuvor.

## 4. Lastprofilanalyse

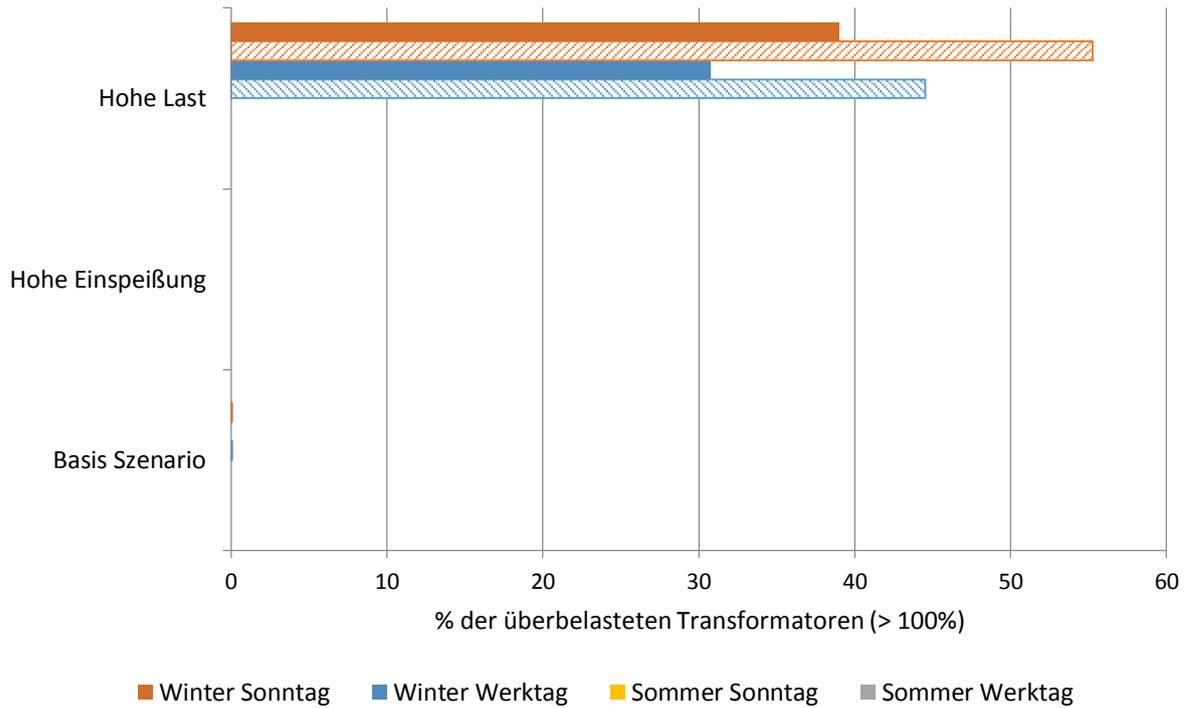


Abbildung 4-61: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasteten Transformatoren im urbanen Modellnetz; bei 100% der Maximalbelastung; alle Szenarien; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand

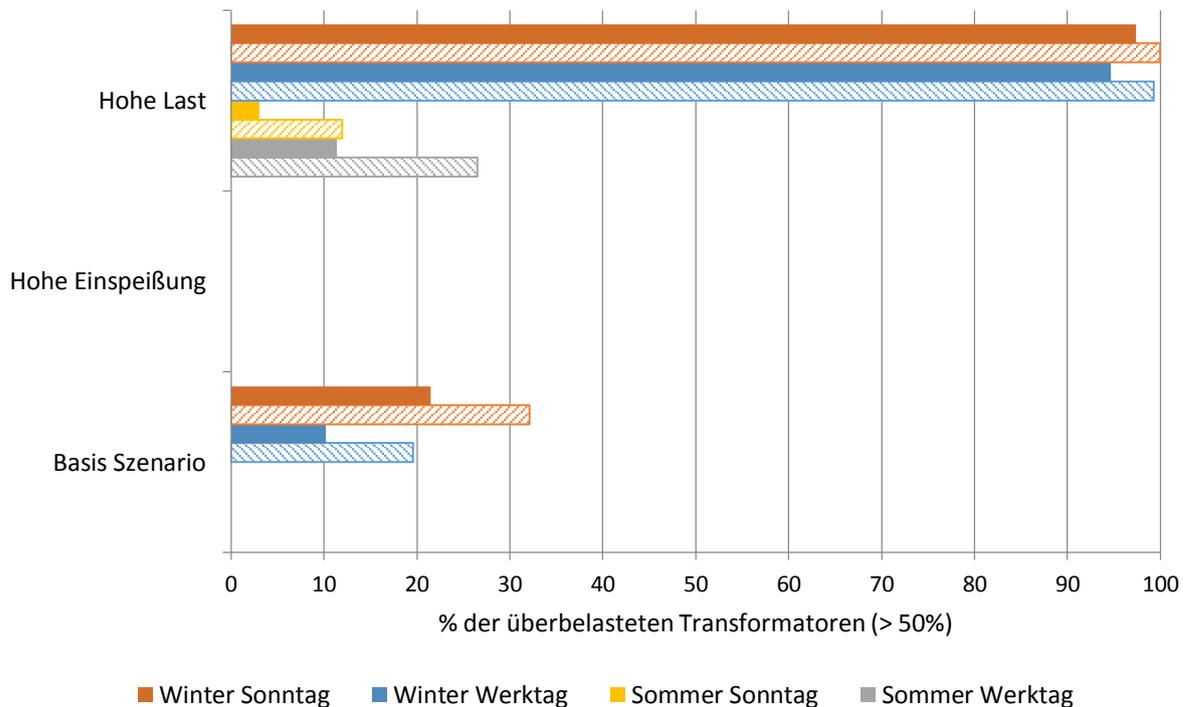


Abbildung 4-62: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasteten Transformatoren im urbanen Modellnetz; bei 50% der Maximalbelastung; alle Szenarien; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand

#### 4. Lastprofilanalyse

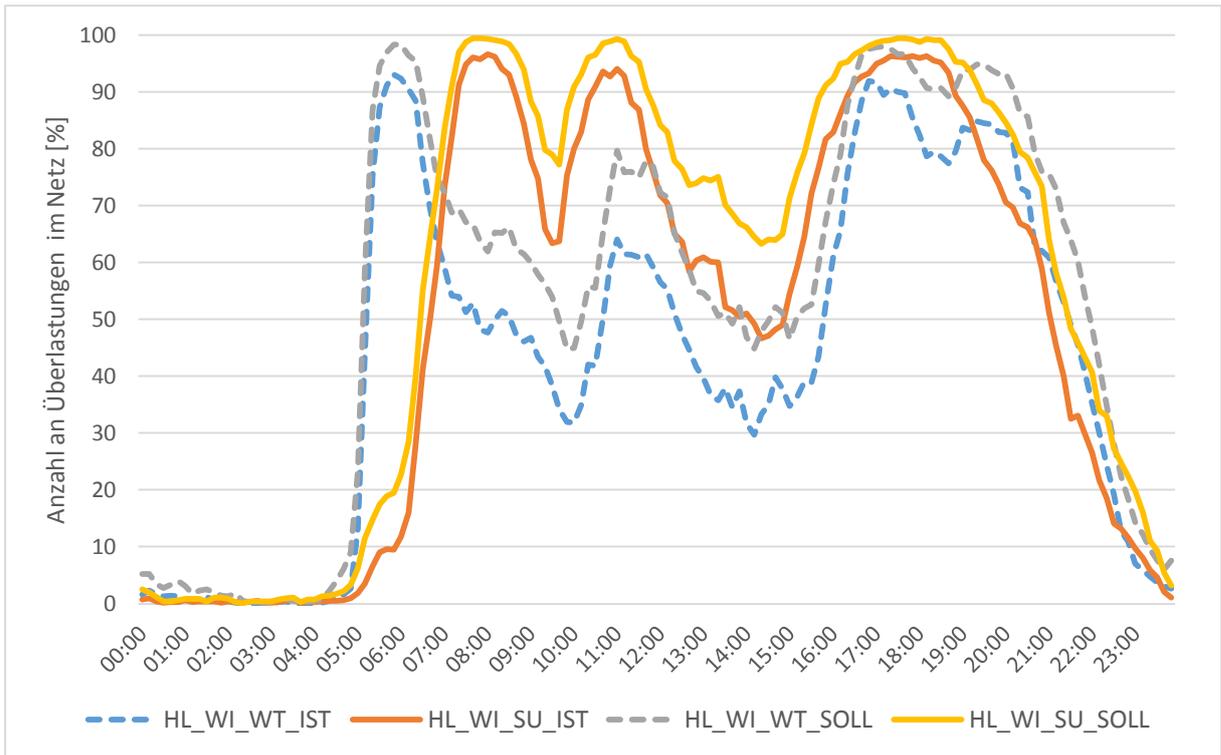


Abbildung 4-63: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich zwischen Ist und Soll, nur Transformatoren, Szenario 3, Winter

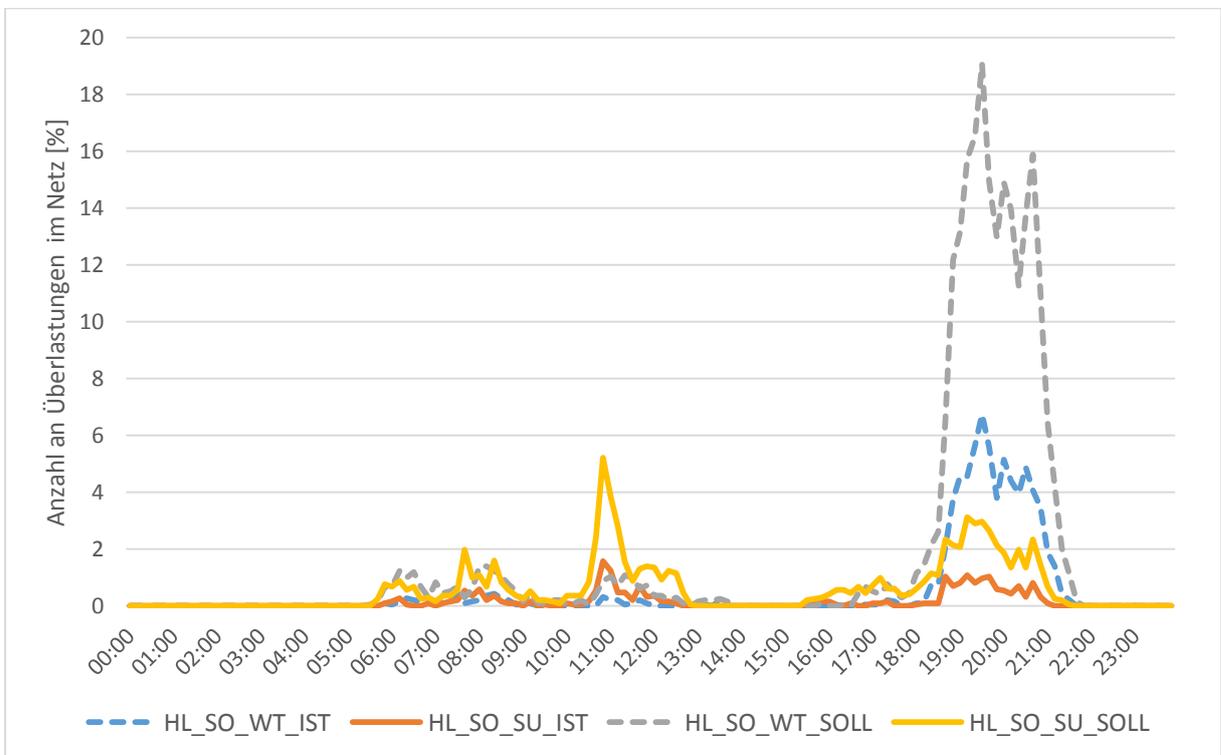


Abbildung 4-64: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich zwischen Ist und Soll, nur Transformatoren, Szenario 3, Sommer

#### 4. Lastprofilanalyse

Betrachtet man die Spannungsbandverletzungen im umstrukturierten Netz, dann fällt auf, dass wie schon im aktuellen Netzzustand keine Verletzungen des  $\pm 10\%$  - Bandes im Sommer auftreten. Neu ist jedoch, dass sehr wohl im Winter diese Grenzen überschritten bzw. unterschritten werden. Der zeitliche Verlauf dieser Übertritte ist in Abbildung 4-65 dargestellt. Hier ist zu erkennen, dass es vor allem morgens und abends zu Übertretungen der Grenzwerte kommt, sowie am Sonntag auch mittags. Unterstützend dazu, zeigen Abbildung 4-66 und Abbildung 4-67 den Prozentsatz der betroffenen Knoten und die Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit.

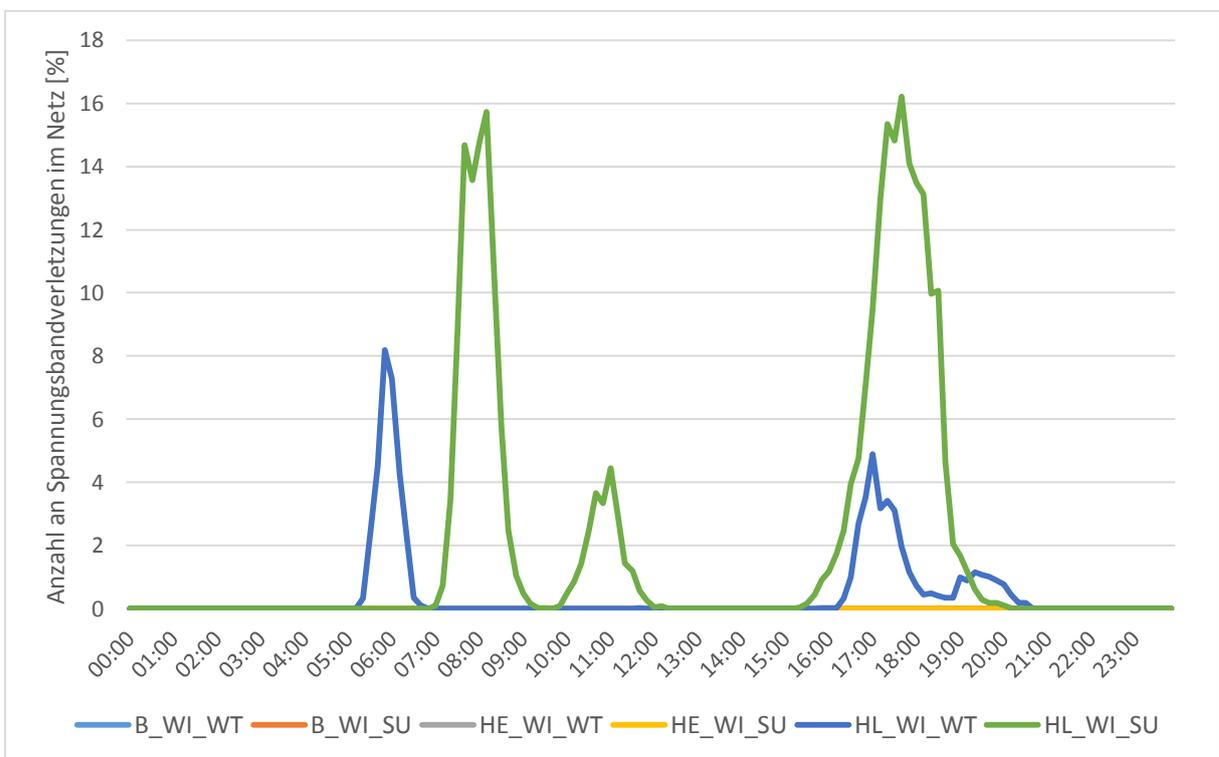


Abbildung 4-65: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , alle Szenarien, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

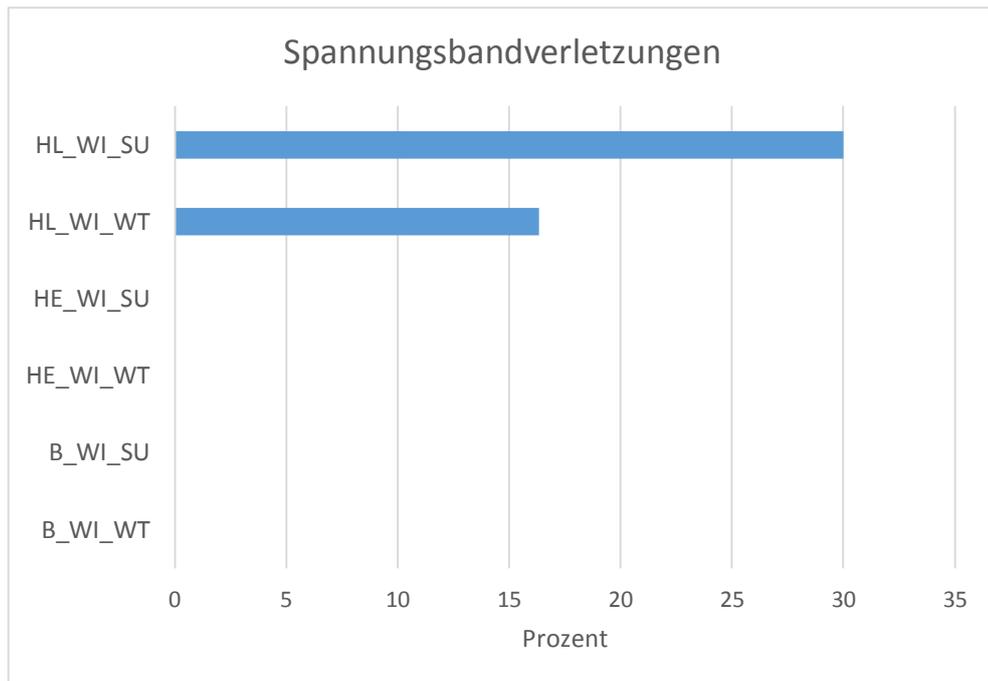


Abbildung 4-66: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , alle Szenarien, Winter

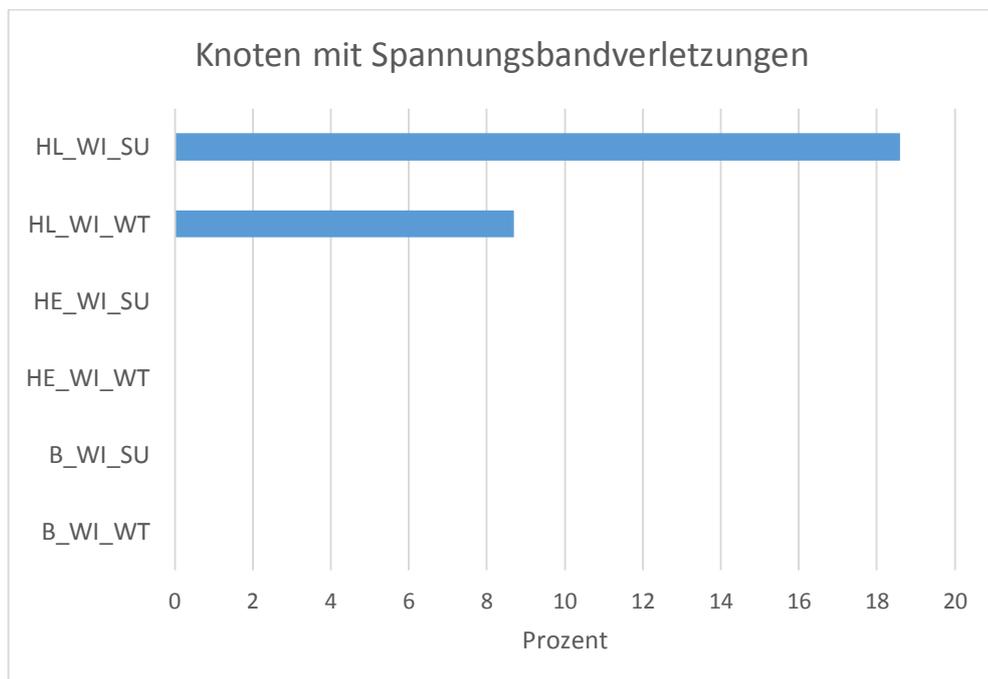


Abbildung 4-67: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im urbanen Modellnetz im SOLL Zustand, Spannungsband:  $\pm 10\%$ , alle Szenarien, Winter

Abbildung 4-68 verdeutlicht dabei, dass es sich bei den dargestellten Spannungsbandverletzungen im Hochlast-Szenario rein um Unterschreitungen des

## 4. Lastprofilanalyse

vorgeschriebenen Bereiches handelt. Diese lassen sich nun durch die längeren Mittelspannungsabgänge (wie durch die Umstrukturierungsmaßnahmen vorgesehen), verbunden mit einer allgemein höheren Last pro Abgang, erklären. Dies hat auch zur Folge, dass Knotenpunkte „elektrisch“ weiter vom Umspannwerk entfernt liegen, was zu einer tendenziell niedrigeren Spannung führt.

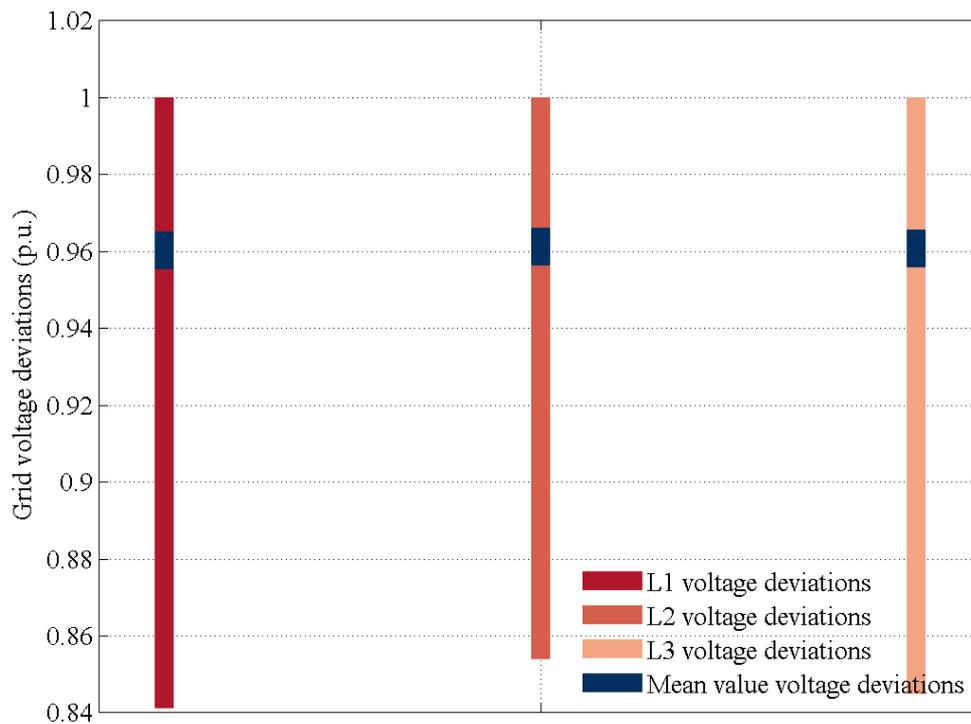


Abbildung 4-68: Netzspannungs-Abweichung, urbanes Netzgebiet im SOLL Zustand, Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter

Wird das Spannungsband auf  $\pm 5\%$  um den Nennwert eingestellt, so ergeben sich im Sommer noch immer keine Spannungsbandverletzungen. Im Winter, in dem es schon beim  $\pm 10\%$ - Band deutliche Übertretungen gab, ist zu erwarten, dass sich diese massiv erhöhen. Dies bestätigen die Abbildung 4-69, Abbildung 4-70 und Abbildung 4-71, in der wiederum der zeitliche Verlauf der Spannungsbandverletzungen, der Prozentsatz der betroffenen Knoten und die Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit dargestellt sind. Wie wir schon vom  $\pm 10\%$ - Band wissen, handelt es sich dabei um Unterschreitungen des vorgeschriebenen Grenzwertes, die von den nun längeren Mittelspannungsabgängen herrühren.

#### 4. Lastprofilanalyse

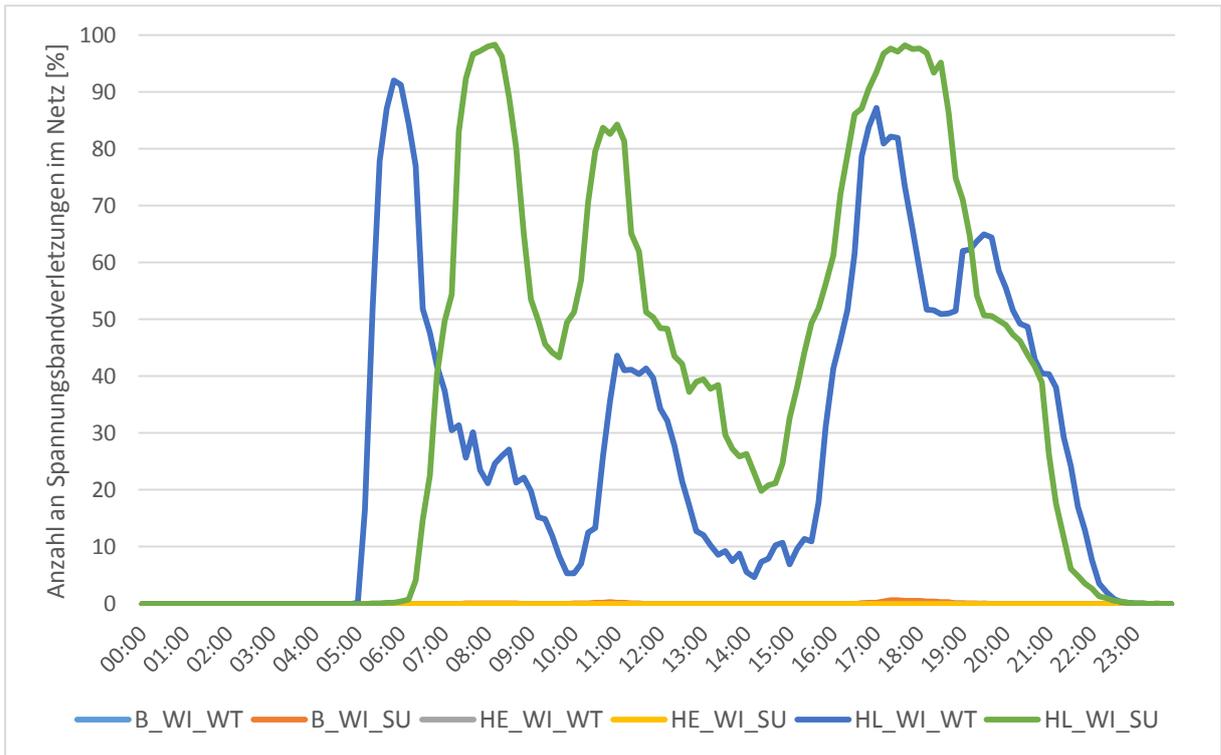


Abbildung 4-69: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , alle Szenarien, Winter

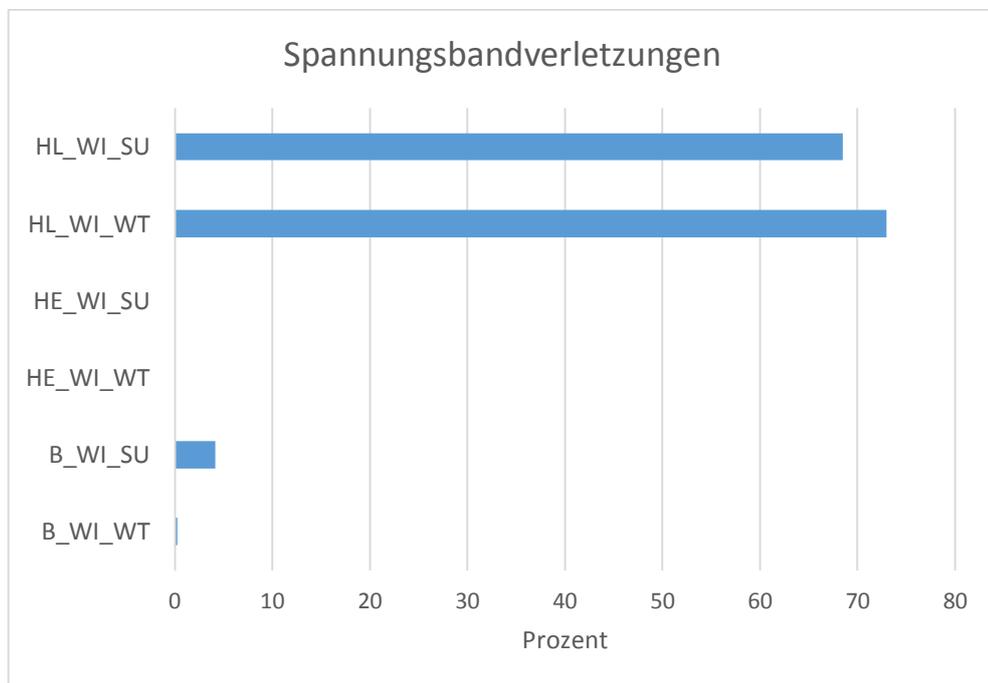


Abbildung 4-70: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , alle Szenarien, Winter

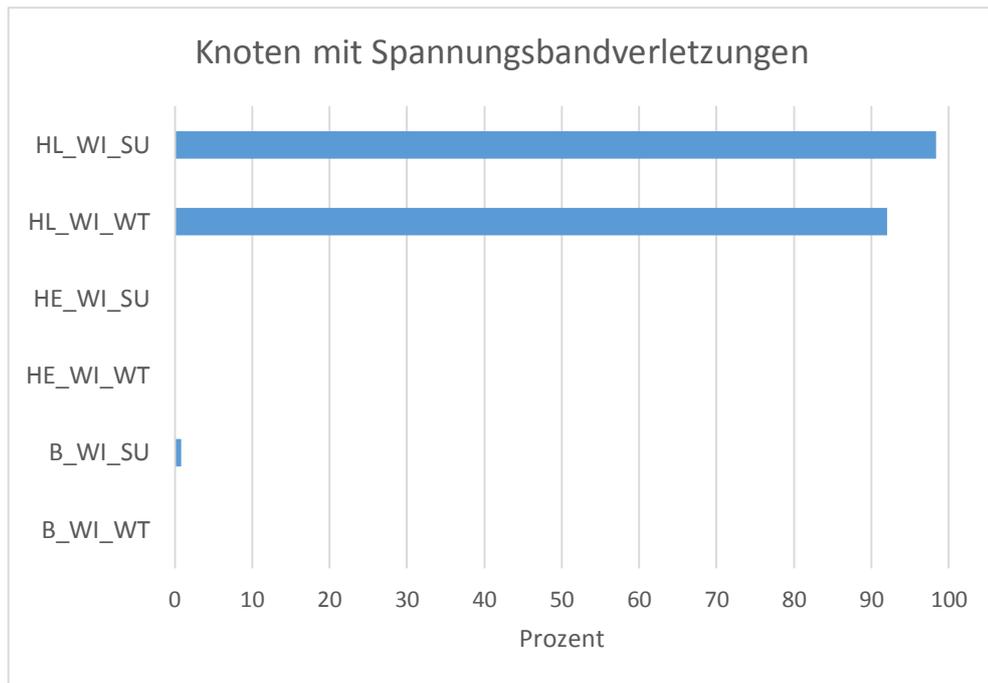


Abbildung 4-71: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im urbanen Modellnetz im SOLL Zustand, Spannungsband:  $\pm 5\%$ , alle Szenarien, Winter

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass durch die Umstrukturierungsmaßnahmen im urbanen Netzgebiet die Verletzungen des  $\pm 10\%$ -Spannungsbandes zwar zunehmen, im gesamten betrachtet sich die Spannungsqualität jedoch verbessert. Dies ist aus der Analyse des  $\pm 5\%$ -Spannungsbandes ersichtlich, wobei im Soll-Netz die Anzahl der Knoten mit Spannungsbandverletzungen deutlich abnehmen.

Obwohl die Ausmaße der Spannungsbandverletzungen und Überlastungen der Betriebsmittel im umstrukturierten Netz in Anbetracht der untersuchten Extrem-Szenarien als durchaus akzeptabel angesehen werden können, sollen im Weiteren noch zusätzliche Maßnahme zur Verbesserung der Netzqualität analysiert werden, wobei das umstrukturierte Netz als Ausgangspunkt dienen wird. Diese Maßnahmen wurden bereits in Abschnitt 4.2 beschrieben.

### **4.4.4 Aktive Maßnahmen im urbanen Modellnetz**

Wie im vorigen Abschnitt schon gezeigt wurde, verursacht nahezu nur das Hochlast-Szenario Problem im Netz, da das im Rahmen dieser Diplomarbeit zu untersuchende, urbane Netzgebiet als sehr stark und überdimensioniert angesehen werden kann. Aus diesem Grund wird der Fokus bei den folgenden Untersuchungen auf diese Szenarien und auch noch speziell auf den Winter gelegt um anhand dieser Szenarien zu zeigen, wie sich der Einsatz von aktiven Maßnahmen, welche in Abschnitt 4.2 beschrieben wurden, auswirken wird. Diese Einschränkung lässt sich damit begründen, dass davon ausgegangen werden kann, dass die zu erwartenden positiven Effekte auch bei den beiden anderen Szenarien auftreten werden und die Auswirkungen damit auch auf diese abgeleitet werden können.

Als Ausgangspunkt und Grundlage für die Analysen in diesen Abschnitt, soll das umstrukturierte Netzgebiet dienen. Ein Vorteil des verwendeten Netz-Analyse-Tools NAT liegt wie schon in Abschnitt 3.1 beschrieben darin, dass es möglich ist, die selbe Netzstruktur mit identen Lastpunkten heranzuziehen und nur gewisse Netzelemente abzuändern, welche jedoch nicht den Aufbau des Netzes beeinflussen. So können gezielte Maßnahmen optimal untereinander verglichen werden. Diese Vorgehensweise wird auch im Rahmen dieser Diplomarbeit angewendet, indem die Auswirkungen eines Regelumspanners, der Einsatz von rONTs in den Mittelspannungs-/Niederspannungstransformatoren und die Kombination beider Maßnahmen untersucht werden.

#### **Regelumspanner, regelbare Ortsnetztransformatoren**

Analysiert man die Überlastungssituationen der Betriebsmittel im Netz genauer, so erkennt man, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen nur geringe Auswirkungen zeigen. Dazu ist zunächst in Abbildung 4-72 und Abbildung 4-73 der zeitliche Verlauf der Überlastungen dargestellt, einmal für den Werktag und einmal für den Sonntag, jeweils nur für das Hochlast-Szenario.

## 4. Lastprofilanalyse

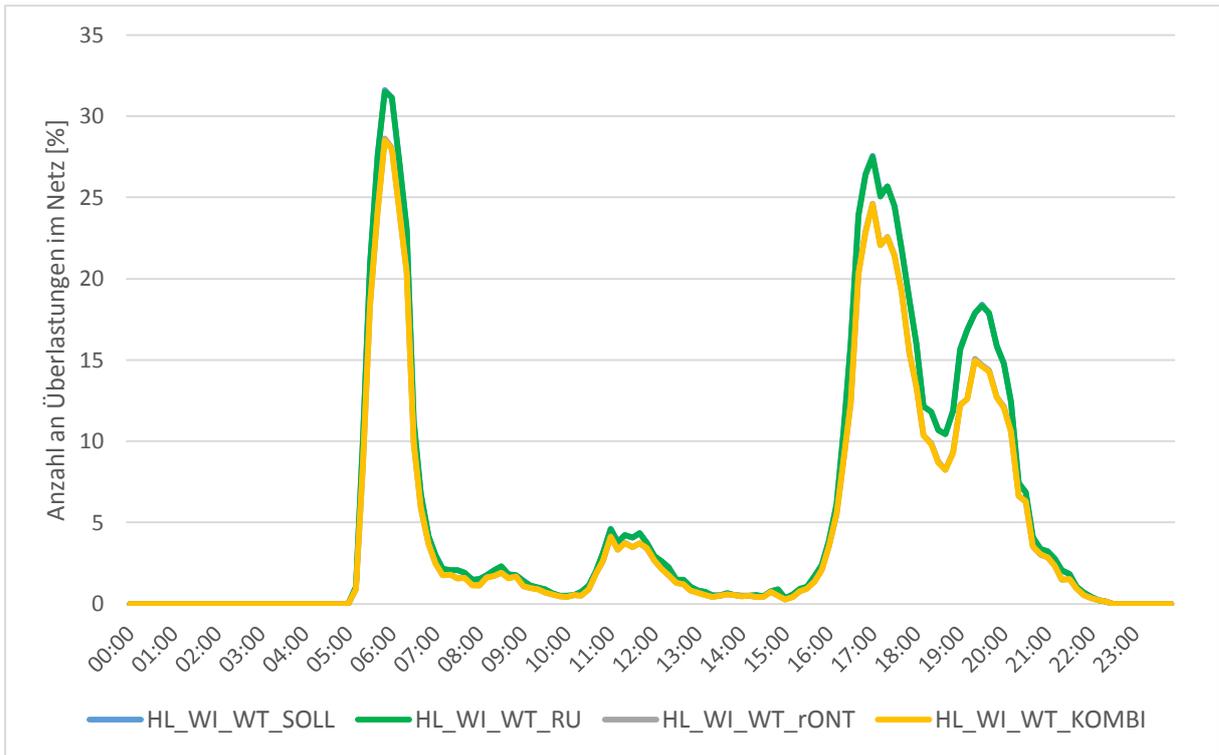


Abbildung 4-72: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter, Werktag

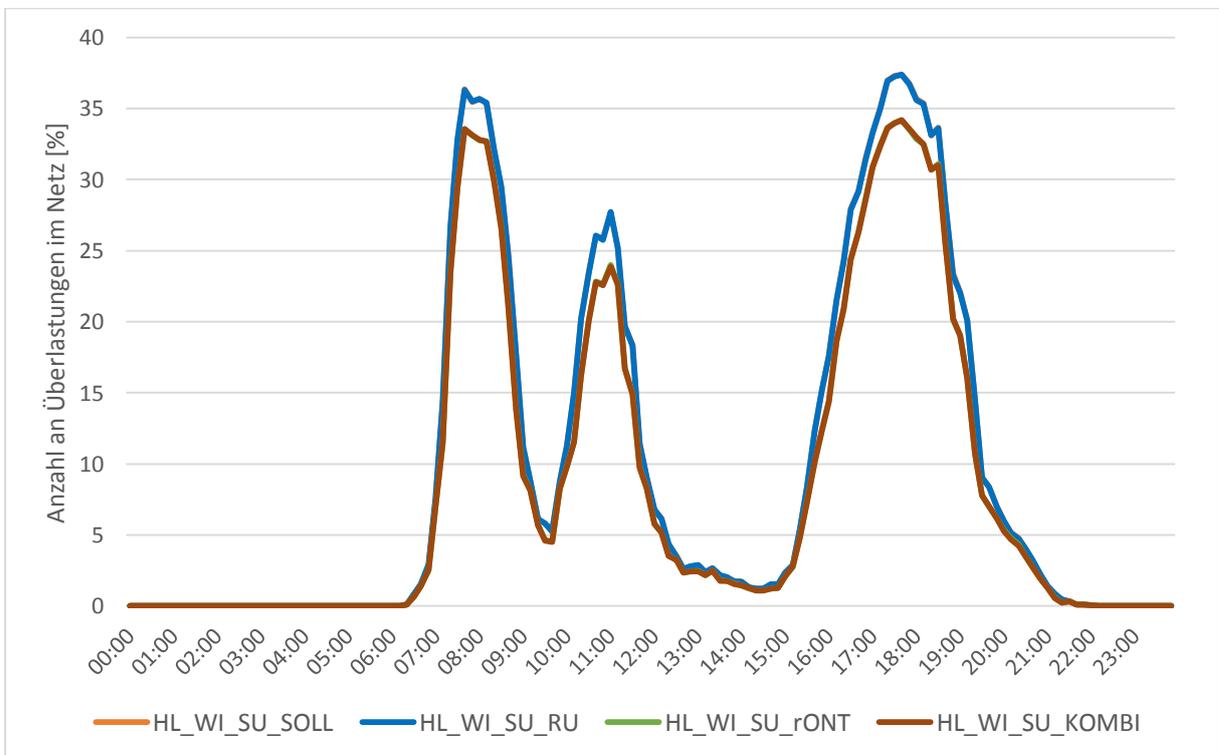


Abbildung 4-73: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter, Sonntag

#### 4. Lastprofilanalyse

Wie aus den Histogrammen in Abbildung 4-74, Abbildung 4-75 und Abbildung 4-76 ersichtlich ist, hat der Regelumspanner keine Auswirkungen auf die Auslastung der Betriebsmittel und damit in diesem Zusammenhang keinerlei positive Auswirkungen, was auch nicht weiters überraschend ist, da diese Maßnahme hauptsächlich die Spannung regelt. Analoge Aussagen gelten für die Umrüstung der Mittelspannungs-/Niederspannungstransformatoren auf rONTs. Auch hier sinken die Anzahl der Verletzungen insgesamt sowie die Belastung der Betriebsmittel nur geringfügig. Die etwas deutlichere Abnahme am Werktag im Winter (vgl. Abbildung 4-74) lässt sich damit erklären, dass hier die eingesetzten rONTs eventuell hinaufstufen, wodurch die Spannung erhöht wird. Bei gleichbleibender Last (in der Simulation wurden die Lasten mit konstanter Leistung modelliert, also als PQ-Knoten), sinkt dadurch der Strom, was die Abnahme der Überlastungen erklären könnte.

Da der Regelumspanner alleine schon kaum Auswirkungen gezeigt hat, liefert auch die Kombination beider Maßnahmen keine Verbesserung mehr im Vergleich zu der Variante mit den rONTs.

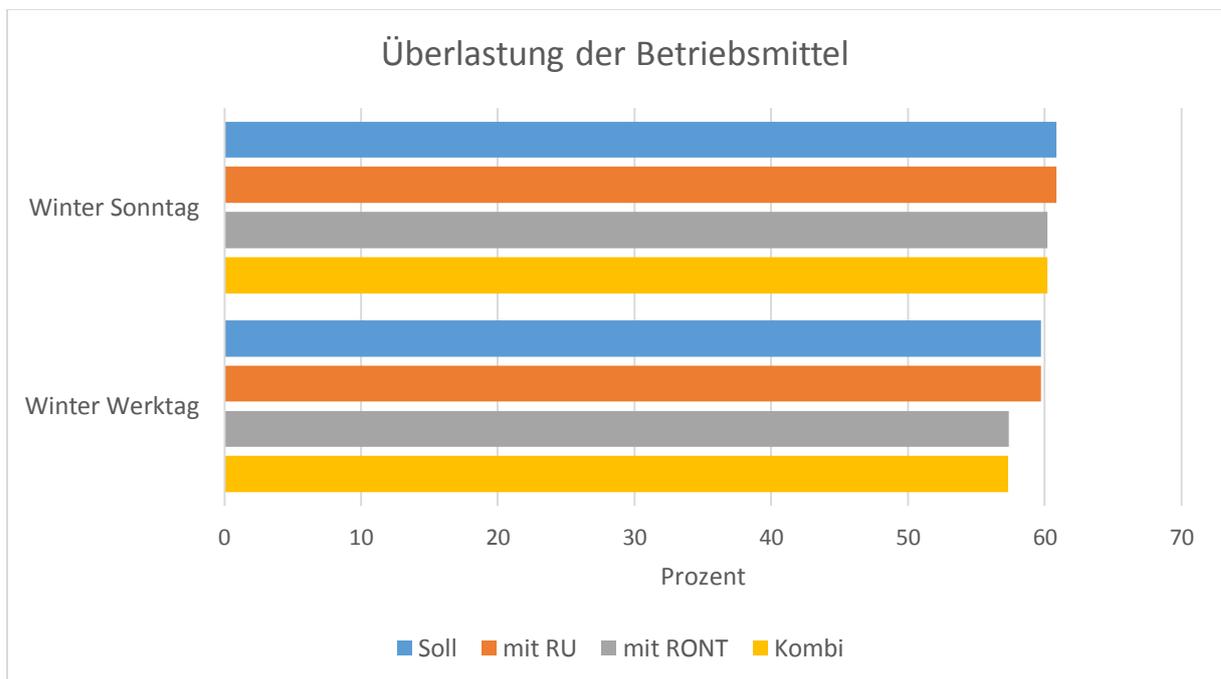


Abbildung 4-74: Überlastungen der Betriebsmittel im urbanen Modellnetz im SOLL Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

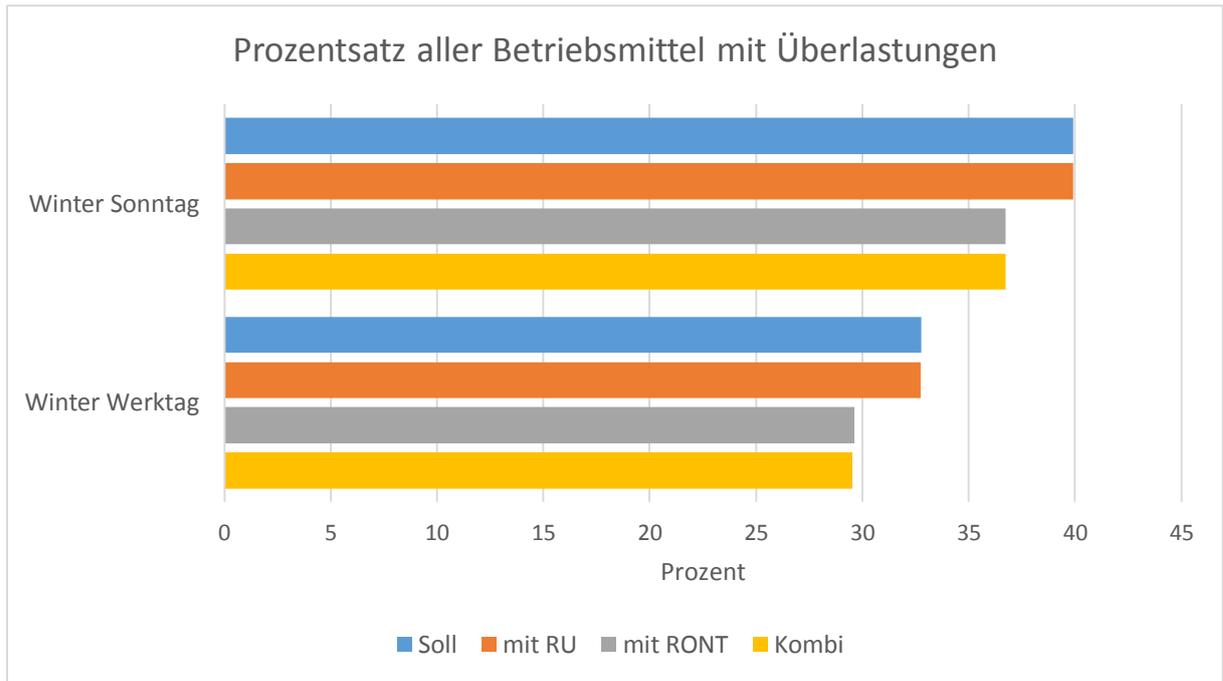


Abbildung 4-75: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter

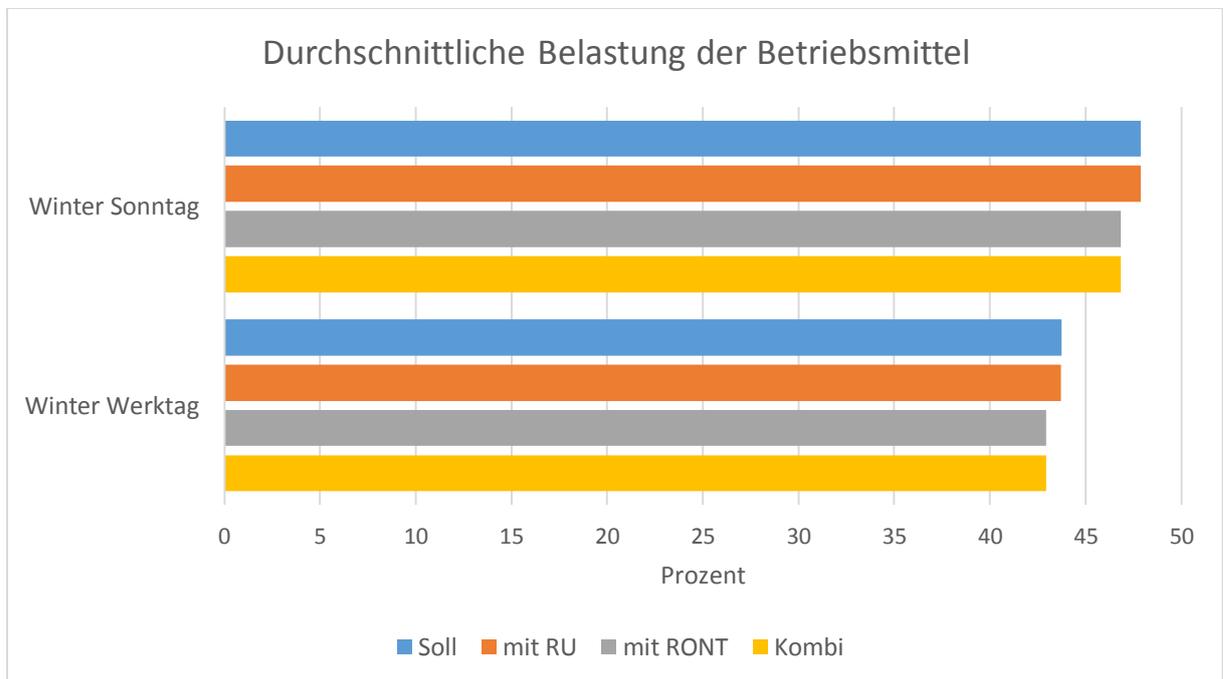


Abbildung 4-76: Durchschnittliche Belastung der Betriebsmittel in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit) im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

Bei der Betrachtung der Spannungsbandverletzungen zeigt Abbildung 4-77 den Prozentsatz aller Knoten, welche von Spannungsbandverletzungen ( $\pm 10\%$  Spannungsband) betroffen sind, aufgetragen über die Zeit als ein durchschnittliches Tagesprofil.

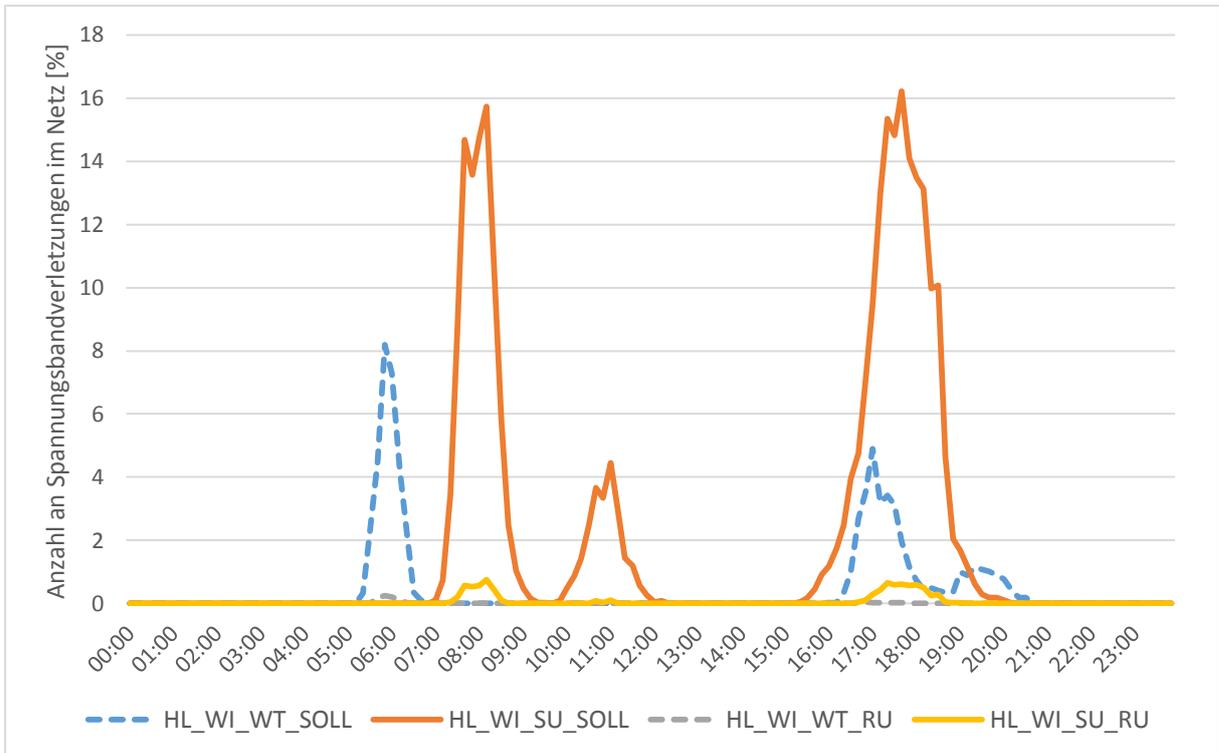


Abbildung 4-77: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, Vergleich SOLL-Netz mit dem zusätzlichen Einsatz eines RUs, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter, strichliert: Werktag, durchgezogen: Sonntag

Im ersten Anlauf, wurde zunächst nur die Auswirkung eines Regelumspanners im Umspannwerk untersucht. Dies ist in Abbildung 4-77 dargestellt, in der auch als Referenz die Spannungsbandverletzungen im umstrukturierten Netz ohne weitere Maßnahmen dargestellt sind. Es ist deutlich zu erkennen, dass diese Maßnahme enorme Auswirkung auf die Netzqualität hat, da es im Vergleich zur reinen Maßnahme der Umstrukturierung zu einer starken Senkung der Spannungsbandverletzungen kommt.

Im nächsten Schritt, kommen regelbare Ortsnetztransformatoren zum Einsatz. Der Vergleich zwischen dieser Maßnahme und dem Regelumspanner wird in Abbildung

#### 4. Lastprofilanalyse

4-78 gezeigt. Der Unterschied zwischen beiden Methoden ist nur gering, jedoch kann beobachtet werden, dass die rONTs den etwas größeren Effekt haben.

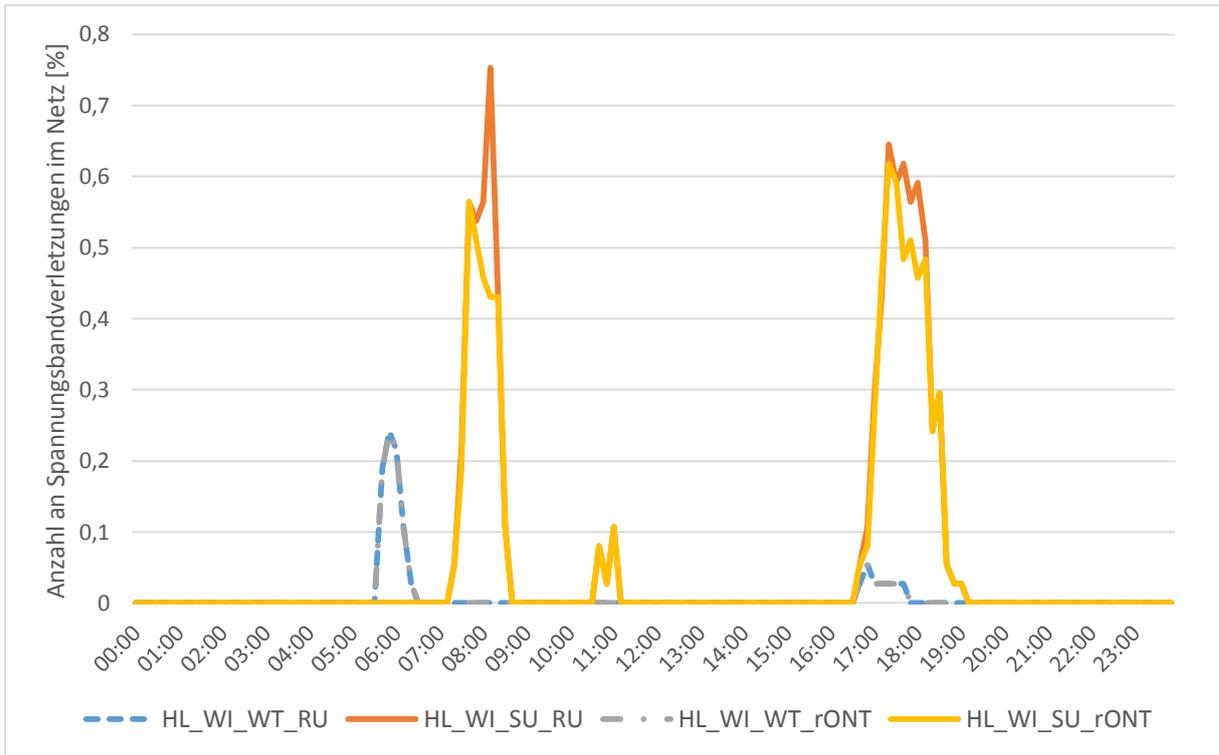


Abbildung 4-78: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, Vergleich Einsatz von RUs und von rONTs; vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter, strichliert: Werktag, durchgezogen: Sonntag

Abschließend wurde auch noch eine Kombination aus beiden Maßnahmen simuliert, welche dazu führt, dass es in keinem Szenario mehr zu Spannungsbandverletzungen kommt.

Die beiden Histogramme in Abbildung 4-79 und Abbildung 4-80 zeigen nun die Ergebnisse, der in der Analyse vorgenommenen Netzverbesserungen, im Vergleich. Die zuvor bereits erwähnten Resultate werden hier nochmals bestätigt.

## 4. Lastprofilanalyse

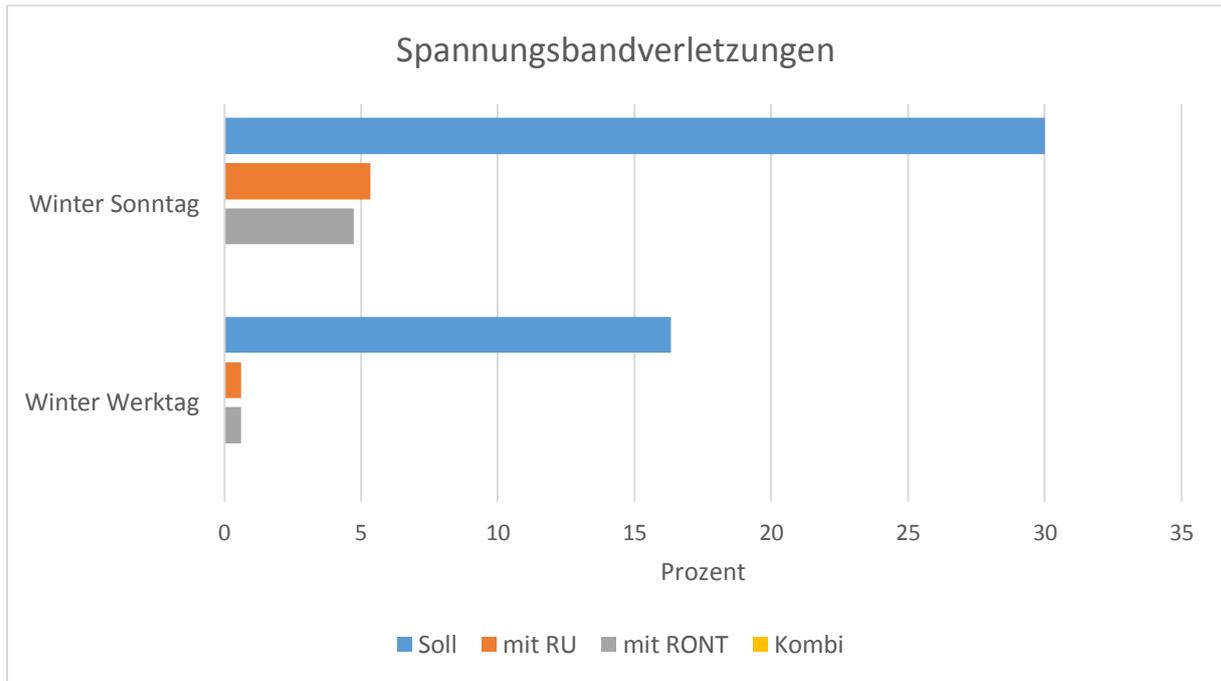


Abbildung 4-79: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich der Auswirkungen des Einsatzes von RUs und rONTs, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter

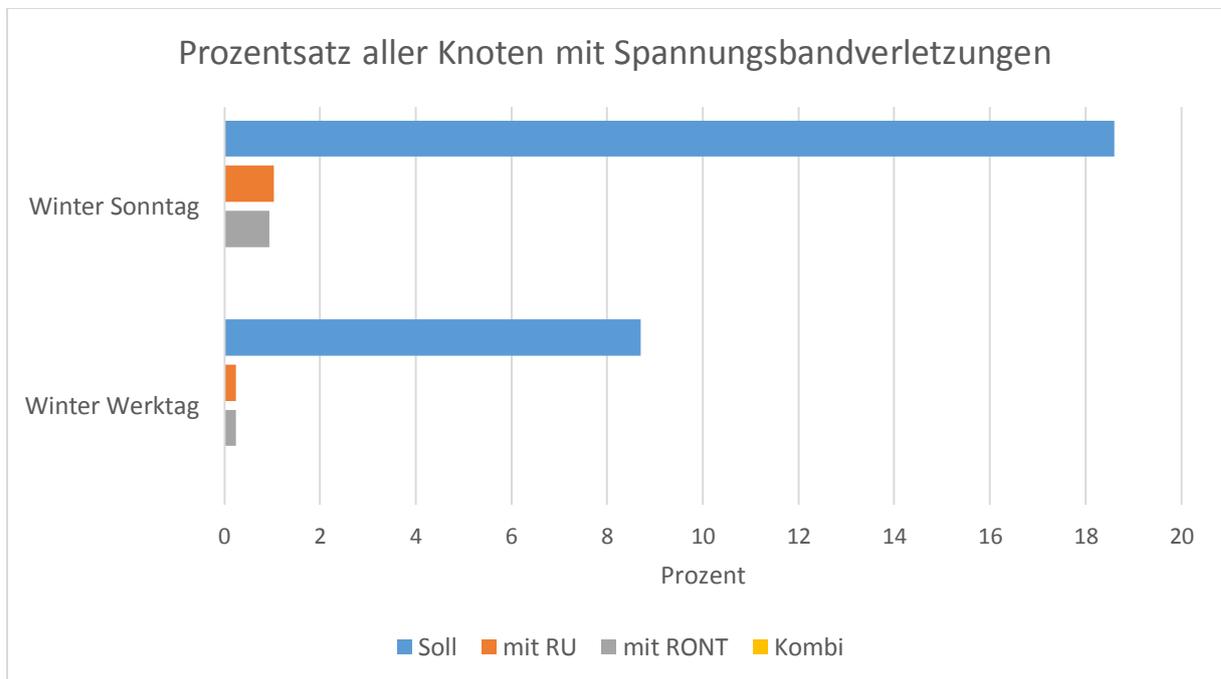


Abbildung 4-80: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im urbanen Modellnetz im SOLL Zustand, Vergleich der Auswirkungen des Einsatzes von RUs und rONTs, Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter

### Aktive Ladesteuerung

Die Auswirkungen der aktiven Ladesteuerung, welche in Abschnitt 4.2.4 genauer beschrieben wurde, ergeben für die Überbelastung der Betriebsmittel, dass diese gesenkt werden können. Gut ist dies in Abbildung 4-81 dargestellt, wo man deutlich erkennt, dass die Verletzungen der Grenzwerte abnehmen. Vor allem am Werktag im Winter, reduzieren sich diese um über 10%. Geringe Auswirkungen dieser Maßnahme können auch bei der durchschnittlichen Belastung aller Betriebsmittel im Netz wahrgenommen werden. Aber auch hier kann eine Reduktion festgestellt werden, was in Abbildung 4-82 dargestellt ist.

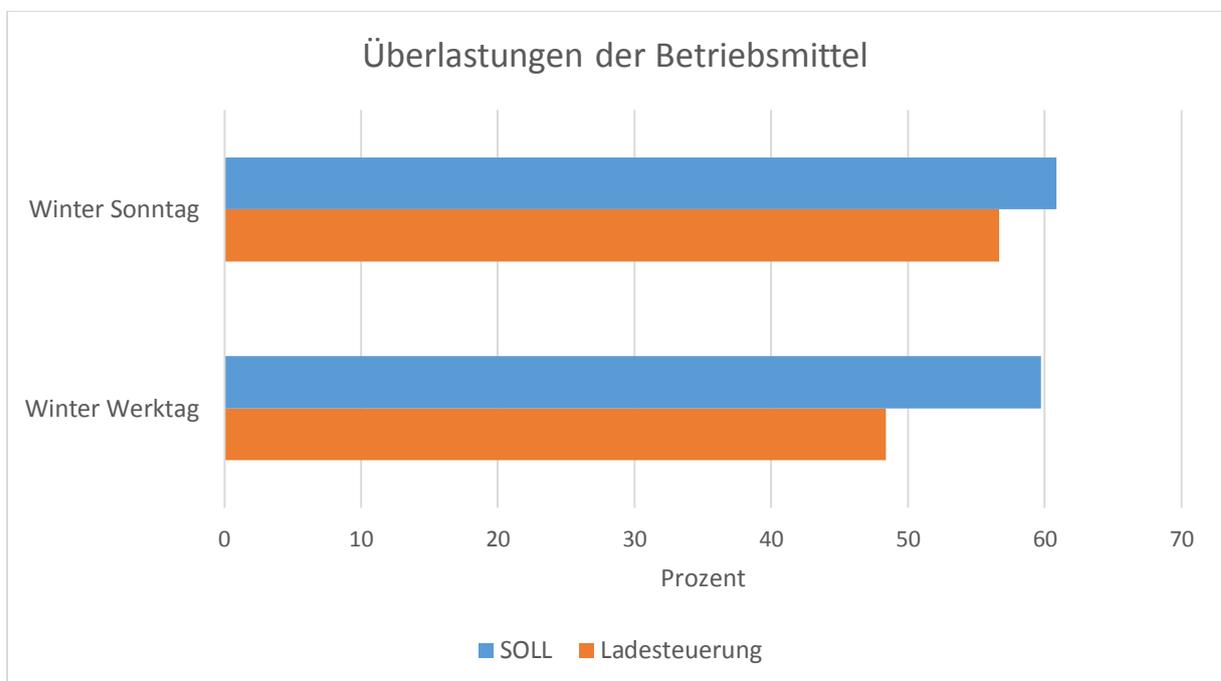


Abbildung 4-81: Überlastungen der Betriebsmittel im urbanen Modellnetz im SOLL Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, Szenario 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

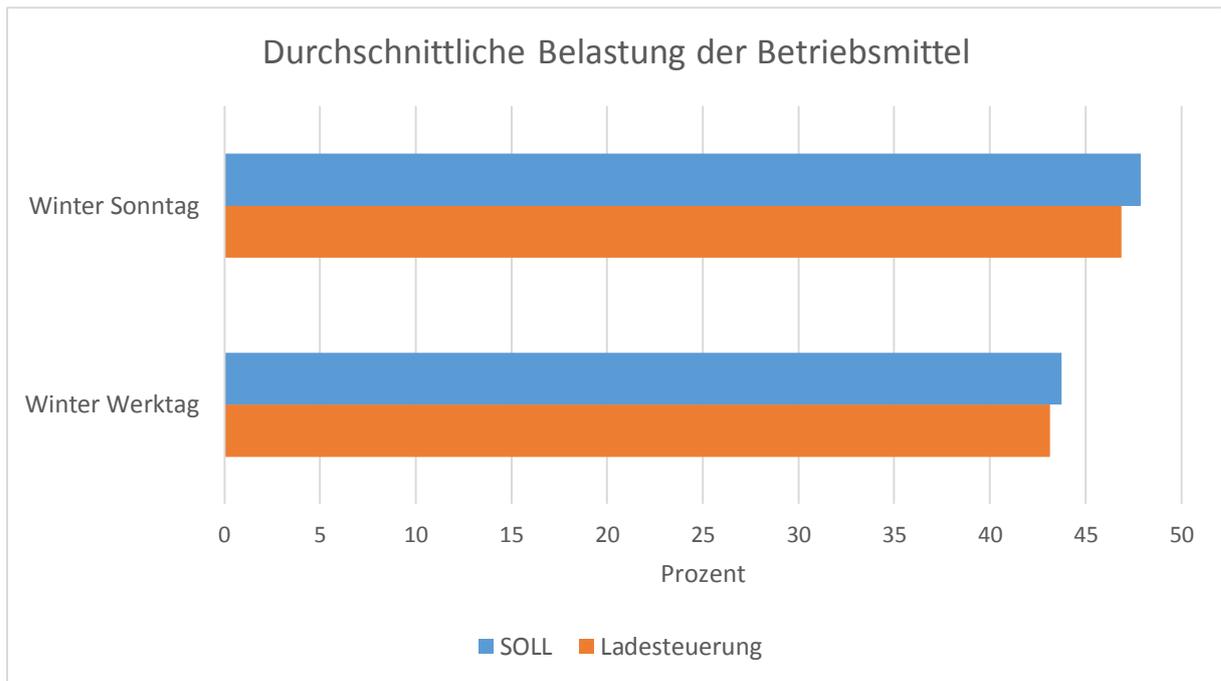


Abbildung 4-82: Durchschnittliche Belastung der Betriebsmittel in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit) im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand und aktiver Ladesteuerung, Szenario 3, Winter

Betrachtet man den Zeitverlauf der Überbelastungen etwas genauer, so ist zu erkennen, dass vor allem in der Mittagszeit die Verletzungen abnehmen. Über den restlichen Tag verteilt, ergeben sich sonst jedoch kaum Auswirkungen. Dies lässt sich damit erklären, dass die Ladetätigkeit der Elektrofahrzeuge (siehe Abbildung 4-34) erst ab den Mittagsstunden zum Tragen kommen. Dadurch ergeben sich morgens durch die aktive Ladesteuerung kaum Auswirkungen. Mittags sind diese laut Abbildung 4-83 jedoch stark ausgeprägt, wohin gegen abends kaum Auswirkungen festzustellen sind. Dies könnte daran liegen, dass die Last (d.h. die Haushaltslast) im Netz allgemein schon so groß ist, dass die Beschränkung der Ladetätigkeiten von Elektrofahrzeugen durch die aktive Ladesteuerung fast keinen Effekt mehr erzielen kann. Für eine genauere Untersuchung wäre hier ein Normallast und Elektromobilitätsszenario geeignet, welches aber im Rahmen der Diplomarbeit schlussendlich nicht mehr aufgenommen werden konnte.

## 4. Lastprofilanalyse

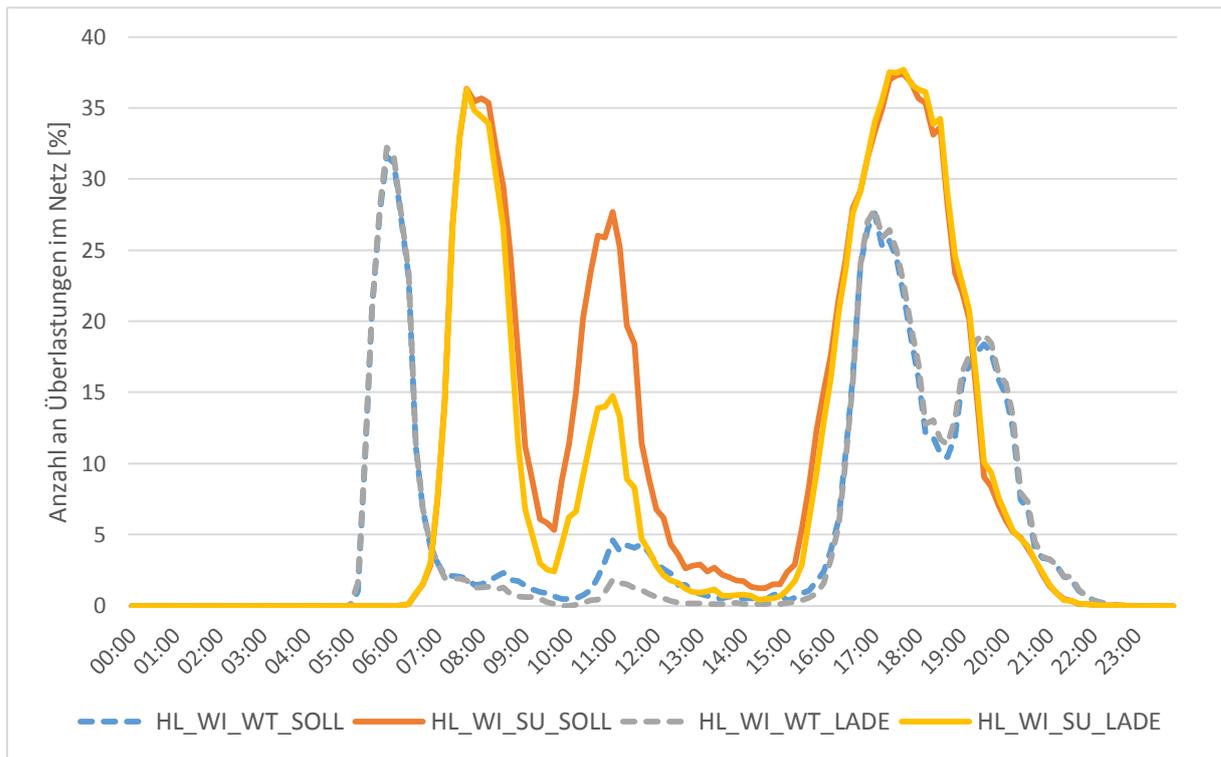


Abbildung 4-83: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, Szenario 3, Winter; strichliert: Werktag, durchgezogen: Sonntag

Die direkten Auswirkungen dieser Maßnahme lassen sich auch beobachten, wenn zur Analyse im Offline-Analyse-Tool zum Beispiel nur jene Transformatoren herangezogen werden, welche bei der reinen Umstrukturierungsmaßnahme von Überlastungen betroffen waren. Wird nun die Verbesserung durch die Ladesteuerung nur unter Rücksichtnahme dieser Transformatoren analysiert, so können die Auswirkungen direkt beobachtet werden. Diese sind in Abbildung 4-84, Abbildung 4-85 und Abbildung 4-86 dargestellt. Daraus kann entnommen werden, dass die durchschnittliche Belastung der Transformatoren um wenige Prozentpunkte sinkt, die Auswirkungen hinsichtlich dieser Betrachtung jedoch nur gering sind. Betrachtet man die Überlastungen der Transformatoren in Prozent der Zeit in Abbildung 4-84, so sieht man wie auch im Vergleich mit Abbildung 4-83 (die das gleiche aussagt, jedoch über die Zeit aufgetragen ist), dass vor allem am Werktag die Überlastungssituation durch die aktive Ladesteuerung reduziert werden können. Der Prozentsatz jener Transformatoren, die von Überlastungen betroffen sind, ändert sich hingegen wieder kaum (vgl. Abbildung 4-85). Diese nehmen für den Werktag sogar leicht zu.

## 4. Lastprofilanalyse

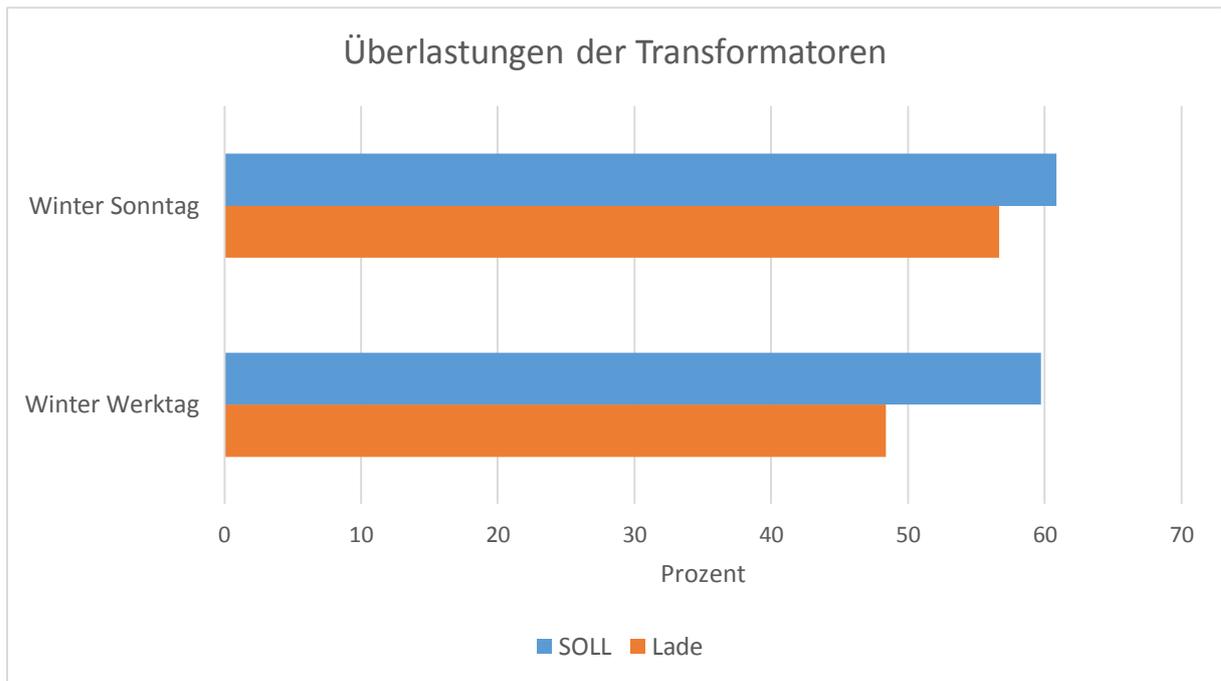


Abbildung 4-84: Überlastungen der Transformatoren im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent der Zeit, wobei nur jene Transformatoren unter Beobachtungen sind, die schon im ursprünglichen Soll Netz ohne aktive Maßnahmen überlastet waren, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, nur Szenario 3, Winter

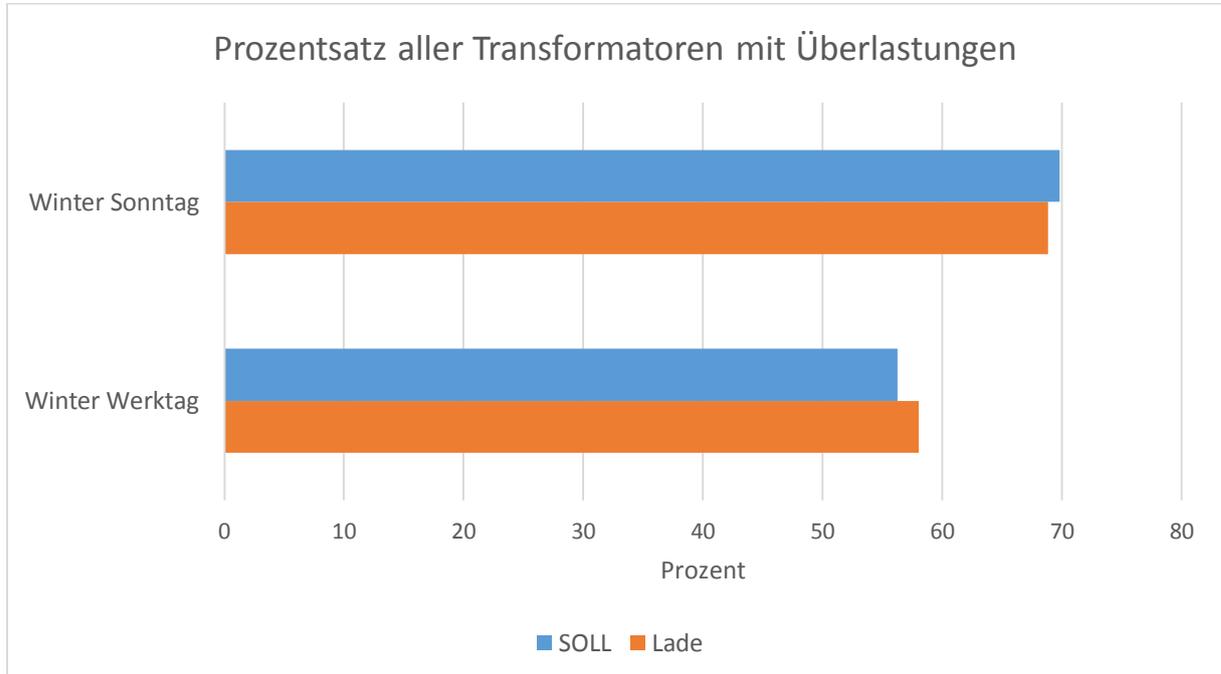


Abbildung 4-85: Prozentsatz aller Transformatoren mit Überbelastung bei 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, wobei nur jene Transformatoren unter Beobachtungen sind, die schon im ursprünglichen Soll Netz ohne aktiv Maßnahmen überlastet waren, nur Szenario 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

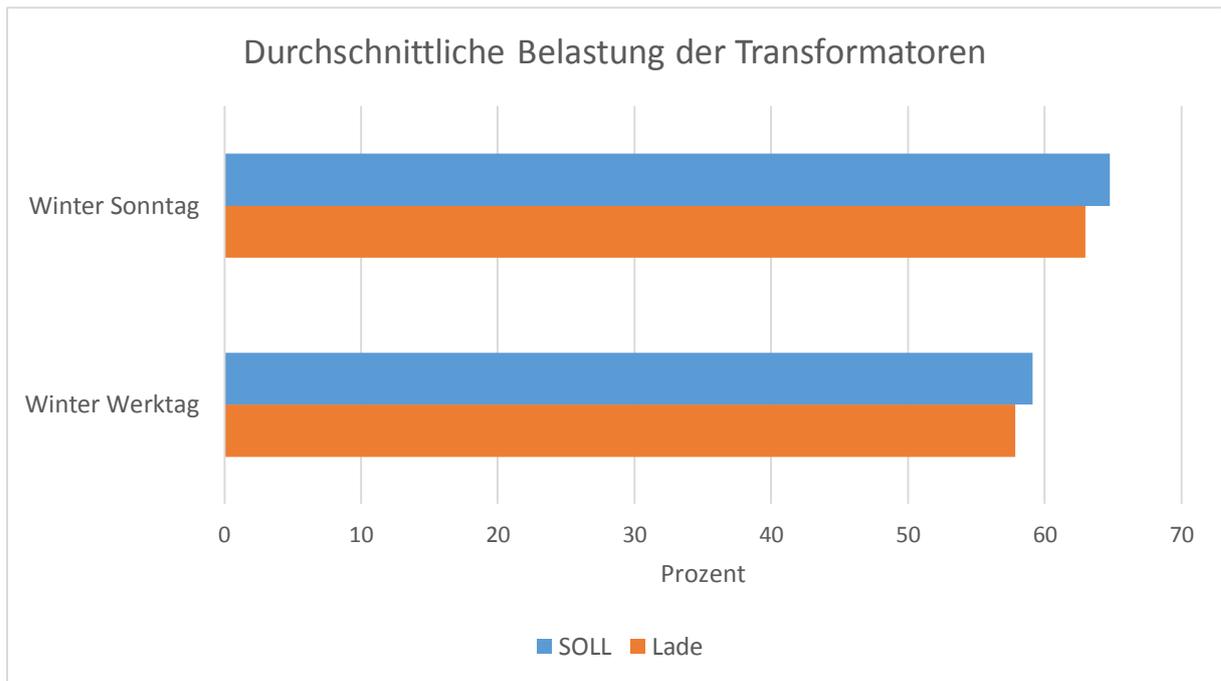


Abbildung 4-86: Durchschnittliche Belastung der Transformatoren in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (100% der maximalen Belastbarkeit) im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, wobei nur jene Transformatoren unter Beobachtungen sind, die schon im ursprünglichen Soll Netz ohne aktive Maßnahmen überlastet waren, nur Szenario 3, Winter

Über die Auswirkungen der aktiven Ladesteuerung auf die Spannungsbandverletzungen kann keine eindeutige Aussage getroffen werden, da diese auf die Überlastung der Betriebsmittel achtet und nicht auf die Spannung. Während die Verletzungen der Grenzwerte am Sonntag im Winter abnehmen, nehmen sie jedoch am Werktag zu. Dies ist in Abbildung 4-87 zu erkennen. Auch die Anzahl der Knotenpunkte mit Spannungsbandverletzungen nimmt leicht zu, hier jedoch für beide Tage (Abbildung 4-88), was eventuell auf die Lastverschiebung zurückgeführt werden kann, da nun länger höhere Leistungsaufnahmen vorherrschen.

## 4. Lastprofilanalyse

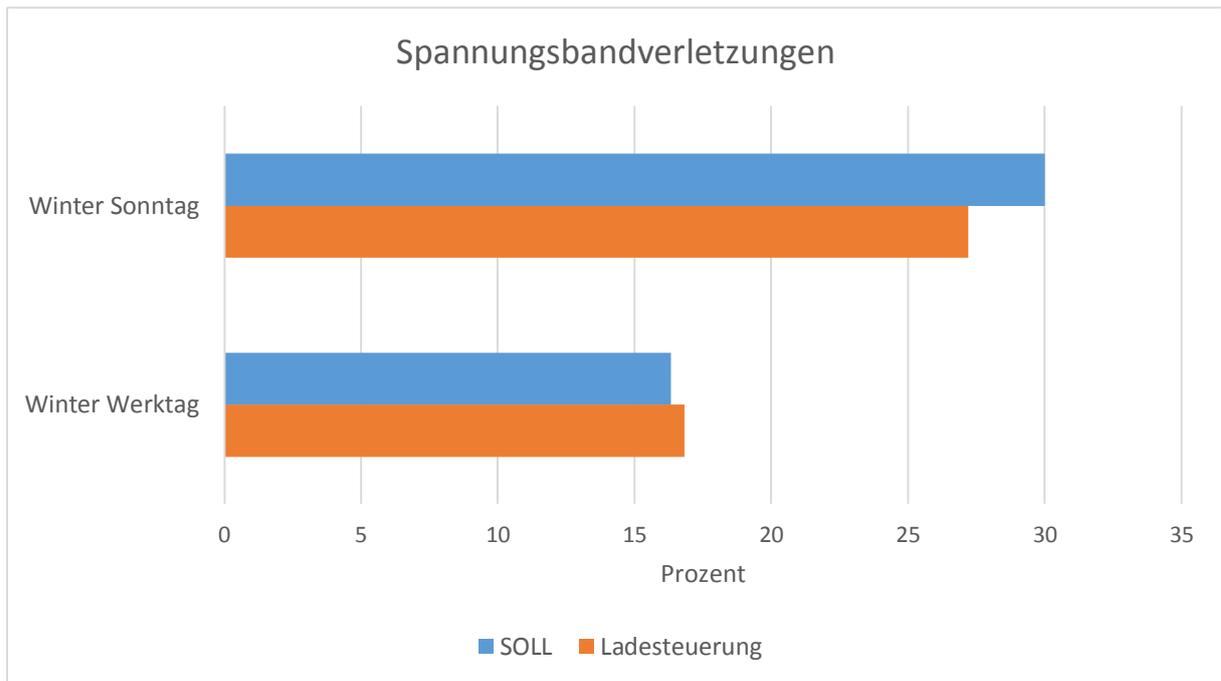


Abbildung 4-87: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter

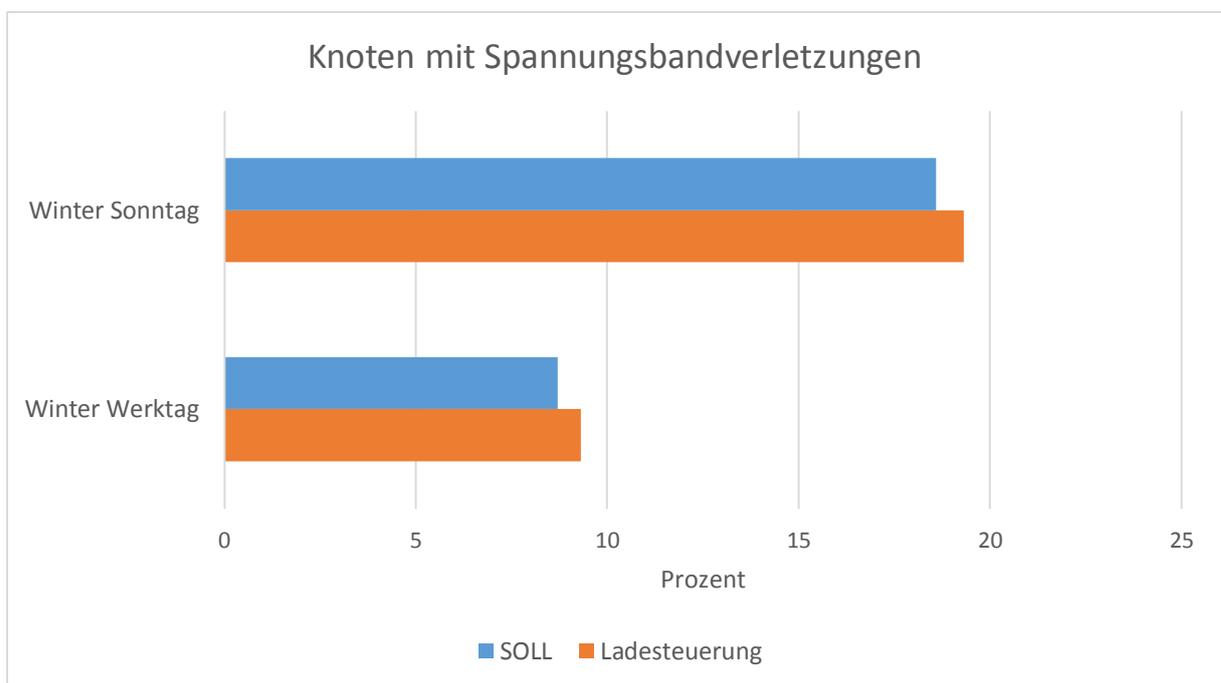


Abbildung 4-88: Prozent aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

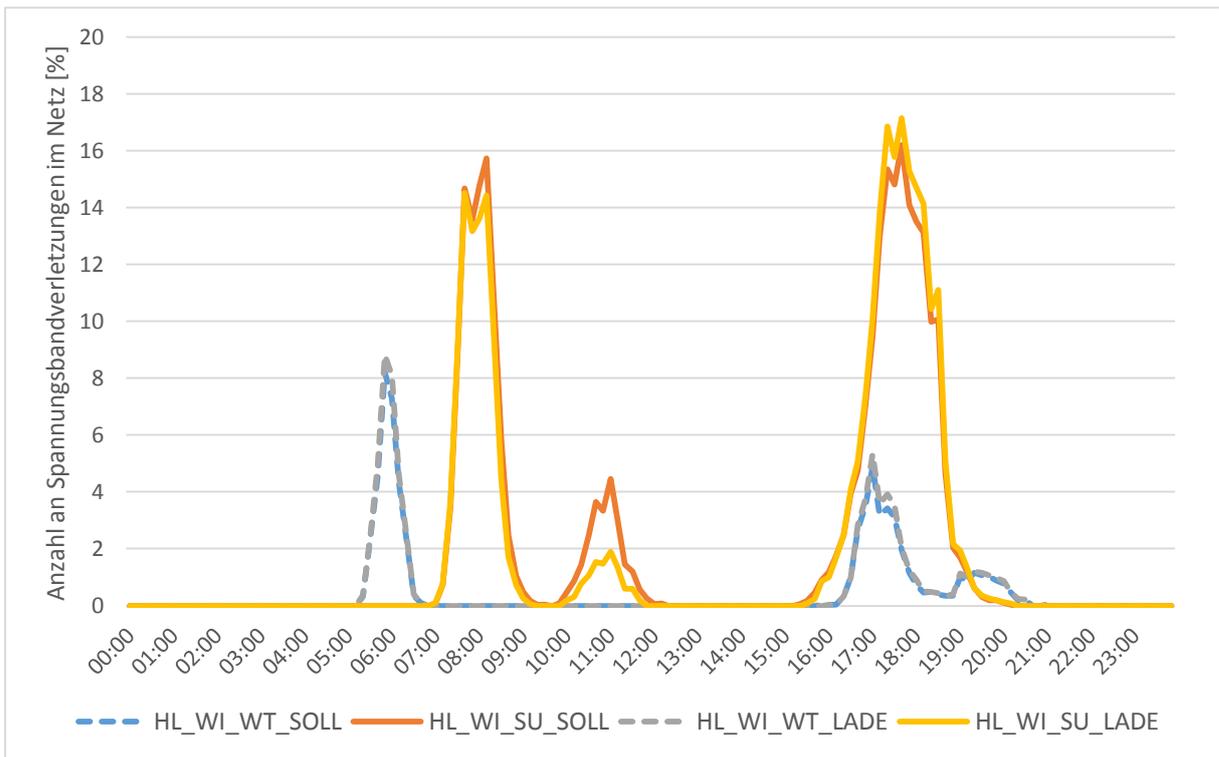


Abbildung 4-89: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter, strichliert: Werktag, durchgezogen: Sonntag

Dem zeitlichen Verlauf der Spannungsbandverletzungen, welcher in Abbildung 4-89 gezeigt wird, kann ähnlich wie dem der Überlastungssituation entnommen werden, dass es zu einer Reduktion der Verletzungen in den Mittagsstunden kommt. Da zu Mittag die Ladesteuerung auch wirklich Auswirkungen hat (vgl. Abbildung 4-83), wirkt es sich auch entspannend auf die Spannung aus (vgl. Abbildung 4-89). Am Abend, wo definitionsgemäß die Hauptladetätigkeiten der Elektro-Fahrzeuge stattfinden, nehmen die Spannungsbandverletzungen zwar zu, aber nur geringfügig.

### **4.4.5 Spannungsbandverletzungen und Überlastung der Betriebsmittel im ruralen Netzgebiet**

Im ruralen Netzgebiet werden nur Szenario 2 und Szenario 3 berücksichtigt, da es aus der Erfahrung des urbanen Netzgebietes hauptsächlich in diesen zu Problemen mit dem Spannungsband und der Überlastung von Betriebsmitteln kommt und aus diesem Grund das Hauptaugenmerk auf die Untersuchung dieser beiden Extrem-Szenarien gelegt wurde.

Mit den Spannungsbandverletzungen verhält es sich im ruralen im Vergleich zum urbanen Netz nun etwas anders. Traten im urbanen Netz bei der gewählten Spannungsbandgrenze von  $\pm 10\%$  weder im Sommer, noch im Winter in keinem der untersuchten Szenarien Verletzungen der Grenzwerte auf, so ist dies hier nicht mehr der Fall. Wie Abbildung 4-90 und Abbildung 4-91 bereits verdeutlichen, kommt es sowohl im Winter, wie auch im Sommer zu Unterschreitungen des festgelegten Bandes. Dies lässt sich darauf zurückführen, dass im ruralen Netzgebiet sehr lange Abgänge vorhanden sind, wodurch größere Spannungsabfälle entlang den Leitungen verursacht werden, was mehr Unterschreitungen des Spannungsbandes mit sich bringt und damit allgemein mehr Verletzungen. Dabei ist jedoch nur das Hochlastszenario (Szenario 3) berücksichtigt, da es im Einspeise-Szenario (Szenario 2) zu keinen Problemen kommt.

#### 4. Lastprofilanalyse

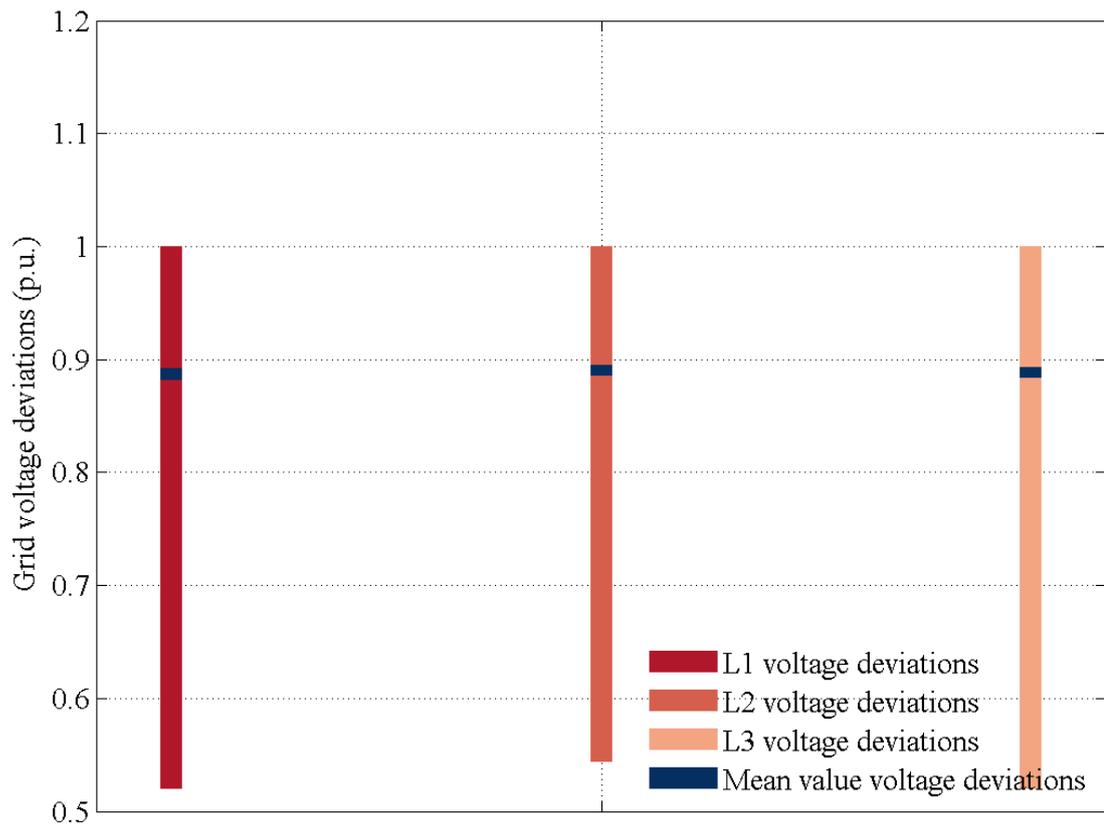


Abbildung 4-90: Verteilung der Spannungswerte im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, Winter, Szenario 2 und 3

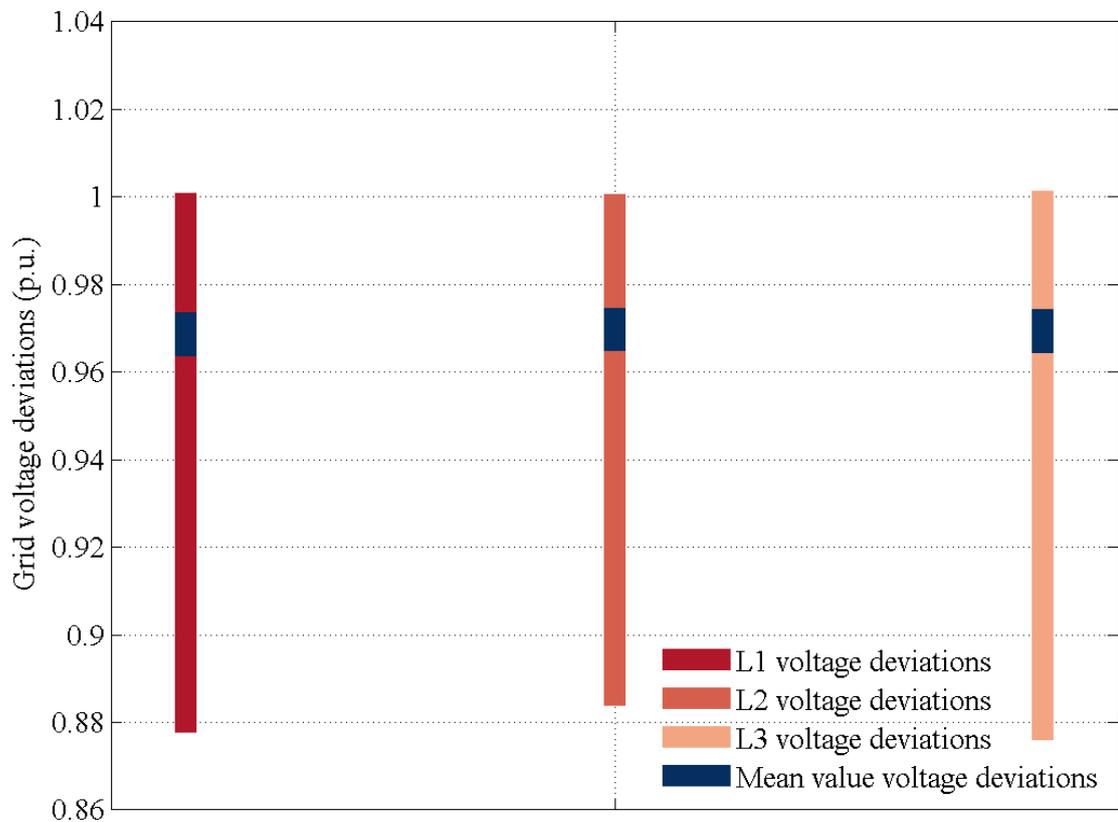


Abbildung 4-91: Verteilung der Spannungswerte im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, Sommer, Szenario 2 und 3

#### 4. Lastprofilanalyse

Während sich im Sommer die Spannungsbandverletzungen (in Szenario 3) fast ausschließlich auf den Werktag konzentrieren (siehe Abbildung 4-92), so treten im Winter sowohl am Werktag, als auch am Sonntag massive Unterschreitungen des vorgegebenen Spannungsbandes auf (siehe Abbildung 4-93). Hier sei erwähnt, dass die Belastung teilweise so hoch wurde, dass der Lastfluss nicht mehr konvergieren konnte. Dies macht sich durch fehlende Werte im Diagramm (vgl. Abbildung 4-93) bemerkbar. Für das rurale Netz sind daher diese Szenarien bereits zu ambitioniert angesetzt gewesen.

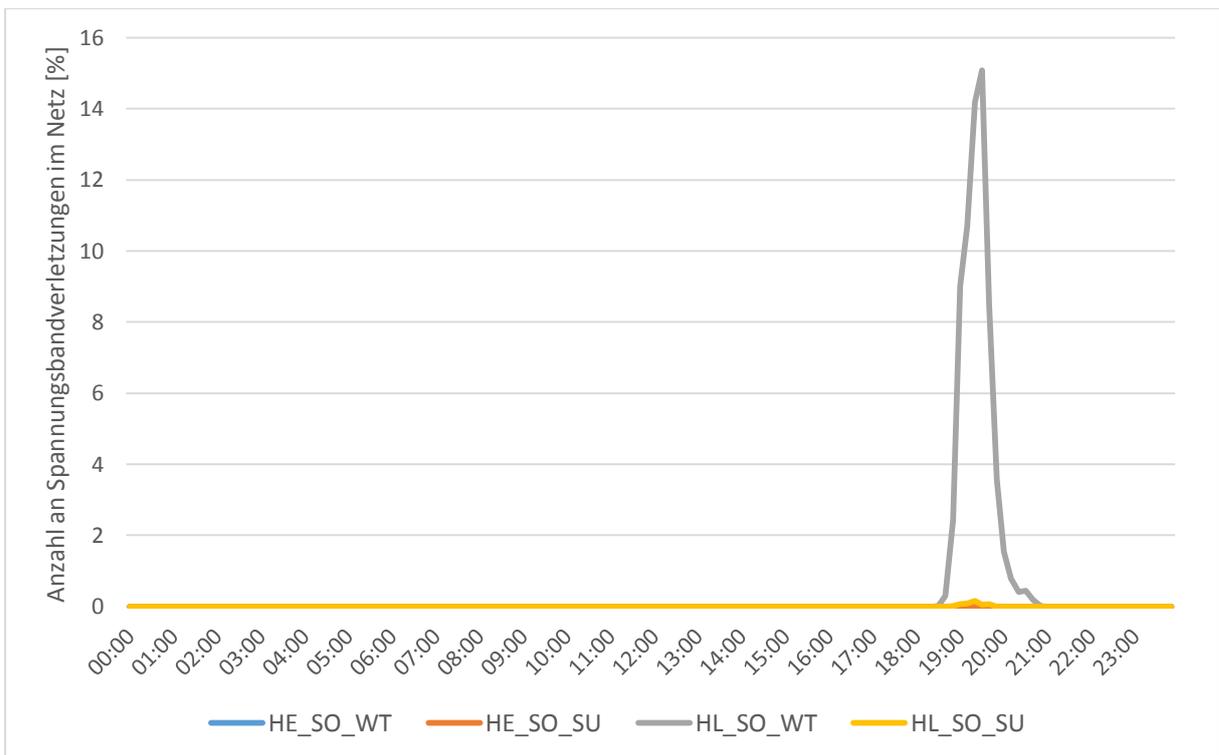


Abbildung 4-92: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer

## 4. Lastprofilanalyse

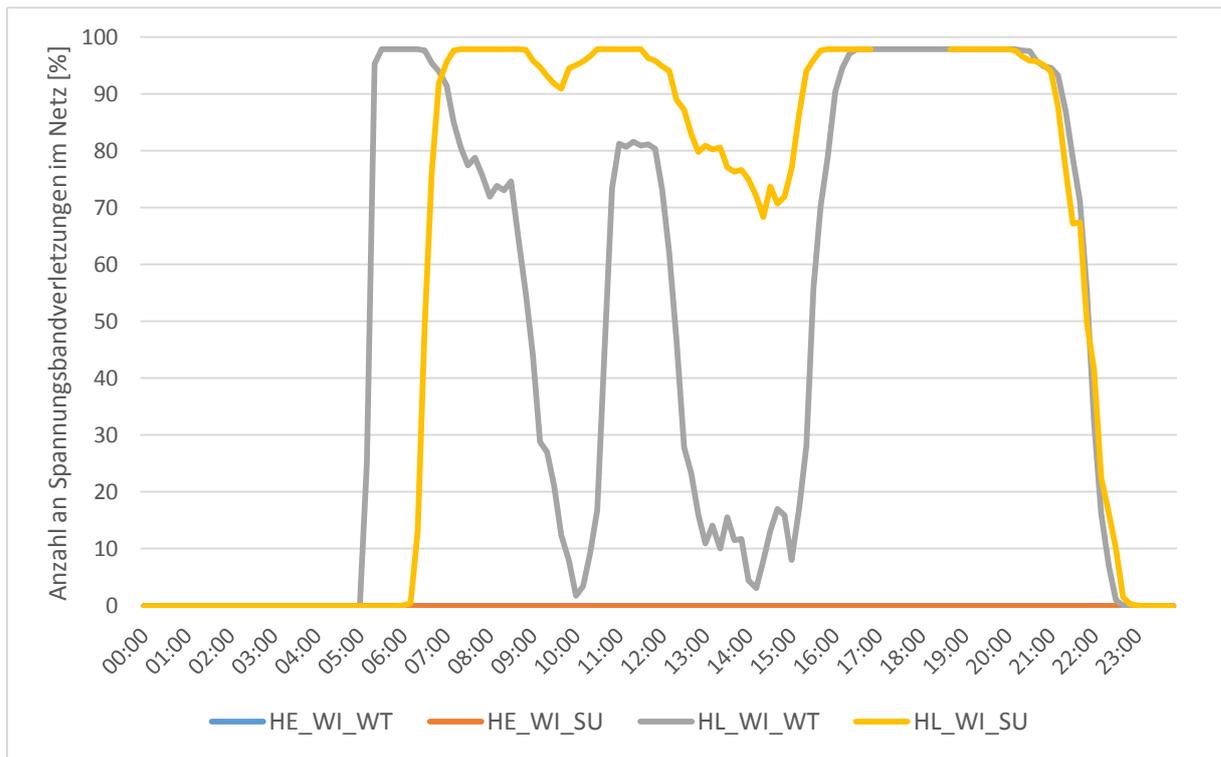


Abbildung 4-93: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Winter

Aus Abbildung 4-94 und Abbildung 4-95 ist noch zu entnehmen, dass im Sommer am Werktag in etwa jeder sechste Knotenpunkt von einer Spannungsbandverletzung betroffen ist und diese insgesamt etwas über 7% des beobachteten Zeitraumes auftreten.

## 4. Lastprofilanalyse

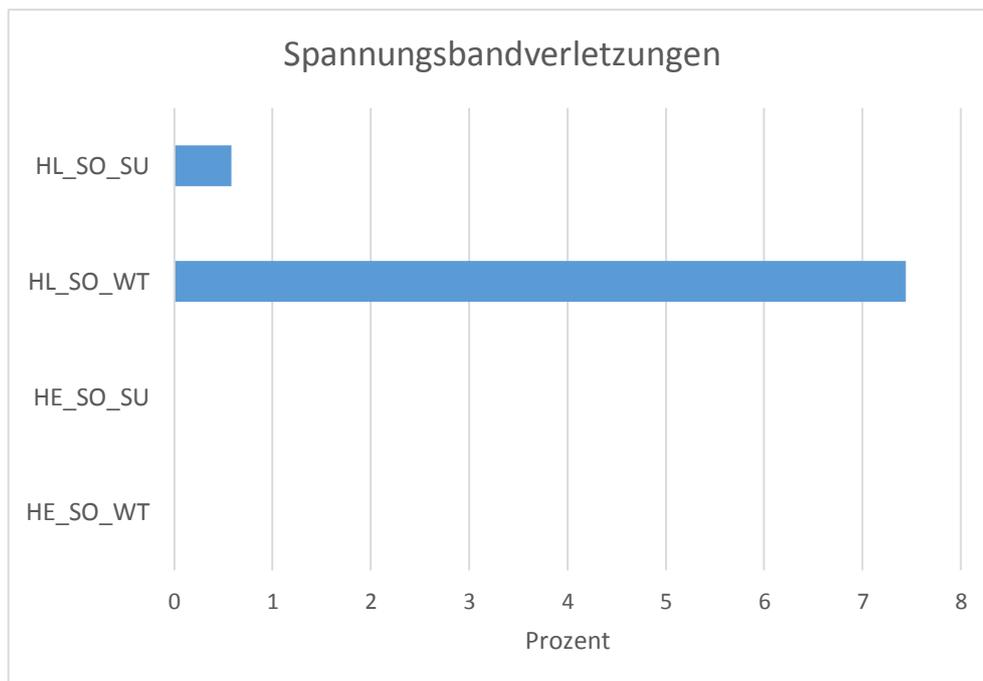


Abbildung 4-94: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer

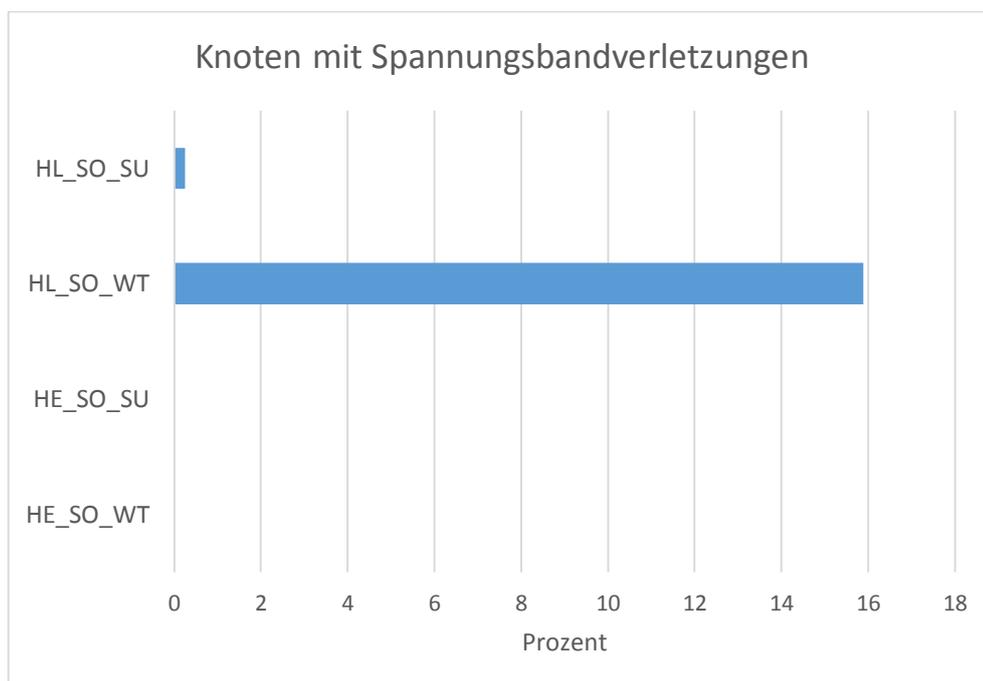


Abbildung 4-95: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer

Im Winter, in dem die Belastungen im allgemeine höher sind (vgl. Abbildung 4-38 und Abbildung 4-39), äußern sich die Spannungsbandverletzungen in der Art, dass circa 98% aller Knoten im Netz davon betroffen sind und zwar sowohl am Werktag, als auch am Sonntag (siehe Abbildung 4-97). Diese Unterschreitungen des festgelegten

#### 4. Lastprofilanalyse

---

Grenzwertes treten dabei etwas über 60% bzw. 70% der Zeit auf (siehe Abbildung 4-96).

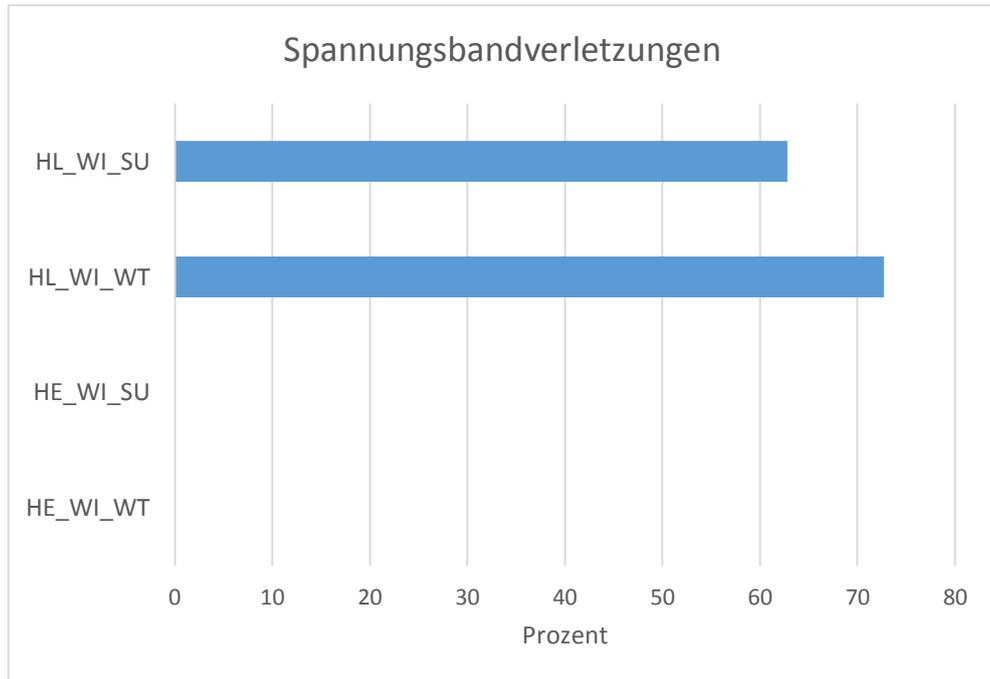


Abbildung 4-96: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Winter

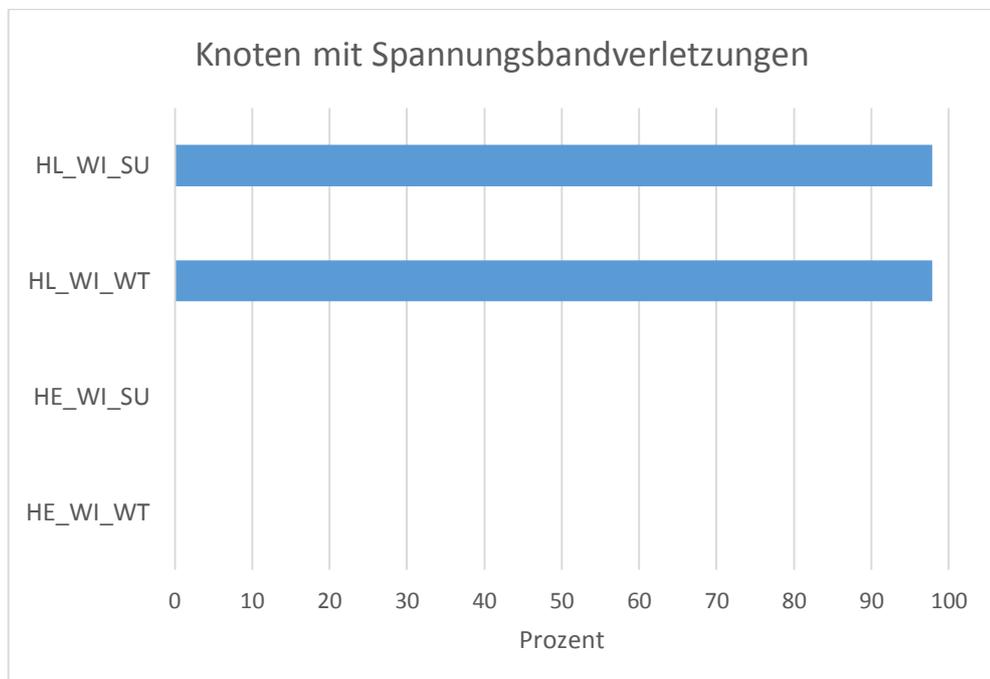


Abbildung 4-97: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Winter

#### 4. Lastprofilanalyse

Wird das Spannungsband, wie auch schon im urbanen Netzgebiet, auf einen Wert von  $\pm 5\%$  festgelegt, so nehmen die Verletzungen erwartungsgemäß zu. Dabei ist des Weiteren zu erwähnen, dass es wieder nur im Hochlast-Szenario zu Unterschreitungen des Grenzwertes kommt. Dies ist in Abbildung 4-98, Abbildung 4-99 und Abbildung 4-100 für den Sommer dargestellt und in Abbildung 4-101, Abbildung 4-102 und Abbildung 4-103 für den Winter. Aus diesen kann für den Sommer entnommen werden, dass sowohl am Werktag, als auch am Sonntag über 90% aller Knotenpunkte des Netzes betroffen sind und dass es über 35% der Zeit im beobachteten Zeitraum zu diesen Verletzungen kommt.

In den Wintermonaten sind für beide der beobachteten Tage rund 98% aller Knoten betroffen und das über 75% bzw. 85% der Zeit. Hier sei erwähnt, dass die Belastung teilweise so hoch wurde, dass der Lastfluss nicht mehr konvergieren konnte. Dies macht sich durch fehlende Werte im Diagramm (vgl. Abbildung 4-101) bemerkbar.

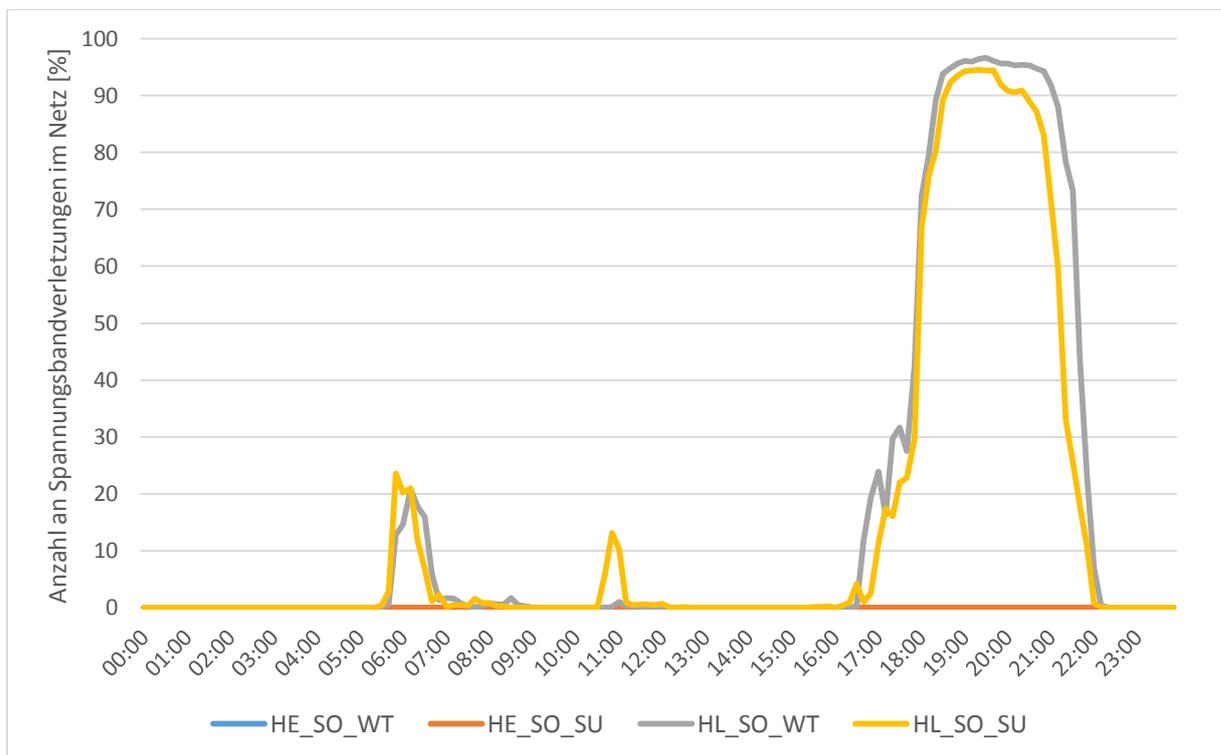


Abbildung 4-98: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer

## 4. Lastprofilanalyse

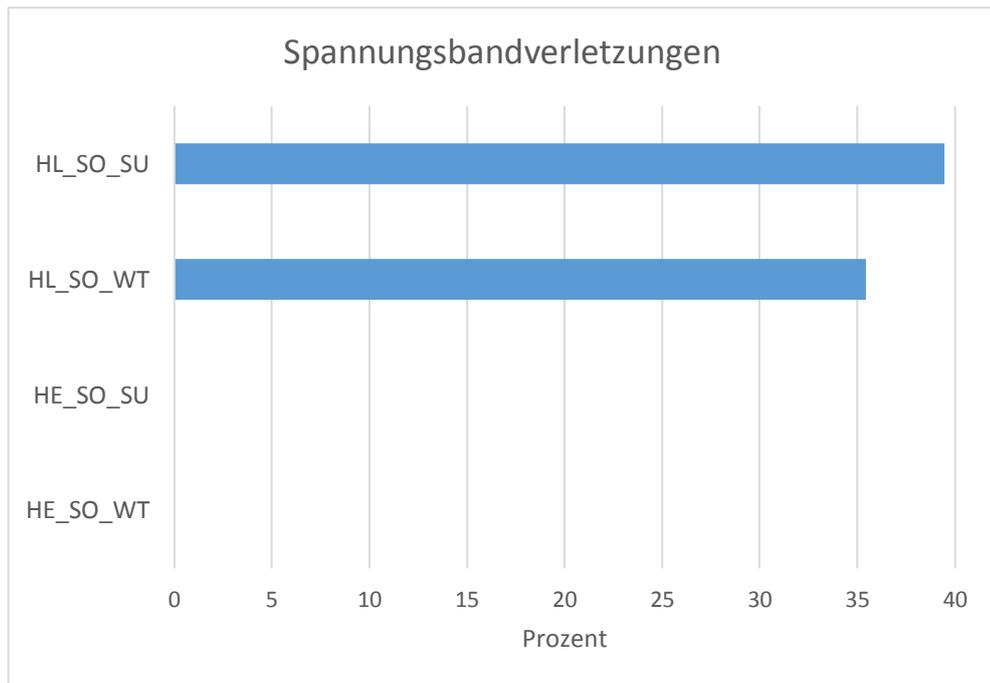


Abbildung 4-99: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer

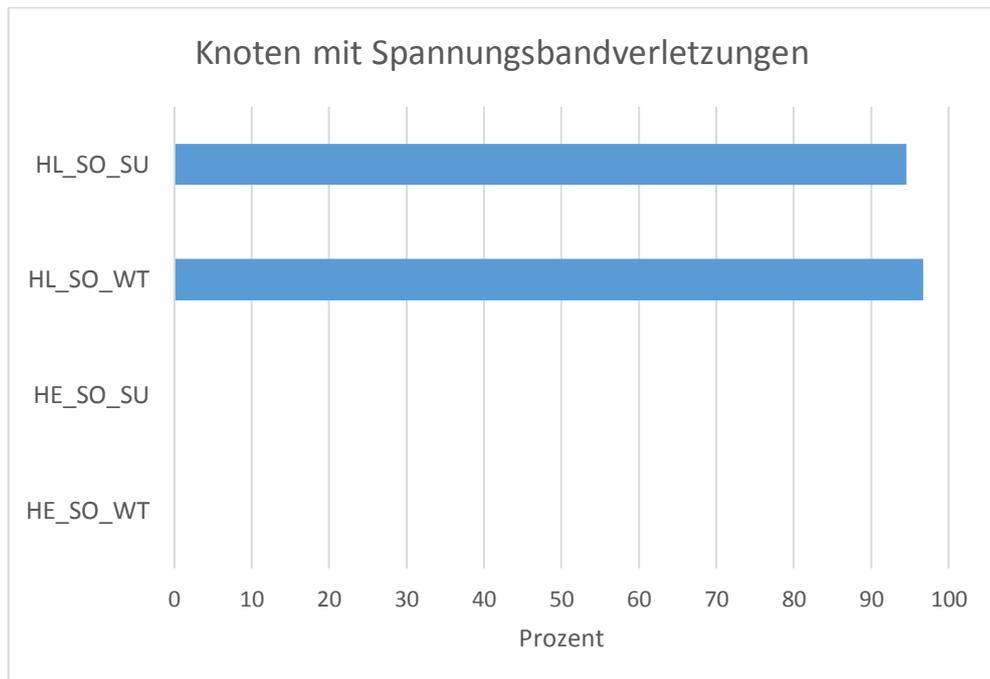


Abbildung 4-100: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer

## 4. Lastprofilanalyse

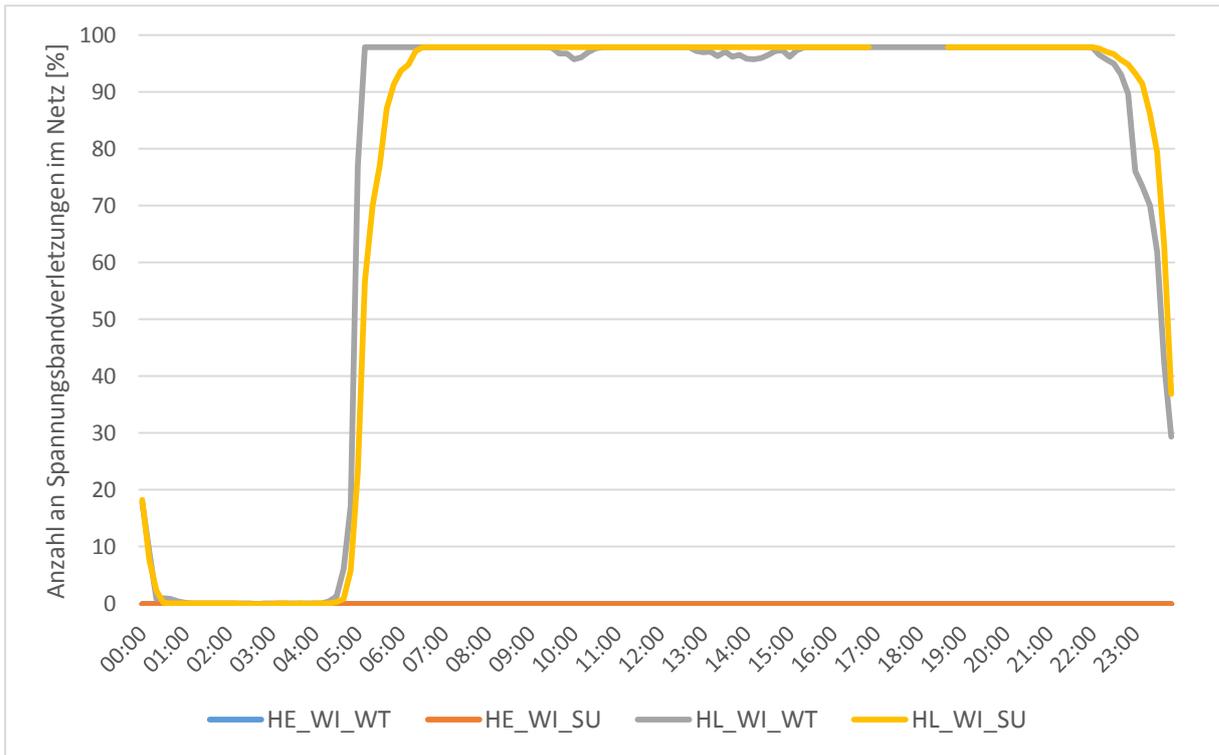


Abbildung 4-101: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Winter

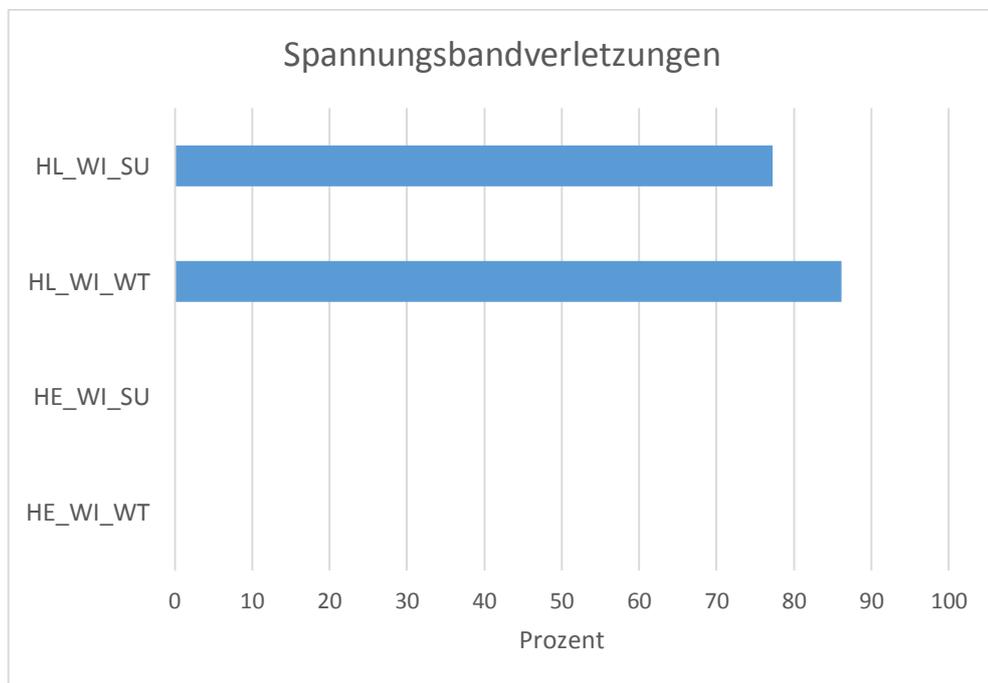


Abbildung 4-102: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

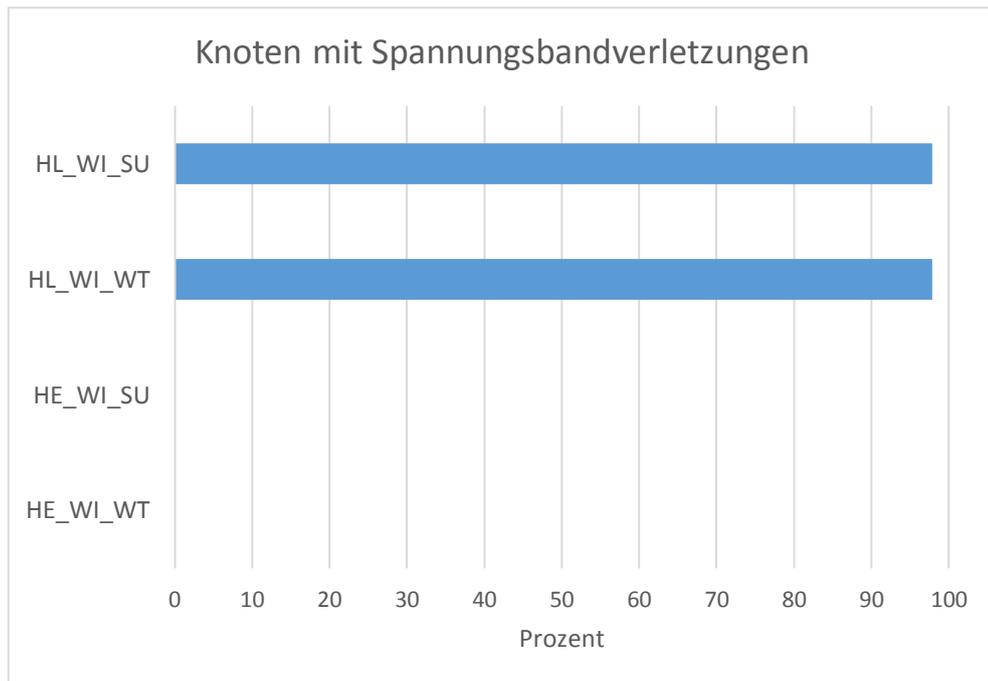


Abbildung 4-103: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Winter

Zusammenfassend kann zu den Spannungsverhältnissen im ruralen Netzgebiet gesagt werden, dass die im Vergleich zum urbanen Netz vermehrten Verletzungen in dieser Form auch so zu erwarten waren, da sich dieses Modellnetz aus längeren Abgängen und deutlich mehr Ortsnetzstationen zusammensetzt, was ein deutlich schwächeres Netz darstellt, als es das urbane Modellnetz ist.

Analog zum urbanen Modell-Netzgebiet, wird auch im ruralen Netz die Analyse der Überlastung der Betriebsmittel, zunächst mit einer maximal zulässigen Auslastung von 100% durchgeführt.

Dabei fällt schnell auf, dass sich ein erster Unterschied zum urbanen Netz ergibt. Es kommt nämlich nun auch im Sommer zu Überlastungen einiger Betriebsmittel (siehe Abbildung 4-104). Dies ist vor allem für das Einspeise-Szenario der Fall. Dieser Umstand kann damit begründet werden, dass aufgrund der viel höheren Anzahl an Ortsnetzstationen pro Abgang im ruralen Modellnetz auch mehr Photovoltaik-Anlagen pro Abgang verbaut sind, womit die eingespeiste Leistung ebenfalls höher ist und damit auch die Belastung der Betriebsmittel (siehe Abbildung 4-105) wie der Leitungen in den jeweiligen Mittelspannungsabgängen. Dies, und der Umstand, dass das rurale Netz generell etwas schwächer ist, resultieren damit in einer Zunahme der Verletzungen im Vergleich zum urbanen Netz. Bei den überlasteten Betriebsmitteln

## 4. Lastprofilanalyse

handelt es sich dabei sowohl um Leitungen und Kabel als auch um Transformatoren. Auffallend ist hierbei jedoch, dass nicht mehr nur die Anfangskabel bzw. –leitungen an den Abgängen von den Ortsnetzstationen betroffen sind, sondern auch welche in der Mitte der Abgänge, wobei die Anfangskabel in dieser Konstellation aufgrund ihrer Position besonders hohen Belastungen ausgesetzt sind. Auch die überlasteten Transformatoren verteilen sich ungleichmäßig über das beobachtete Netzgebiet, womit wiederum ein Transformatortausch die einfachste Lösung wäre. Die Überschreitungen im Hochlastszenario sind für den Sommer vernachlässigbar.

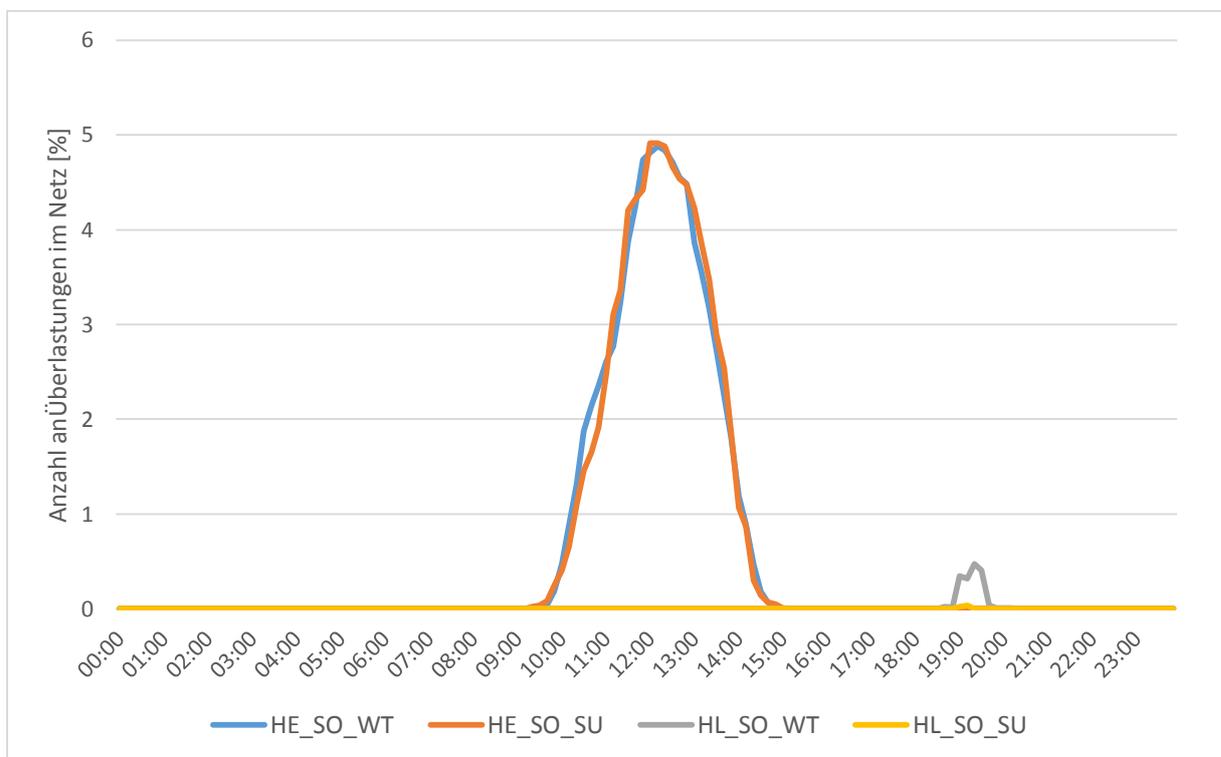


Abbildung 4-104: Anzahl an Überlastungen im Netz im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 2 und 3, Sommer

## 4. Lastprofilanalyse

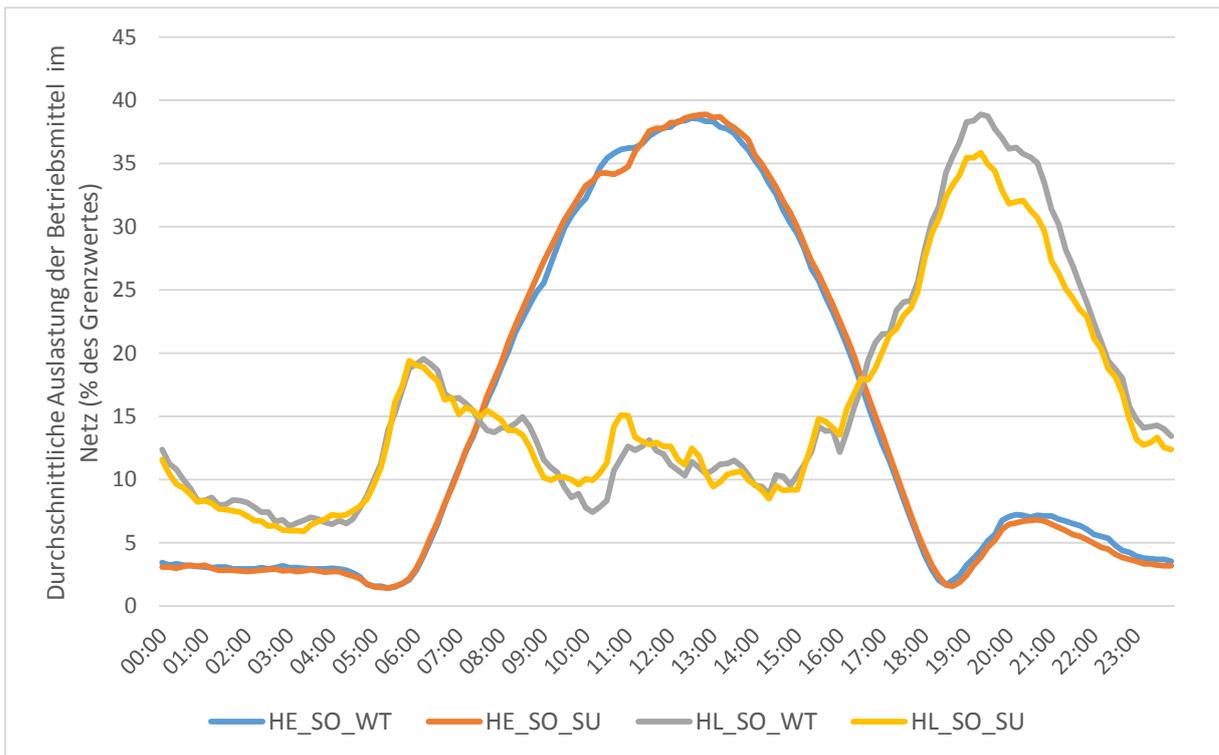


Abbildung 4-105: Durchschnittliche Auslastung der Betriebsmittel im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 2 und 3, Sommer

Erwähnenswert ist hier noch die Tatsache, dass trotz fast gleicher Höhe der mittleren Auslastung (vgl. Abbildung 4-105) des Einspeise- und des Hochlast-Szenarios im Sommer, das Hochlast-Szenario zu nahezu keinen Überlastungen der Betriebsmittel im Netz führt (vgl. Abbildung 4-104). Das heißt, dass sich die Betriebsmittel vermutlich knapp unter der 100% Grenze befinden, da sich die Leistung am Abend nicht so gleichzeitig auftritt wie bei der PV-Einspeisung, was zu Problemen führt.

Wie es auch schon im urbanen Netz der Fall war, ist die durchschnittliche Auslastung der Betriebsmittel auch im ruralen Modellnetz im Winter allgemein höher als im Sommer (vgl. Abbildung 4-105 mit Abbildung 4-107). Dies hat zur Auswirkung, dass nun vor allem das Hochlast-Szenario zu Überlastungen führt, wohingegen das Einspeise-Szenario im Winter keine Probleme verursacht. Dies klingt plausibel, da die eingespeiste Leistung aus Photovoltaik im Winter viel geringer ist, als im Sommer. Die Überlastsituationen decken sich dabei mit den Spitzenwerten der durchschnittlichen Belastungskurve der Betriebsmittel (vgl. Abbildung 4-106 und Abbildung 4-107). Auch im Winter sind wie im Sommer sowohl Transformatoren wie auch Kabel- und Leitungstrecken betroffen, wobei sich wiederum all diese Betriebsmittel auf das

#### 4. Lastprofilanalyse

Netzgebiet ungleichmäßig verteilen. Hier sei erwähnt, dass die Belastung teilweise so hoch wurde, dass der Lastfluss nicht mehr konvergieren konnte. Dies macht sich durch fehlende Werte im Diagramm (vgl. Abbildung 4-106 und Abbildung 4-107) bemerkbar.

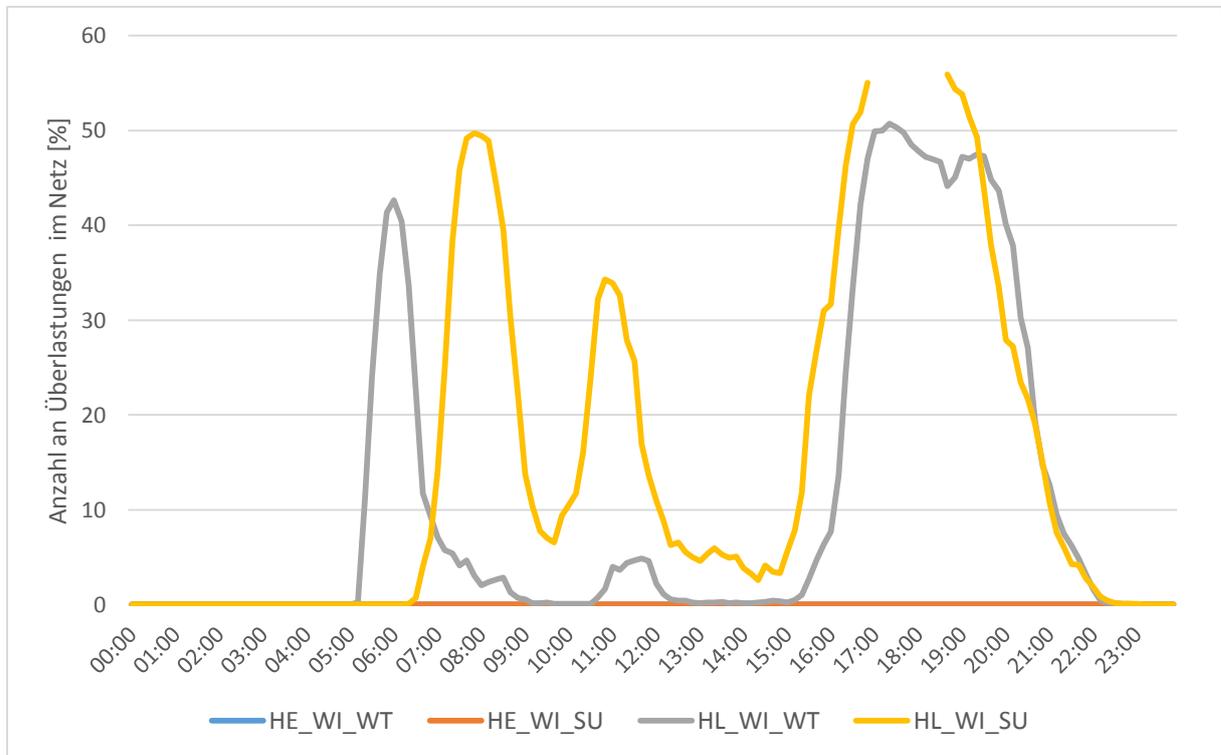


Abbildung 4-106: Anzahl an Überlastungen im Netz im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 2 und 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

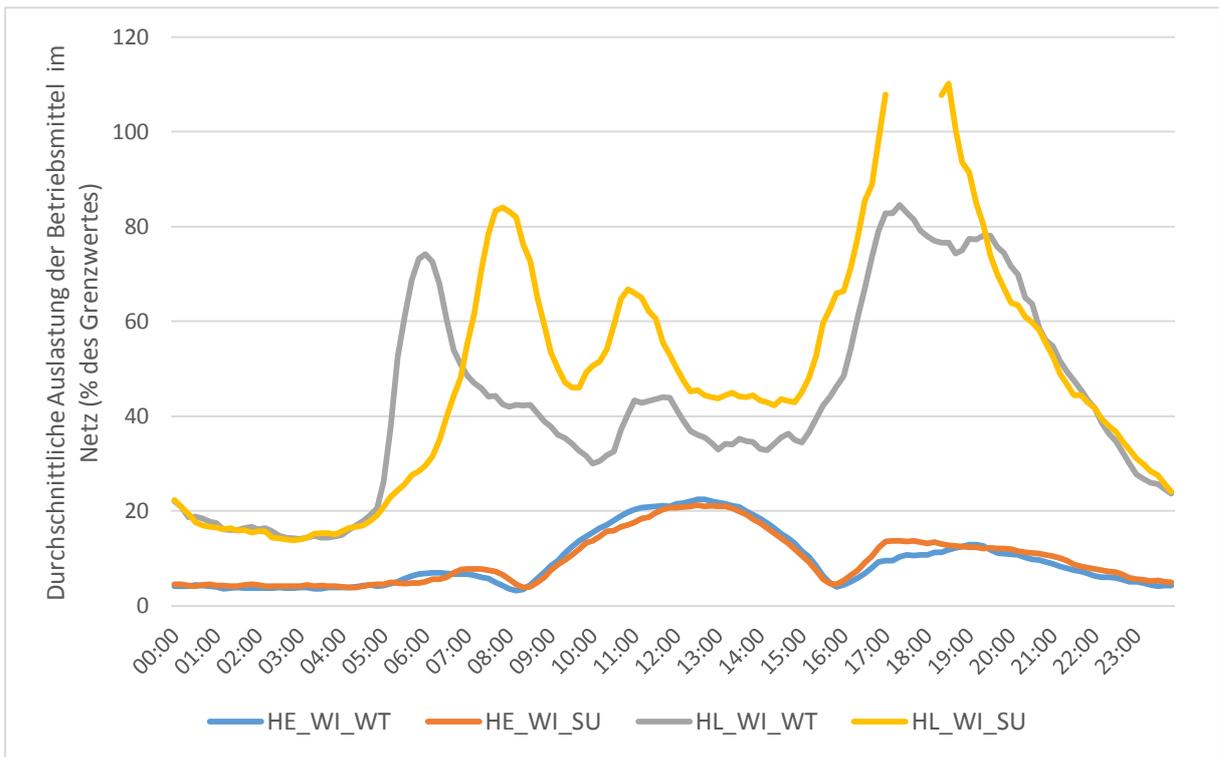


Abbildung 4-107: Durchschnittliche Auslastung der Betriebsmittel im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 2 und 3, Winter

Die Überlastungssituationen beim aktuell festgelegten Grenzwert, werden auch durch die Abbildung 4-108 und Abbildung 4-109 für den Sommer und durch die Abbildung 4-110 und Abbildung 4-111 für den Winter verdeutlicht. In diesen werden die Verletzungen in Prozent der Zeit und der Prozentsatz an Betriebsmitteln, welche von Überlastungen betroffen sind, dargestellt. Wie schon zuvor erwähnt, kommt es im Sommer hauptsächlich im Einspeise-Szenario zu Überschreitungen, wohingegen im Winter nur das Hochlast-Szenario betroffen ist.

## 4. Lastprofilanalyse

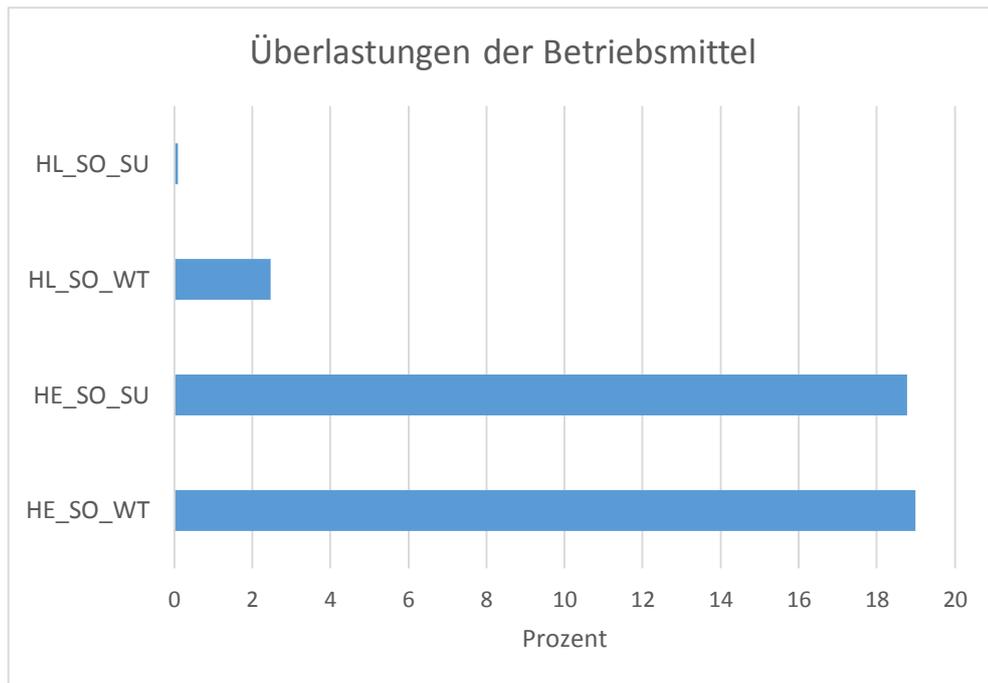


Abbildung 4-108: Überlastungen der Betriebsmittel im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Szenario 2 und 3, Sommer

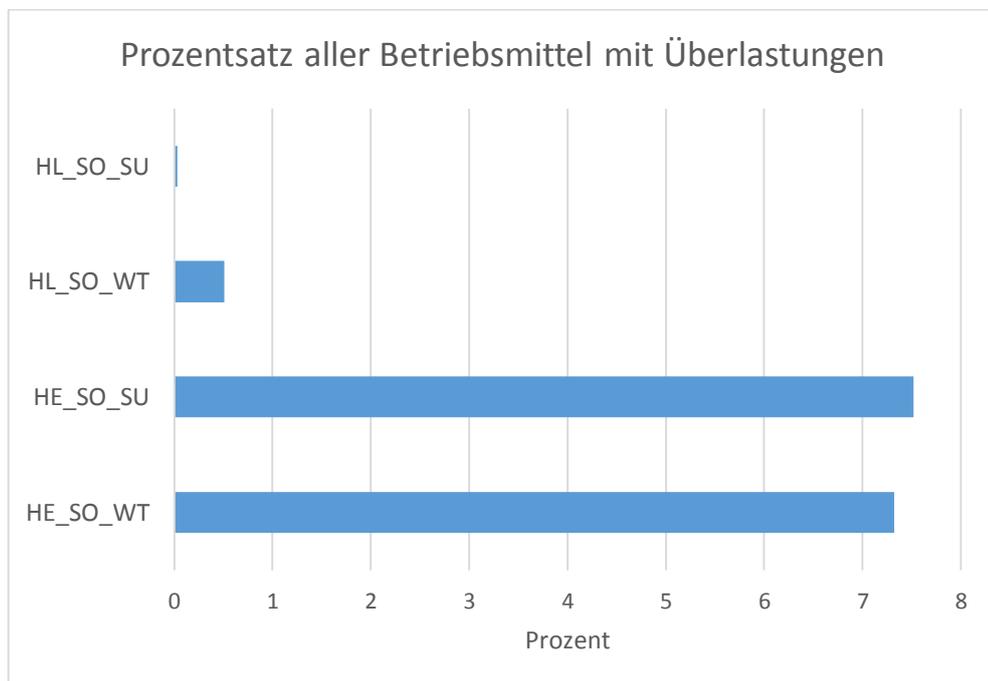


Abbildung 4-109: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Szenario 2 und 3, Sommer

## 4. Lastprofilanalyse

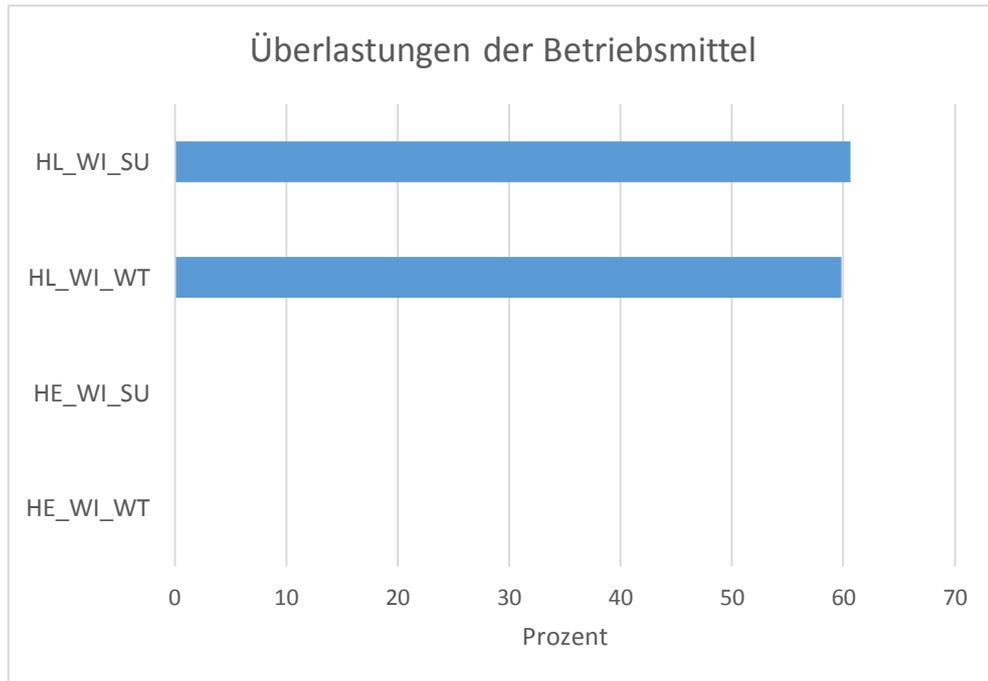


Abbildung 4-110: Überlastungen der Betriebsmittel im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Szenario 2 und 3, Winter

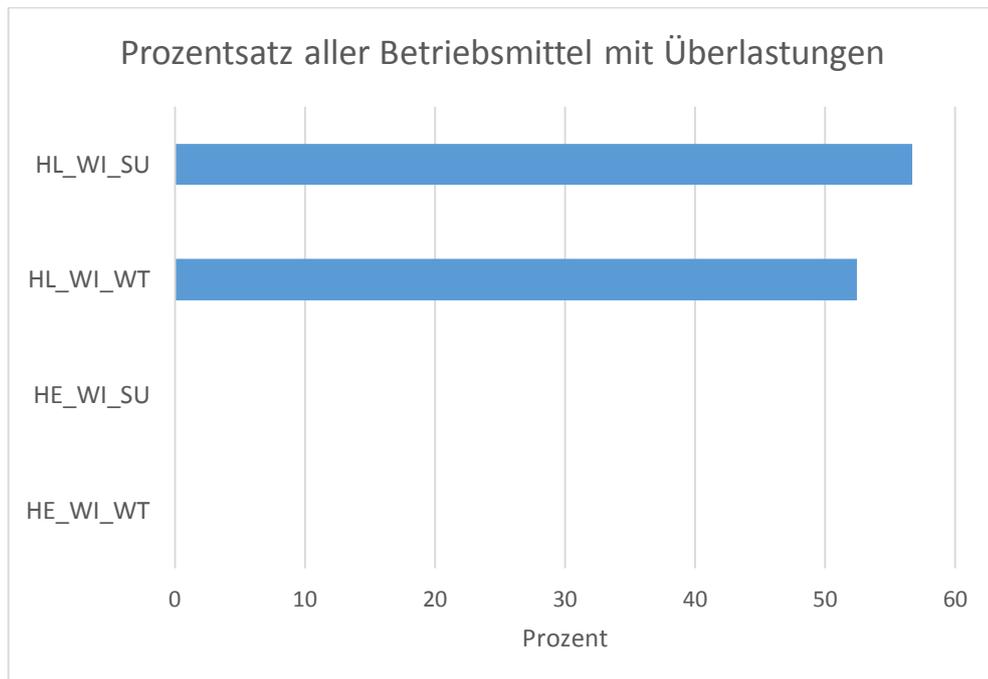


Abbildung 4-111: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Szenario 2 und 3, Winter

Wird der zuvor festgelegte Grenzwert von 100% auf 50% aufgrund der maximal zulässigen Dauerbelastung (siehe Abschnitt 2.4) reduziert, so nehmen die zuvor beobachteten Überlastungssituationen deutlich zu.

Im Sommer treten nun die Überlastungen als Resultat des Hochlast-Szenarios in den Vordergrund, welche beim alten Grenzwert kaum bemerkbar waren. Auch die Verletzungen der vorgegebenen Grenzen im Sommer nehmen als Folge der PV-Einspeisung in den Mittagsstunden deutlich zu (siehe Abbildung 4-112).

Ähnlich verhält es sich im Winter, wo neben einer massiven Zunahme der Überlastungen der Betriebsmittel in den beiden Hochlast-Szenarien auch für die Einspeise-Szenarien Verletzungen auftreten (siehe Abbildung 4-113). Hier sei erwähnt, dass die Belastung teilweise so hoch wurde, dass der Lastfluss nicht mehr konvergieren konnte. Dies macht sich durch fehlende Werte im Diagramm (vgl. Abbildung 4-113) bemerkbar.

Wie auch schon beim Grenzwert von 100%, sind auch bei den neu festgelegten Grenzen in allen betroffenen Szenarien sowohl Transformatoren als auch Kabel und Leitungen betroffen. Die Anzahl dieser nimmt wie zu erwarten durch die Reduzierung des Grenzwertes deutlich zu (siehe Abbildung 4-114 und Abbildung 4-115), wobei wieder zwischen massiver Überbelastung (100%) und Überschreitung eines Sicherheits-Grenzwertes (50%) unterschieden werden muss.

## 4. Lastprofilanalyse

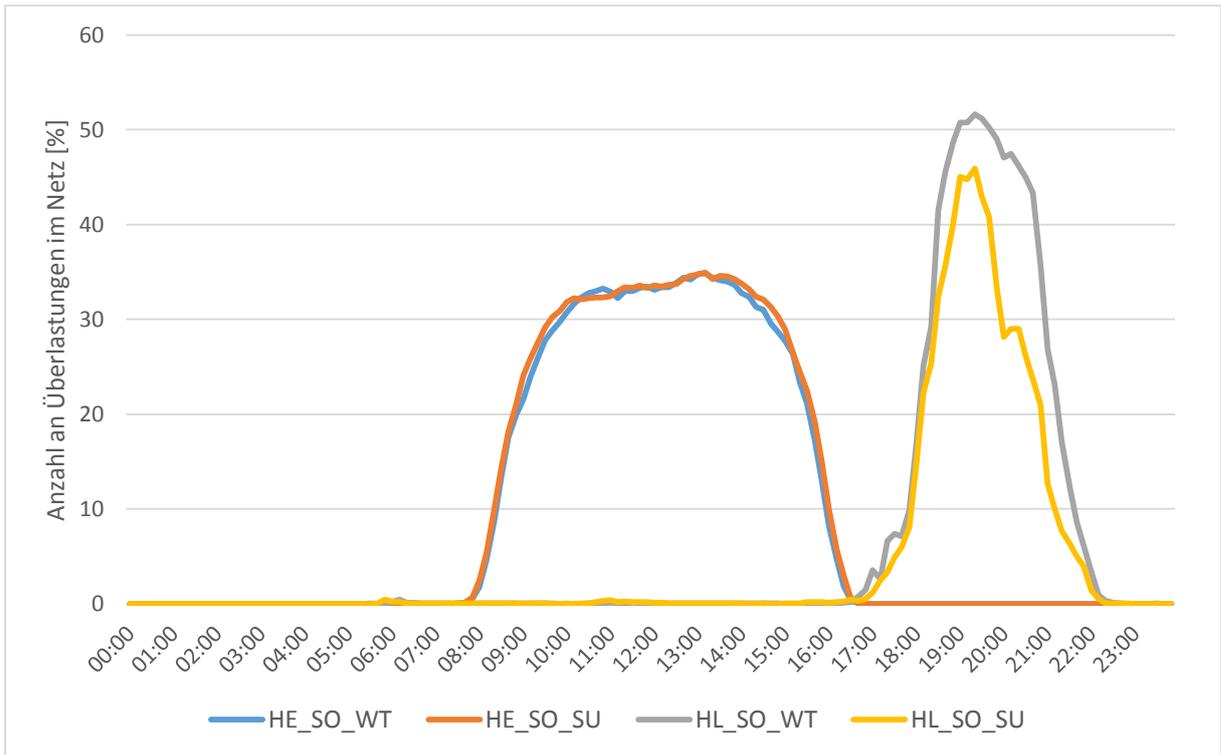


Abbildung 4-112: Anzahl an Überlastungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 2 und 3, Sommer

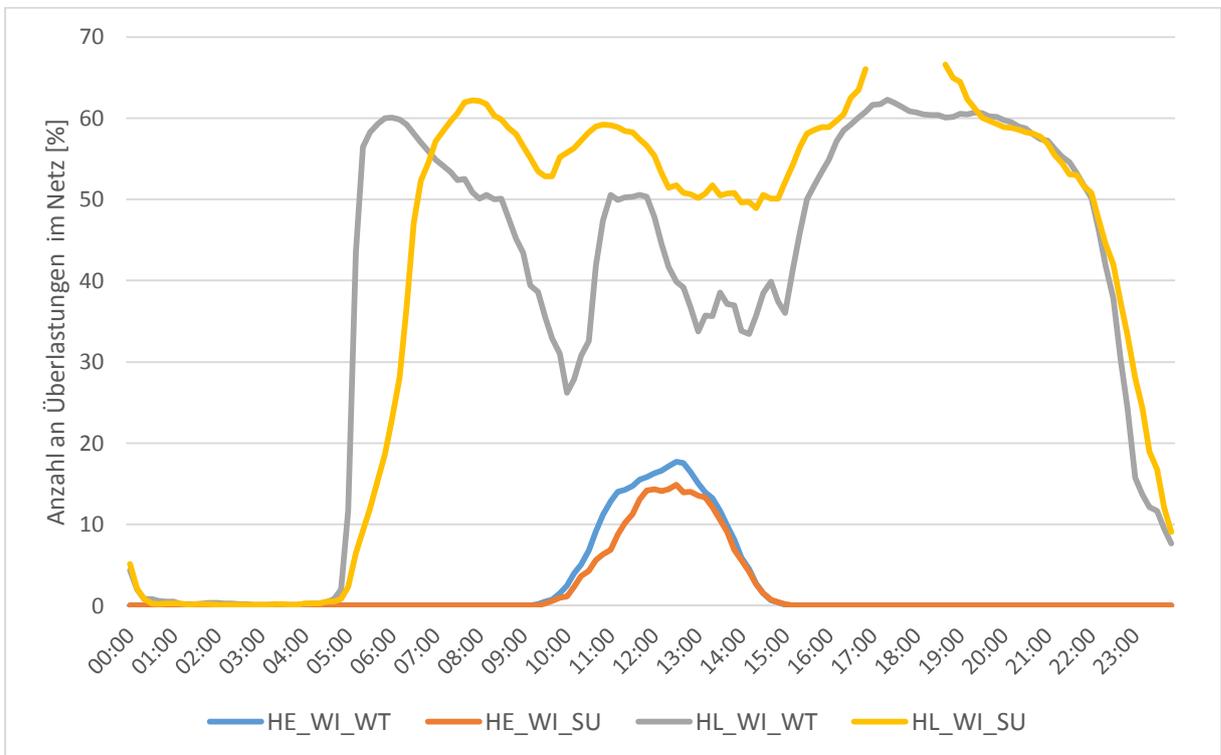


Abbildung 4-113: Anzahl an Überlastungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 2 und 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

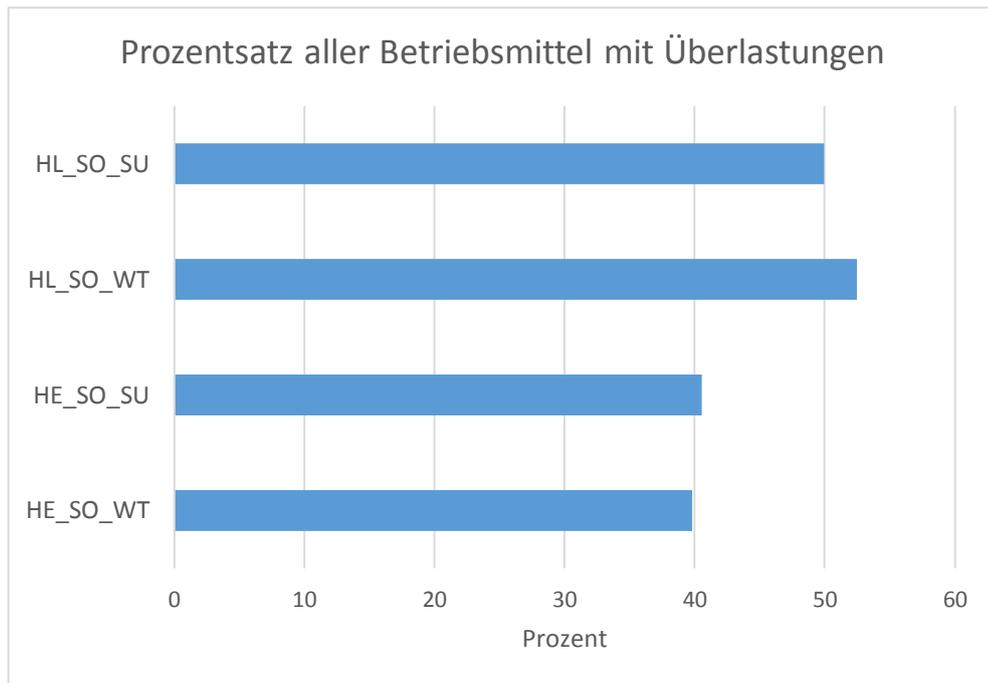


Abbildung 4-114: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Szenario 2 und 3, Sommer

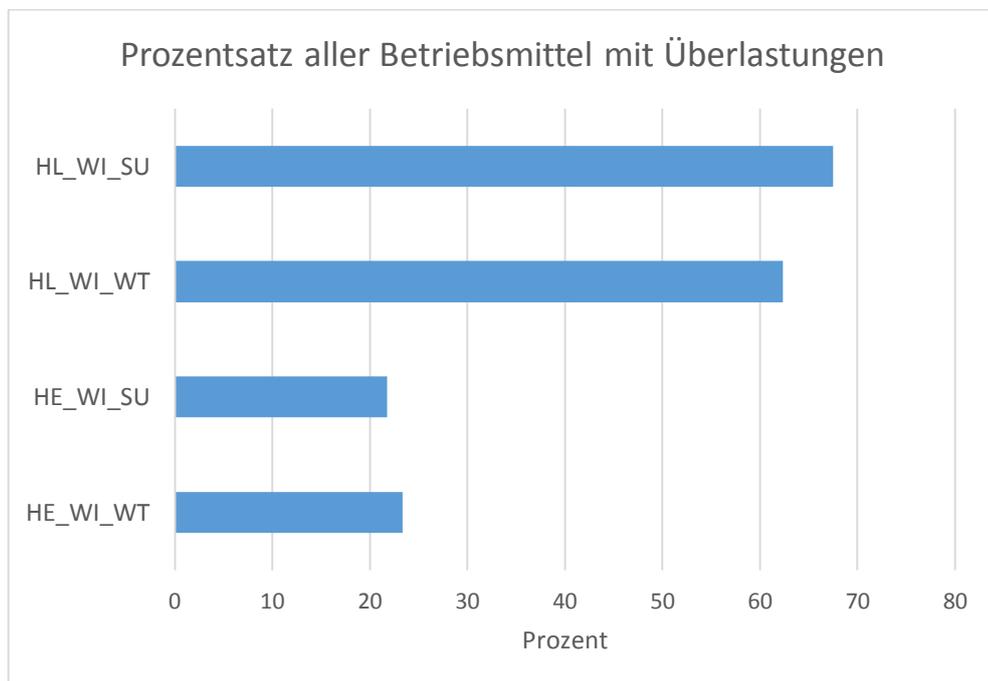


Abbildung 4-115: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Szenario 2 und 3, Winter

### 4.4.6 Umstrukturierung im ruralen Modellnetz

Analog zum urbanen Netzgebiet, wird auch hier die Netzumstrukturierung aus Abschnitt 4.2 als erste Verbesserungsmaßnahme untersucht.

Auch im ruralen Netz ändert sich an den Last- und Einspeiseverhältnissen durch die Umstrukturierung kaum etwas. Die Verläufe sind nahezu ident und unterscheiden sich fast nur in ihren Amplituden. Dies lässt sich wiederum darauf zurückführen, dass die Anzahl der Ortsnetzstationen und damit verbunden der Transformatoren im beobachteten Mittelspannungsnetz, sich nicht gravierend ändert.

Die Auswirkungen der vorgenommenen Umstrukturierungen können nun wieder zum Beispiel anhand der Darstellungen der Belastungen der Leitungen und der Transformatoren analysiert werden. Dabei sind die Freileitungen und Kabel allgemein als Kabel zusammengefasst. Dies ist in Abbildung 4-116 und Abbildung 4-117 gezeigt.

Dabei ist zu erkennen, dass durch die vorgenommenen Umstrukturierung, welche weniger Ortsnetzstationen pro Mittelspannungsabgang, dafür aber eine Erhöhung der Anzahl an eben diesen Abgängen mit sich bringt, zu einer Reduzierung der Belastung der Leitungs- und Kabelstrecken führt. Dieser Umstand war auch so zu erwarten, da durch eine geringere Anzahl an Transformatoren auch die Anzahl der unterlagerten Niederspannungsnetze sinkt und damit auch die allgemeine Belastung des betreffenden Mittelspannungsabganges. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die durchschnittliche Belastung der Kabel zwar abnimmt, aber laut Abbildung 4-119 die Anzahl an Kabel mit Überlastungen ansteigt. Die Begründung dafür liegt darin, dass durch die Zunahme an Mittelspannungsabgängen auch die Anzahl an Kabeln zunimmt, die unmittelbar vom Umspannwerk wegführen. Wie zuvor schon des Öfteren erwähnt wurde, werden speziell diese Kabelstrecken sehr stark belastet, was zum Anstieg der Überlastungen führt.

Hier zeigt sich beispielsweise ein Nachteil eines der betrachteten Benchmarks, nämlich „Prozentanteil aller Betriebsmittel, die von einer Überlastung betroffen sind“: Durch eine zu schnelle Beurteilung würde die gerade betrachtete Umstrukturierungsmaßnahme basierend auf diesem Wert als ungünstig dargestellt werden. Erst eine nähere Analyse zeigt, wie schon zuvor beschrieben, dass dieser Benchmark aufgrund der Umstrukturierung ungünstig beeinflusst wird und im

#### 4. Lastprofilanalyse

Vergleich ungünstigere Werte als beim Ausgangsnetz liefert. Für die Zukunft müsste dieser Wert durch eine weitere, geeignete Normierung aussagekräftiger und unmissverständlicher gestaltet werden.

Bei der Belastung der Transformatoren (Abbildung 4-117) können solche Rückschlüsse nicht getroffen werden, da diese nicht unmittelbar von dieser Maßnahme zu Verbesserung der Netzqualität betroffen sind. Die Ergebnisse sind jedoch so, wie es zu erwarten war. Die Belastung der Transformatoren bleibt annähernd gleich, da für die Simulationen die gleichen NS-Netze verwendet wurden. Die Abweichungen lassen sich auf die Stochastik der verwendeten Profile zurückführen, da aufgrund der unterschiedlichen Ortsnetztransformatorstationen in beiden Netzen eigene Profilsätze erstellt werden mussten. Würden eine höhere Anzahl an Profilsätzen simuliert werden, würde sich auch diese Ungleichheit auflösen.

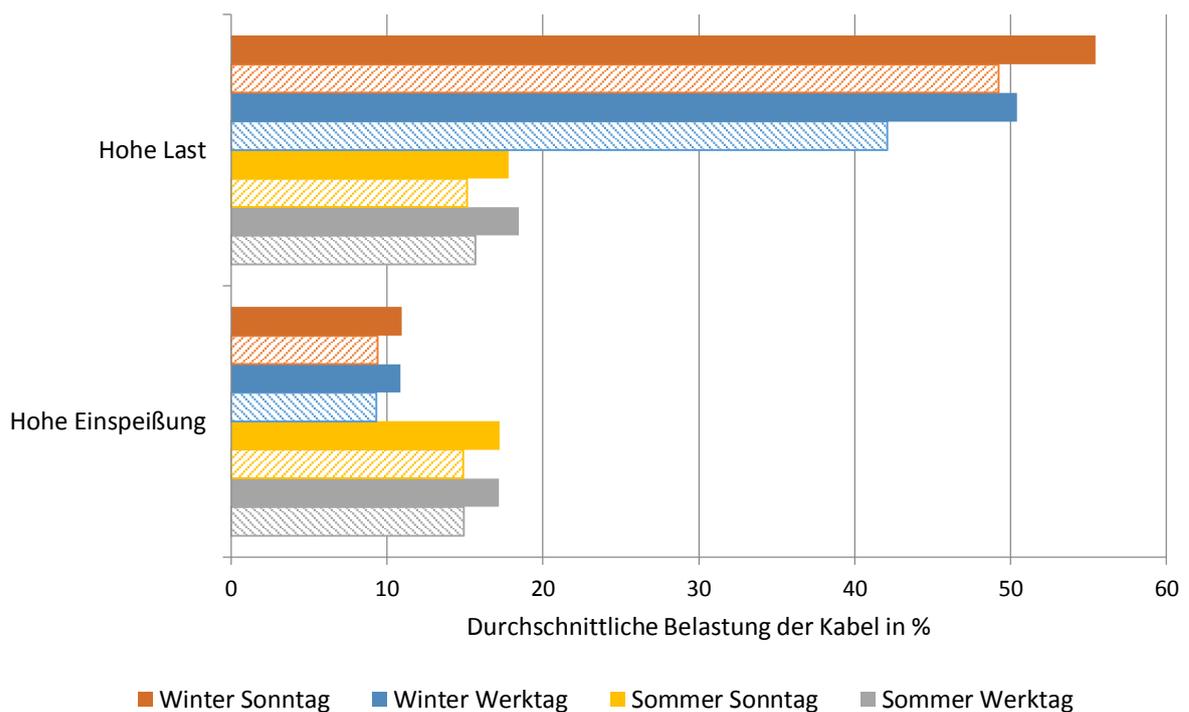


Abbildung 4-116: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf die durchschnittliche Belastung der Kabel im ruralen Modellnetz; Szenario 2 und 3; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand

## 4. Lastprofilanalyse

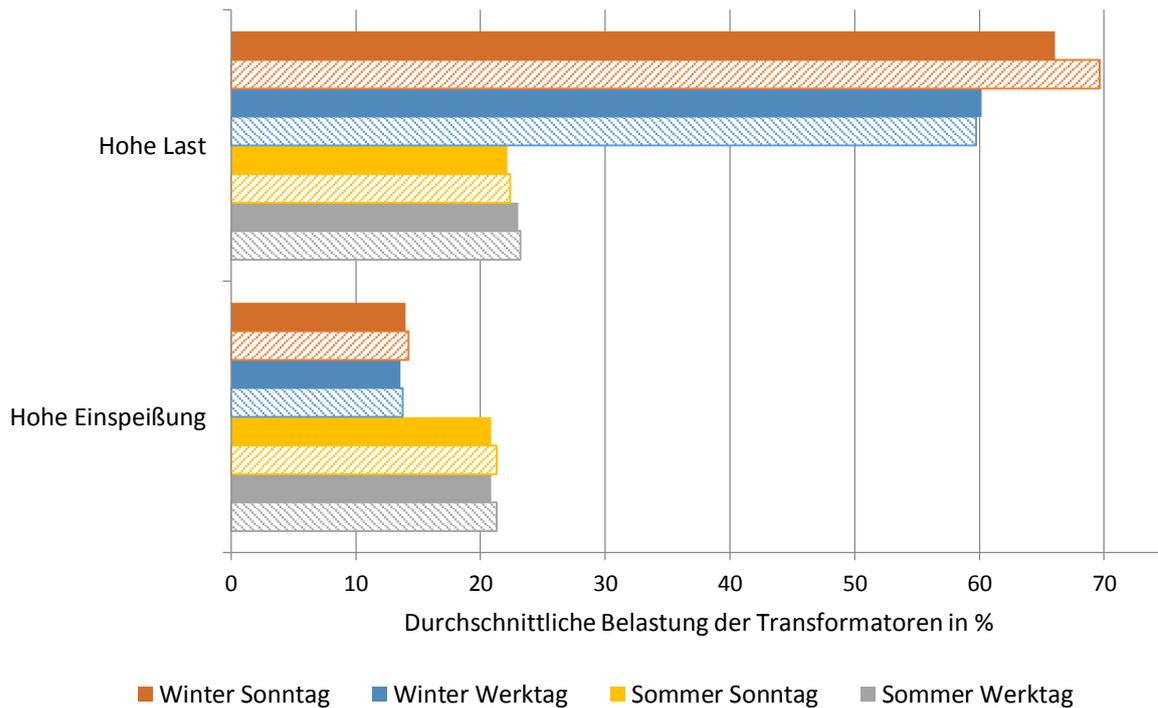


Abbildung 4-117: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf die durchschnittliche Belastung der Transformatoren im ruralen Modellnetz; Szenario 2 und 3; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand

Noch mehr ins Detail, gehen die Auswertungen in Abbildung 4-118 und Abbildung 4-119. Diese enthalten den Prozentsatz der Kabel, welche einer Belastung von mehr als 50% bzw. 100% der maximal zulässigen Belastungsgrenze ausgesetzt sind. Daraus ist zu folgern, dass das Hochlast-Szenario am meisten Überlastungen verursacht und dies in beiden Netzstrukturen. Des Weiteren kann entnommen werden, dass es im Winter zu weit mehr Überlastsituationen kommt, als das im Sommer der Fall ist. Diese Tatsache lässt sich wie schon besprochen darauf zurückführen, dass die allgemeine Belastung des Netzes in den Wintermonaten größer ist als im Sommer.

Das beobachtete Einspeise-Szenario verursacht bei einem Grenzwert von 100% kaum ernsthafte Überlastungen. Durch die Reduzierung auf 50% kommt es sehr wohl, vor allem im Sommer, wo die Einspeisung durch Photovoltaik-Anlagen besonders hoch ist, zu deutlich mehr Überlastungen, welche in diesem Szenario jedoch durch die Umstrukturierungsmaßnahmen stark reduziert werden können (Abbildung 4-119). Diese deutliche Reduzierung der Verletzungen des vorgegebenen Grenzwertes lässt sich durch die aufgrund der Umstrukturierung kürzeren Abgänge und der damit verbundenen, geringeren Belastung pro Kabel bzw. Leitung begründen.

#### 4. Lastprofilanalyse

Bei der Betrachtung von Abbildung 4-118 und Abbildung 4-119 ist jedoch auf den ersten Blick schwer nachzuvollziehen, warum die Überlastungen der Kabel im Hochlast-Szenario bei einem Grenzwert von 100% gleichbleiben bzw. abnehmen, sie bei einem Grenzwert von 50% jedoch stark zunehmen. Der Grund liegt dabei darin, dass durch die Umstrukturierung die Anzahl an Mittelspannungsabgängen zugenommen hat und damit auch die Anzahl an Kabelstrecken, die sehr nahe am Umspannwerk liegen. Wie schon erwähnt, werden diese meist sehr stark beansprucht. Aus den Abbildung 4-118 und Abbildung 4-119 ist nun zu folgern, dass diese Kabel und Leitungen zwar stark beansprucht werden, aber nicht zu sehr überlastet, sodass sie den Grenzwert von 100% übersteigen, sehr wohl aber bei einem Grenzwert von 50%.

Des Weiteren ist aus den beiden Abbildungen zu entnehmen, dass sowohl im Sommer im Hochlast-Szenario als auch im Einspeise-Szenario sich die Situation der Überlastungen im Soll-Netz stets verbessert. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass durch die dezentrale Einspeisestruktur viel Leistung bereits lokal zur Verfügung gestellt wird und so die Mittelspannungskabel und –Freileitungen nicht so stark beansprucht werden.

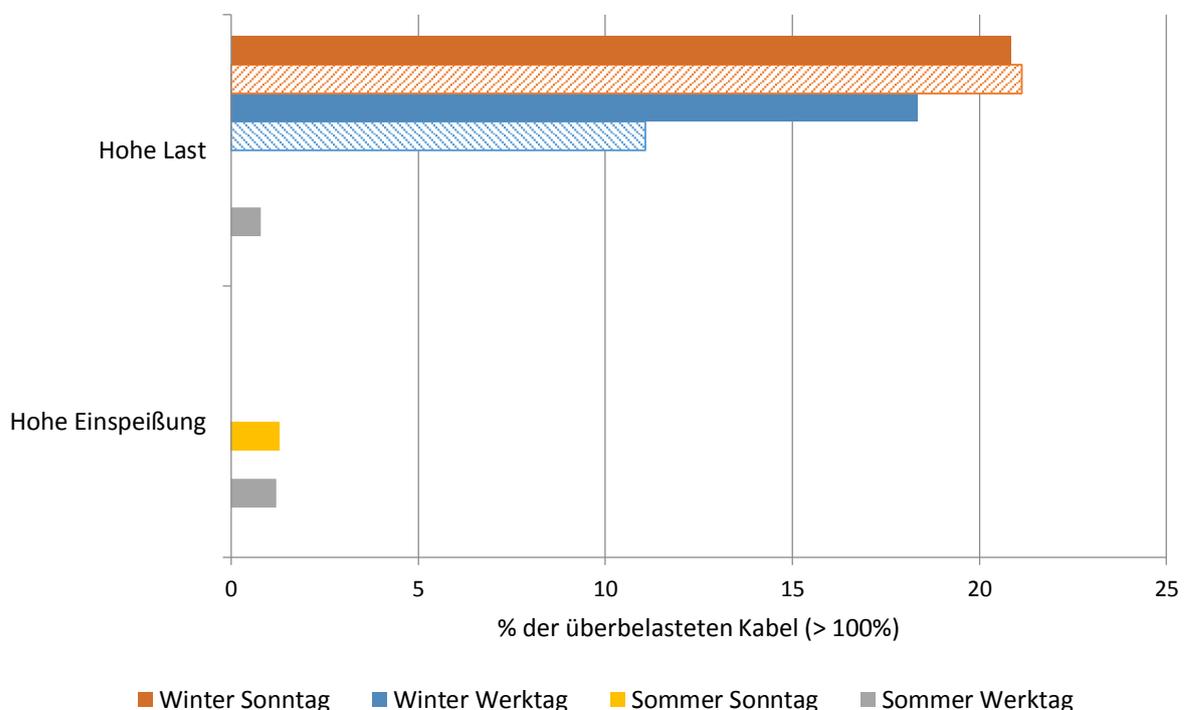


Abbildung 4-118: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasteten Kabeln im ruralen Modellnetz bei 100% der Maximalbelastung; Szenario 2 und 3; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand

## 4. Lastprofilanalyse

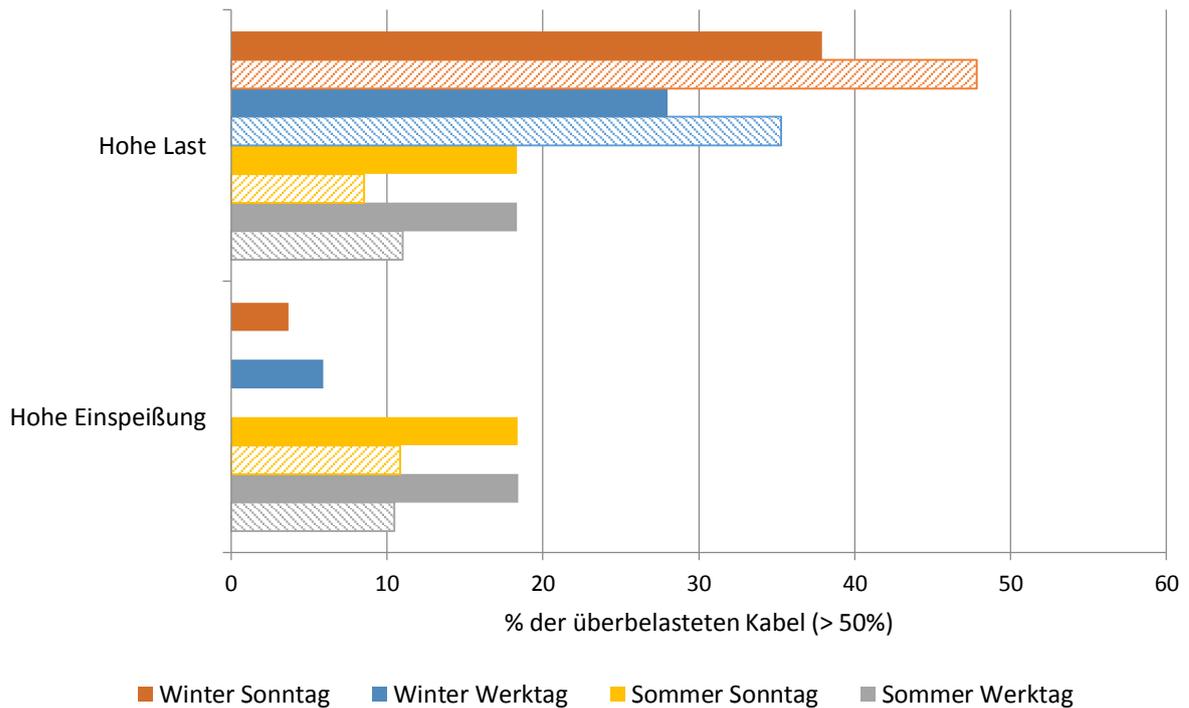


Abbildung 4-119: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasteten Kabeln im ruralen Modellnetz bei 50% der Maximalbelastung; Szenario 2 und 3; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand

Eine ähnliche Analyse wie für die Leitungen und Kabel im Netzgebiet kann auch explizit für die Transformatoren durchgeführt werden. Dazu sind in Abbildung 4-120 und Abbildung 4-121 die Prozentsätze der Transformatoren dargestellt, welche bei einer maximalen Belastbarkeit von 100% bzw. 50% überlastet sind.

Daraus ist zu erkennen, dass bei hundertprozentiger Belastungsgrenze vor allem das Hochlast-Szenario in den Wintermonaten Probleme verursacht. Auffallend ist auch hier wieder, dass es im umstrukturierten Netz nicht zu weniger Überlastungen kommt, als das im IST-Zustand der Fall ist, sondern diese eher zunehmen. Das liegt wie vorher schon erwähnt daran, dass die Transformatoren nicht unmittelbar von dieser Maßnahme betroffen sind und dass es zu Schwankungen in den Simulationen kommen kann, was die nur sehr geringen Abweichungen zwischen dem Ist- und dem Soll-Zustand erklärt.

Wird der Grenzwert auf 50% gesenkt (Abbildung 4-121), so können die vorgenommen Aussagen auch hier übernommen werden. Bei dieser Grenze ist jedoch zu erkennen, dass nun in allen Szenarien und allen Monaten deutliche Überlastungen auftreten.

## 4. Lastprofilanalyse

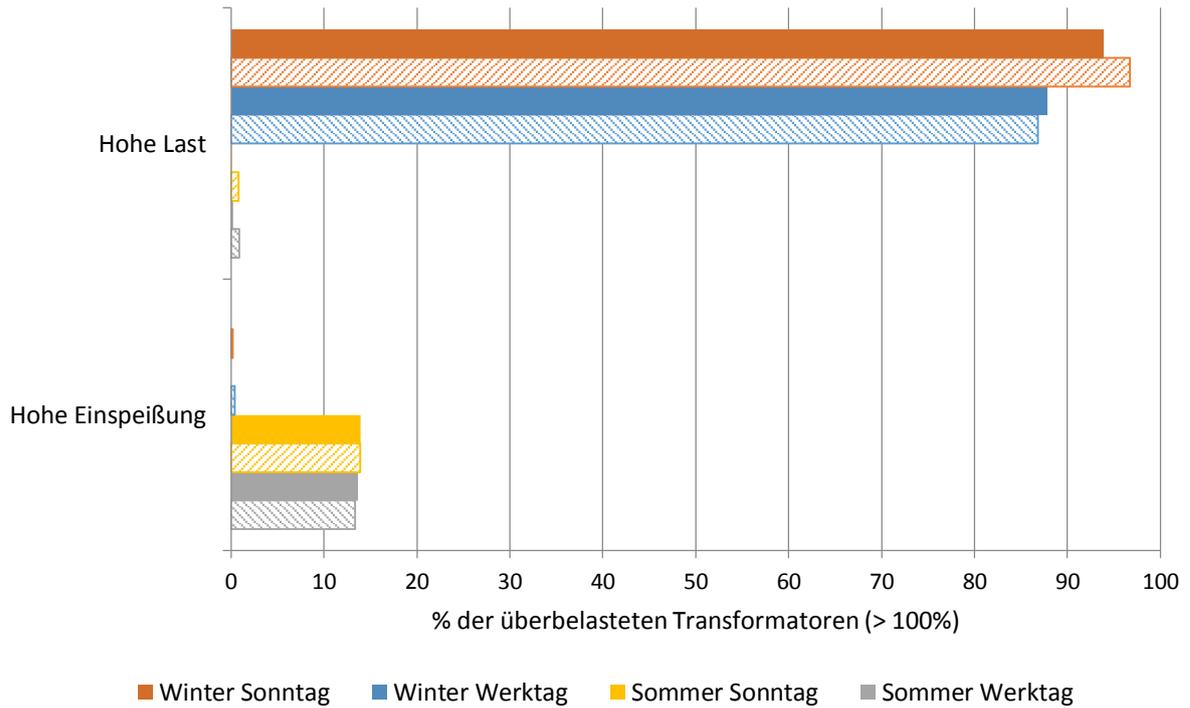


Abbildung 4-120: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasteten Transformatoren im ruralen Modellnetz; bei 100% der Maximalbelastung; Szenario 2 und 3; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand

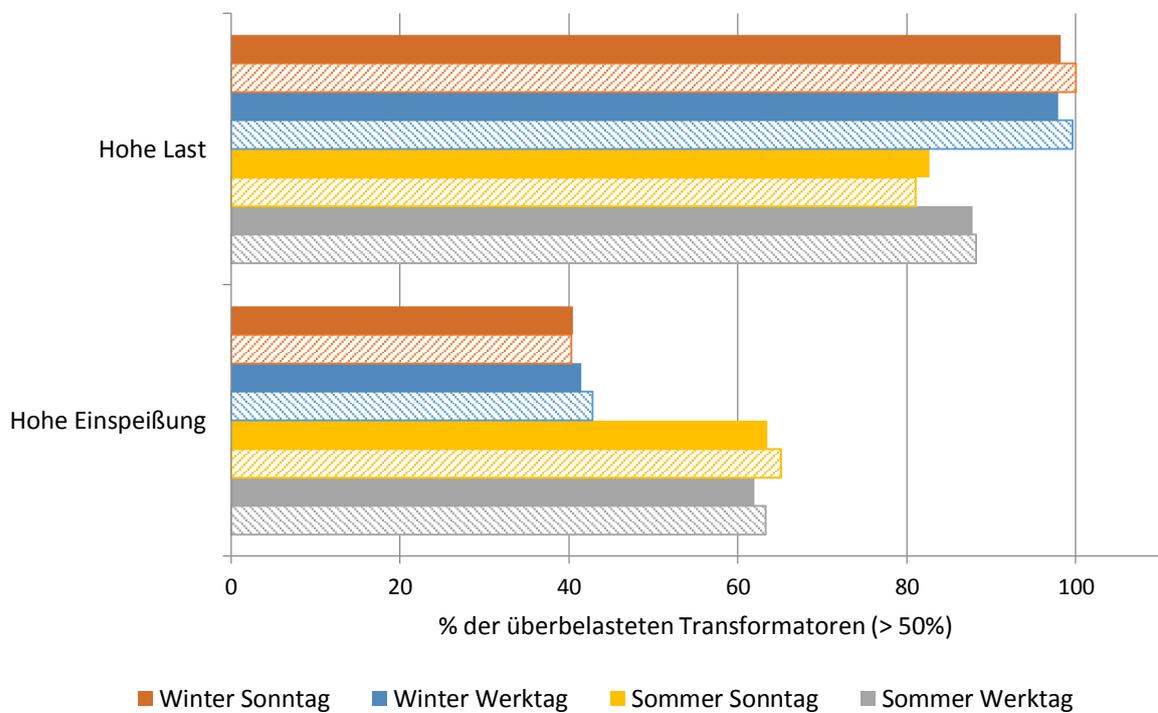


Abbildung 4-121: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasteten Transformatoren im ruralen Modellnetz; bei 50% der Maximalbelastung; Szenario 2 und 3; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand

#### 4. Lastprofilanalyse

Wird für die ersten Betrachtungen der Spannungsbandverletzungen wiederum von einem  $\pm 10\%$ -Spannungsband um den Nennwert ausgegangen, so kann aus Abbildung 4-122 entnommen werden, dass die Spannungsbandverletzungen im Sommer sehr gering sind und nahezu ausschließlich im Hochlast-Szenario am Werktag auftreten. Dies wird auch durch Abbildung 4-123 und Abbildung 4-124 gezeigt. Aus dem Vergleich mit dem aktuellen Netzzustand des ruralen Modellnetzes ohne Umstrukturierungen (Abbildung 4-92) kann geschlossen werden, dass diese Maßnahme deutliche Auswirkungen auf die Spannungsqualität hat. Dies bestätigt auch der Vergleich der Spannungsbandverletzungen und der Knoten mit Spannungsbandverletzungen zwischen Ist- und dem Soll-Zustand in Abbildung 4-125 und Abbildung 4-126 (es ist hier nur das Hochlast-Szenario dargestellt, da es im Einspeise-Szenario zu keinen Spannungsbandverletzungen gekommen ist). Dies lässt sich darauf zurückführen, dass durch die Erhöhung der Anzahl an Mittelspannungsabgängen, deren Längen im Durchschnitt reduziert wird, wodurch sich der Spannungsabfall entlang der Kabel nicht mehr so stark auswirken.

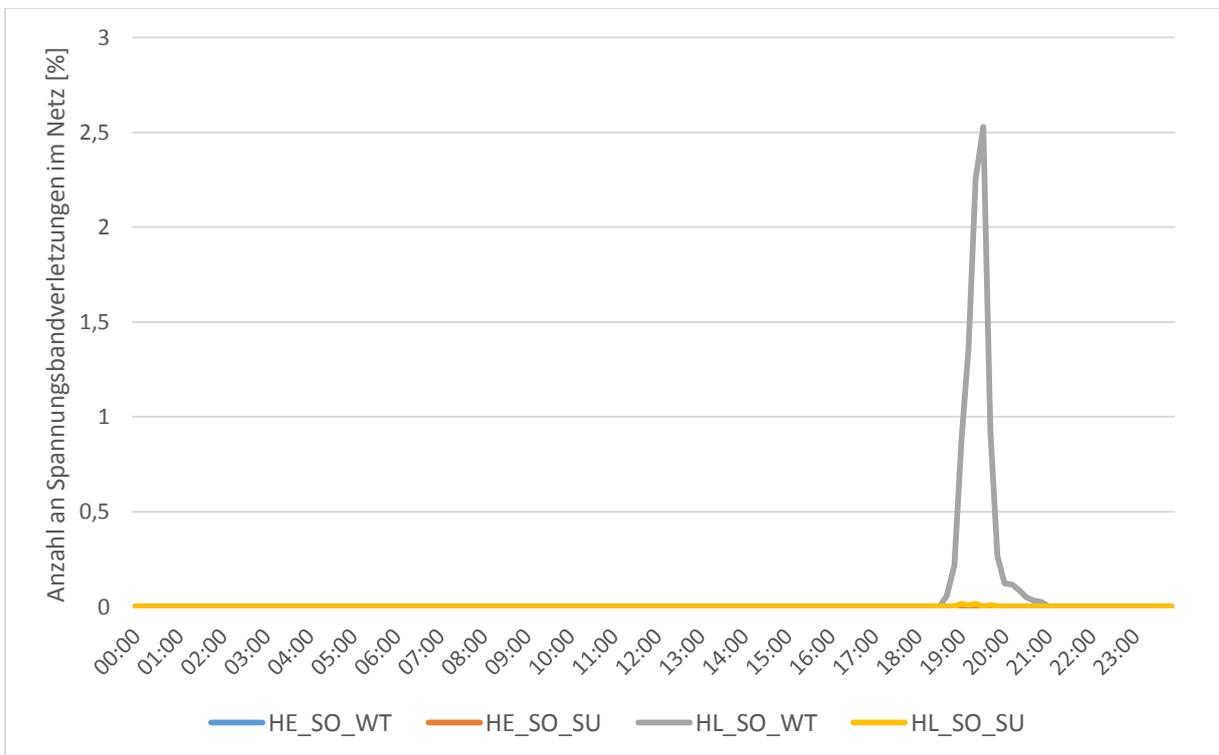


Abbildung 4-122: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer

## 4. Lastprofilanalyse

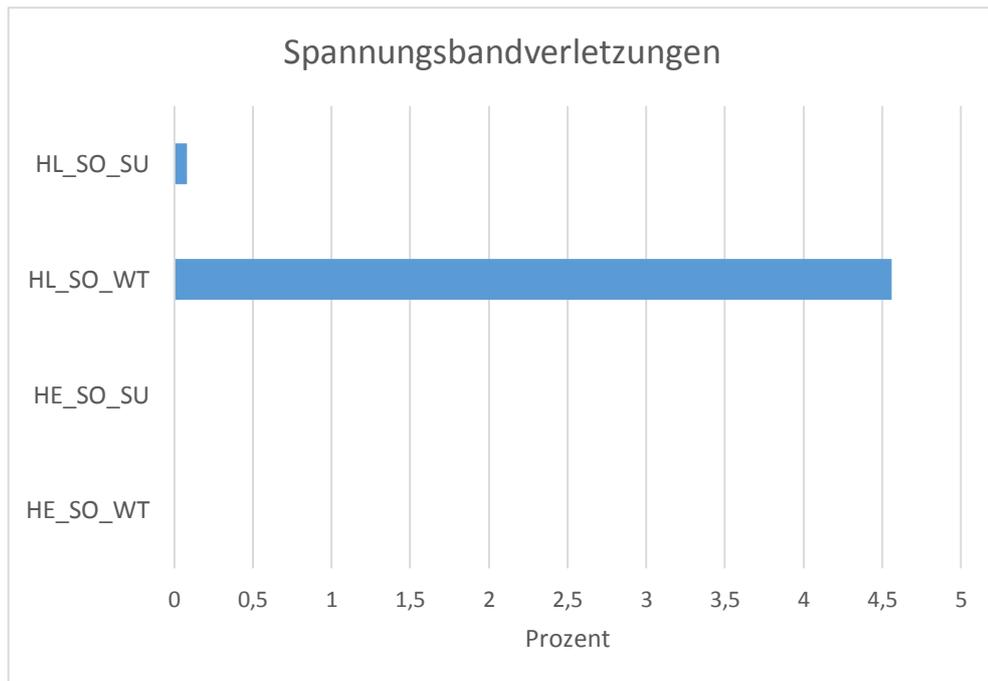


Abbildung 4-123: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer

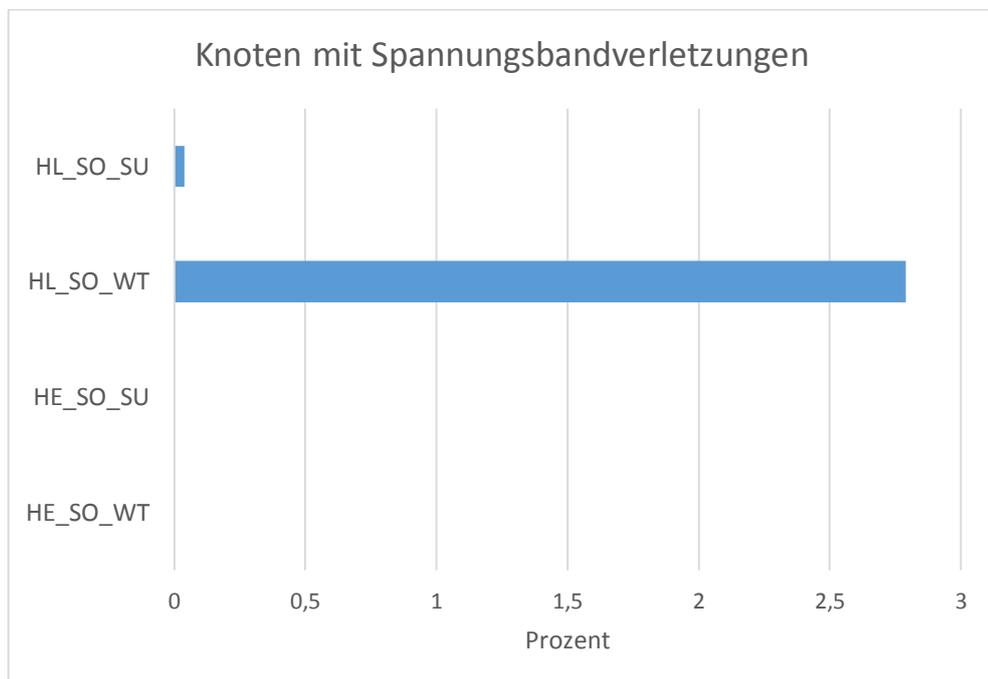


Abbildung 4-124: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer

## 4. Lastprofilanalyse

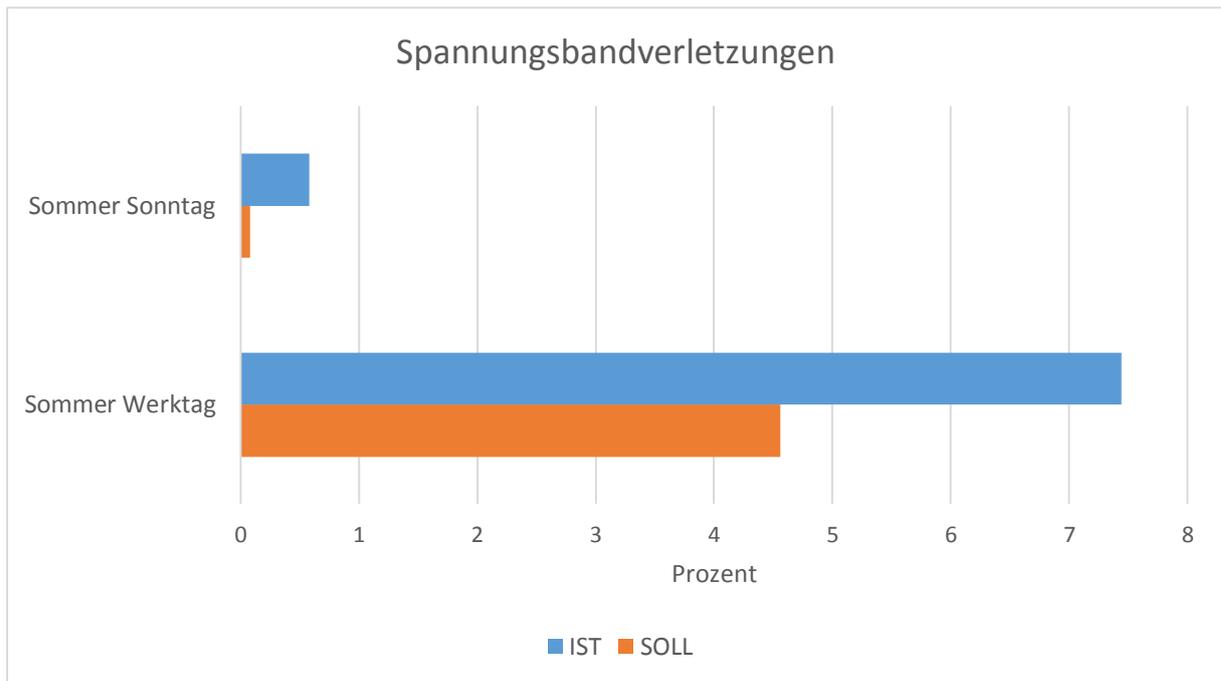


Abbildung 4-125: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet, Vergleich von IST im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 3, Sommer

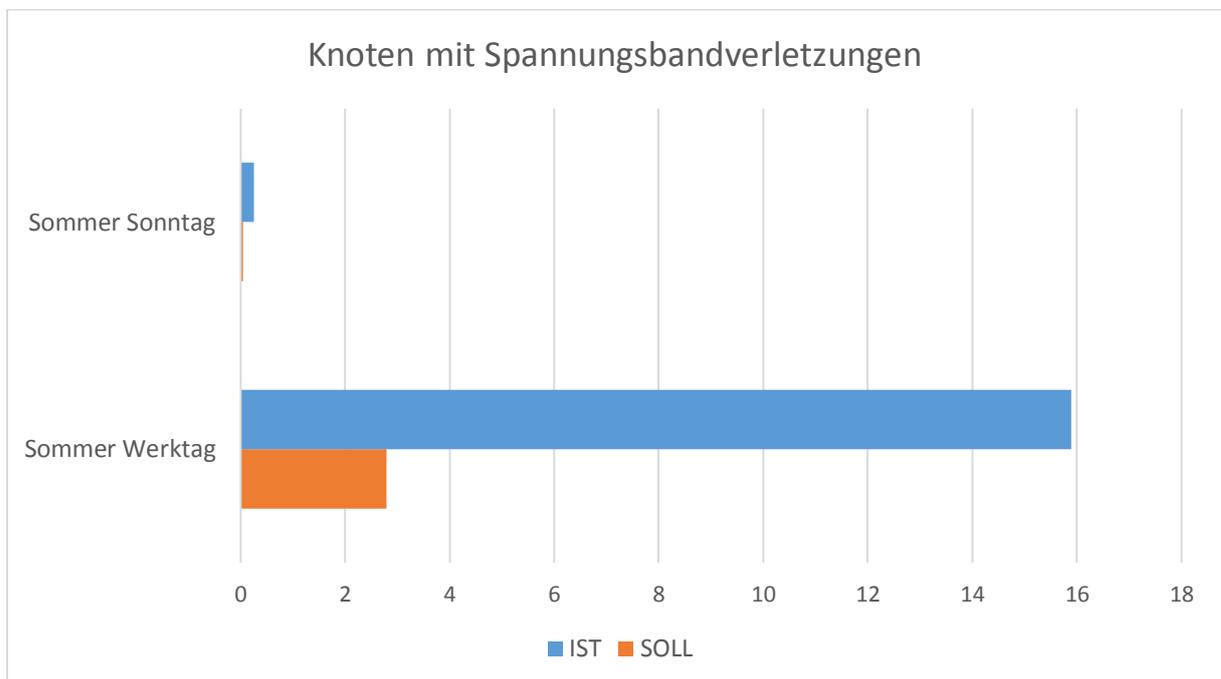


Abbildung 4-126: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet Vergleich von IST im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 3, Sommer

Während es im Sommer beim festgelegten Spannungsband von  $\pm 10\%$  kaum zu Verletzungen dessen kommt, verhält sich dies im Winter ganz anders, wie Abbildung

#### 4. Lastprofilanalyse

4-127 entnommen werden kann. Ebenso wie im Fall ohne der Umstrukturierungsmaßnahme kommt es auch hier zu sehr deutlichen Unterschreitungen (siehe Abbildung 4-128) des Grenzwertes, wodurch gut erkennbar ist, dass es sich hierbei um ein extremes Lastszenario handelt, da Spannungseinbrüche bis unter 50% der Nennspannung auftreten, was auch dazu führt, dass im Gegensatz zum Sommer, wo die Spannungsbänderverletzungen durch die Umstrukturierung abnehmen, dies im Winter nicht der Fall ist. Das wird auch durch Abbildung 4-129 und Abbildung 4-130 gezeigt, welche den Vergleich zwischen dem Ist-Zustand des Netzes und dem Soll enthalten. Es zeigt sich, dass sich hinsichtlich der Anzahl der Knotenpunkte mit Spannungsbänderverletzungen und dem Zeitraum dieser kaum etwas ändert, die Tendenz jedoch zu mehr Verletzungen geht.

Hier sei noch erwähnt, dass die Belastungen unter diesen Simulationsvoraussetzungen teilweise so hoch wurden, dass der Lastfluss nicht mehr konvergieren konnte. Dies macht sich durch fehlende Werte im Diagramm (vgl. Abbildung 4-127) bemerkbar.



Abbildung 4-127: Anzahl an Spannungsbänderverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Winter

#### 4. Lastprofilanalyse

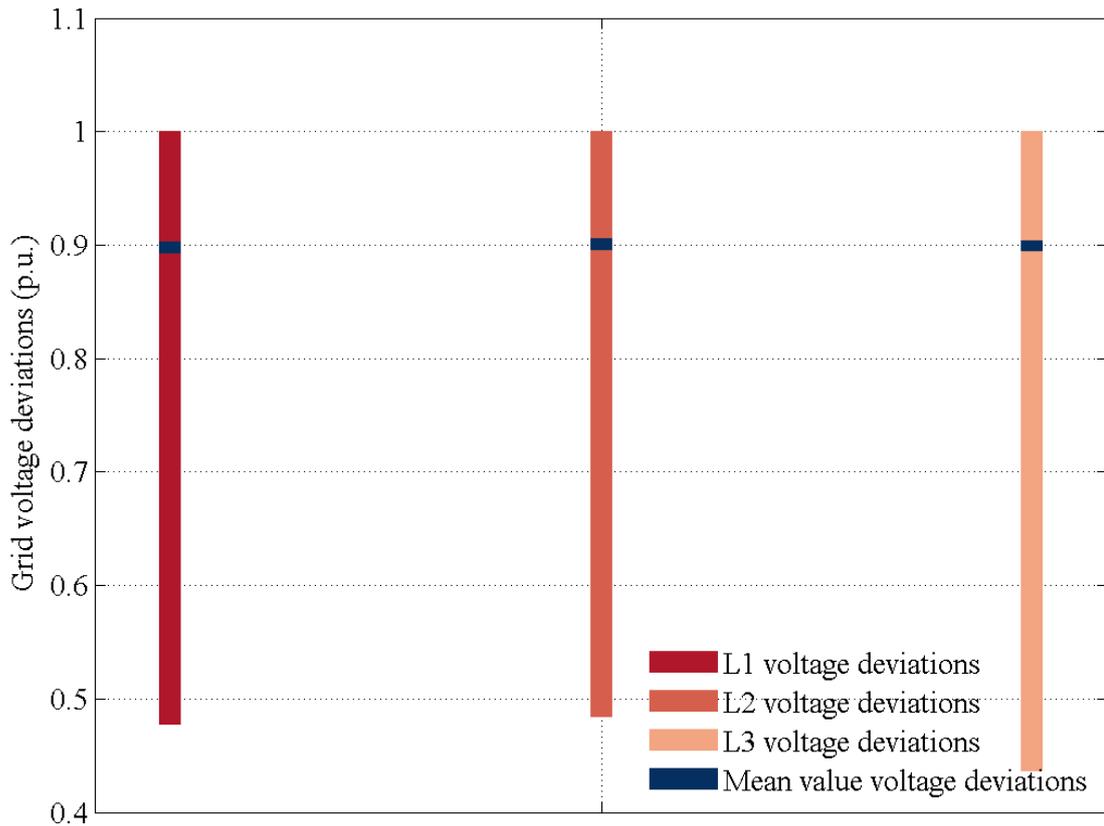


Abbildung 4-128: Verteilung der Spannungswerte im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, nur Szenario 3, Winter

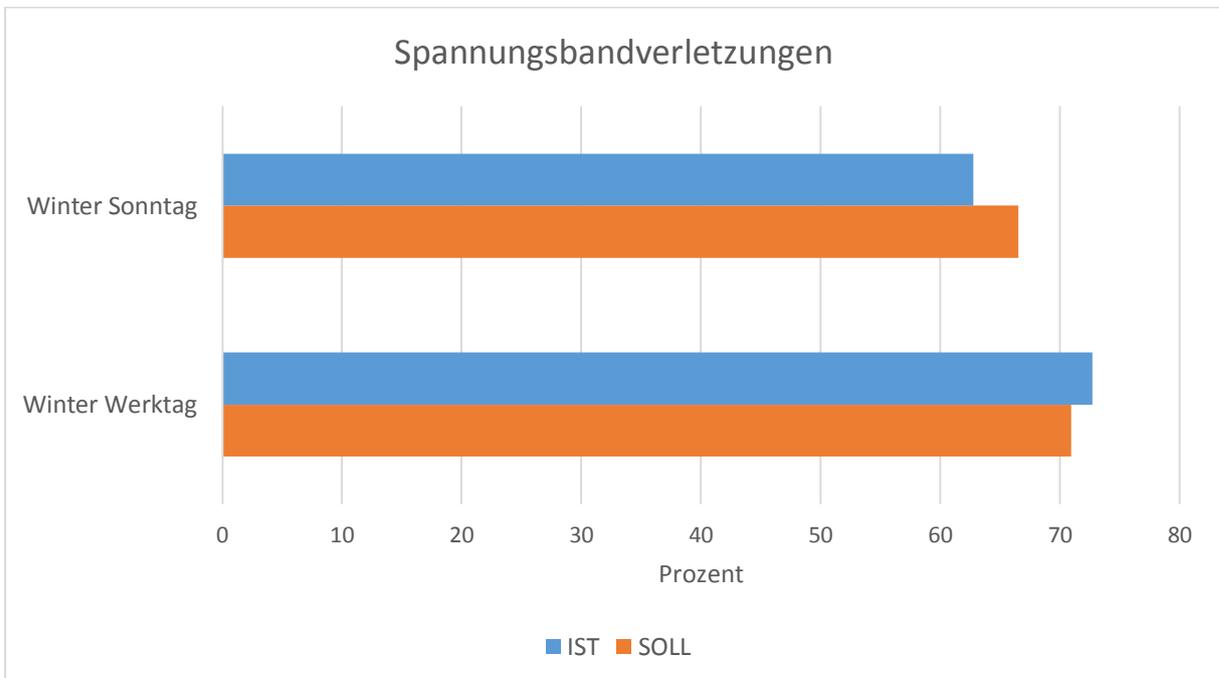


Abbildung 4-129: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet, Vergleich von IST im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

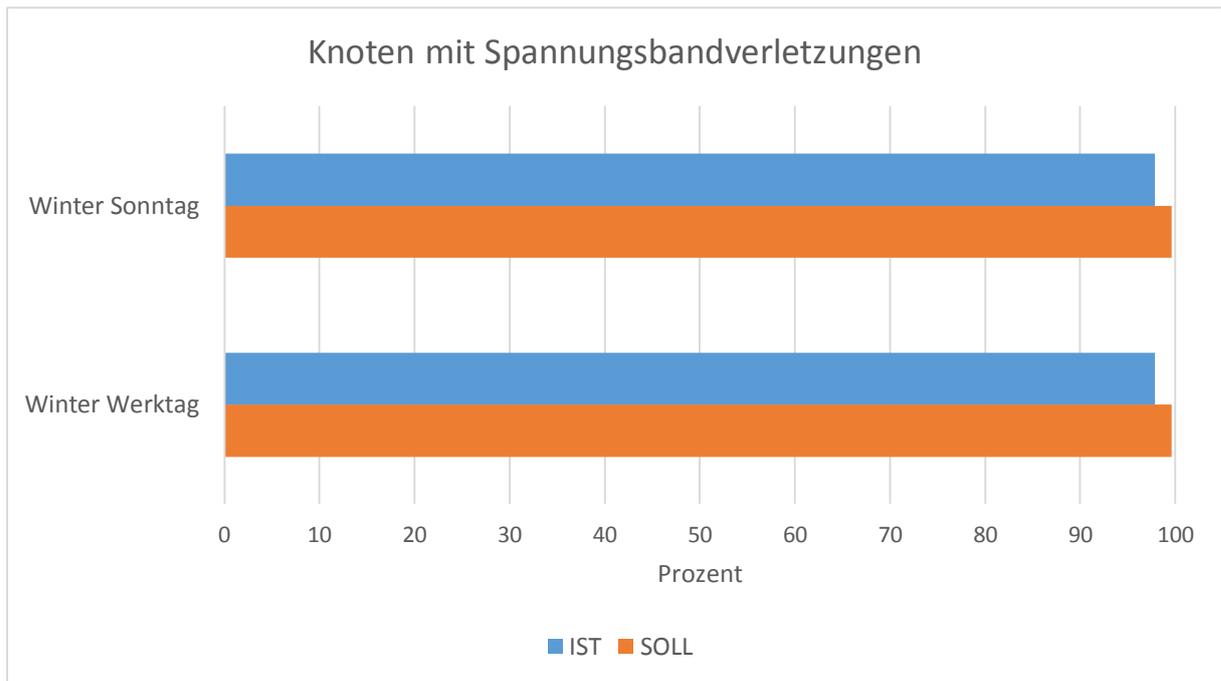


Abbildung 4-130: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet Vergleich von IST im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , Szenario 3, Winter

Wird das Spannungsband auf  $\pm 5\%$  um den Nennwert eingestellt, so ergeben sich sowohl im Sommer als auch im Winter deutliche Zunahmen der Spannungsbandverletzungen, was auch zu erwarten war. Dies bestätigen auch Abbildung 4-131, Abbildung 4-132 und Abbildung 4-133 für den Sommer, sowie Abbildung 4-134, Abbildung 4-135 und Abbildung 4-136 für den Winter. In diesen sind wiederum der zeitliche Verlauf der Spannungsbandverletzungen, der Prozentsatz der betroffenen Knoten und die Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit dargestellt. Wie schon vom  $\pm 10\%$ -Band bekannt ist, handelt es sich dabei ausschließlich um Unterschreitungen des festgelegten Grenzwertes.

Hier sei erwähnt, dass die Belastung teilweise so hoch wurde, dass der Lastfluss nicht mehr konvergieren konnte. Dies macht sich durch fehlende Werte im Diagramm (vgl. Abbildung 4-134) bemerkbar.

## 4. Lastprofilanalyse

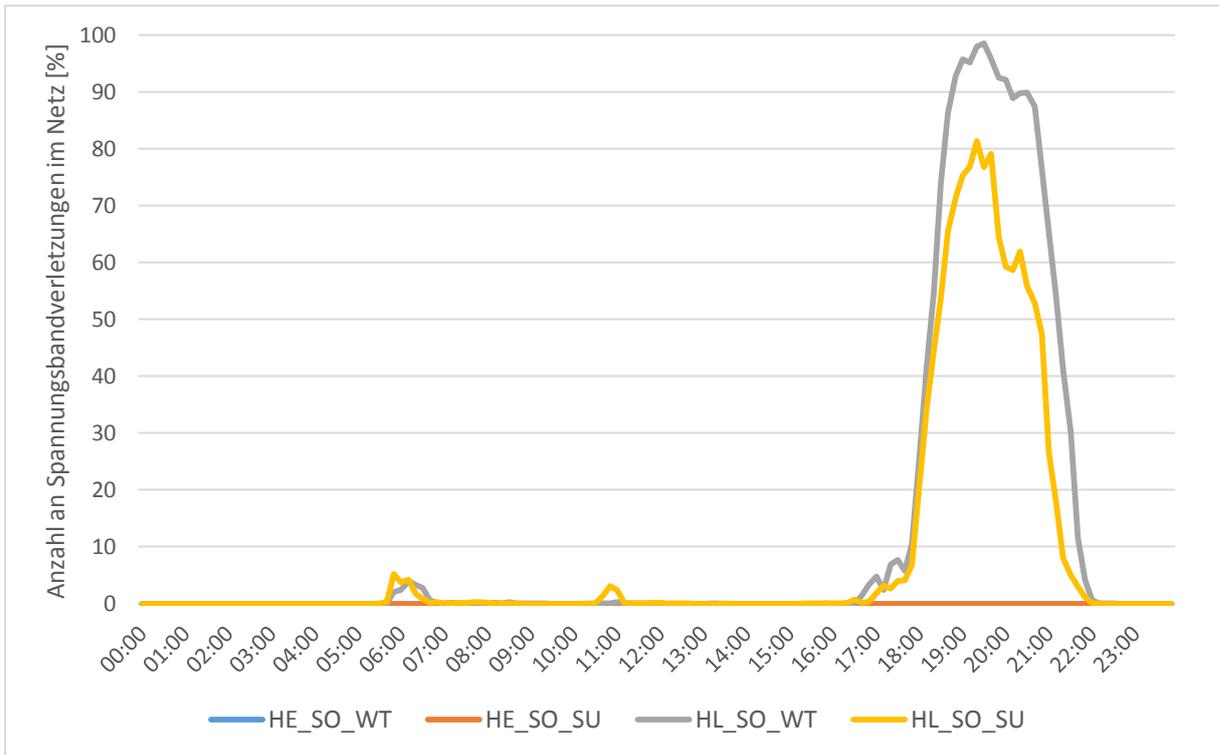


Abbildung 4-131: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer

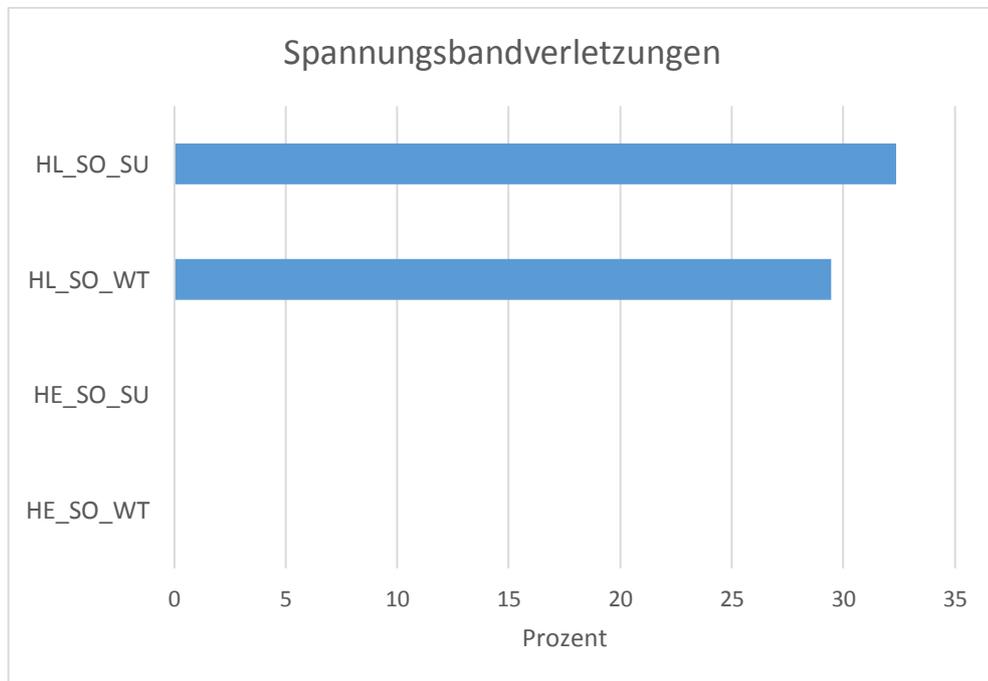


Abbildung 4-132: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer

#### 4. Lastprofilanalyse

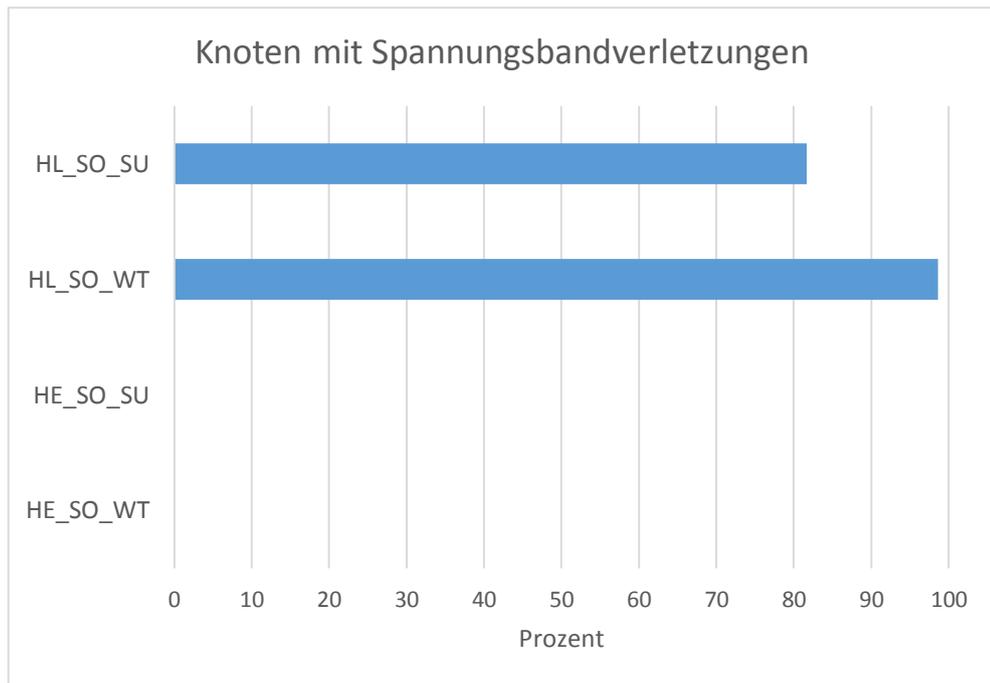


Abbildung 4-133: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer

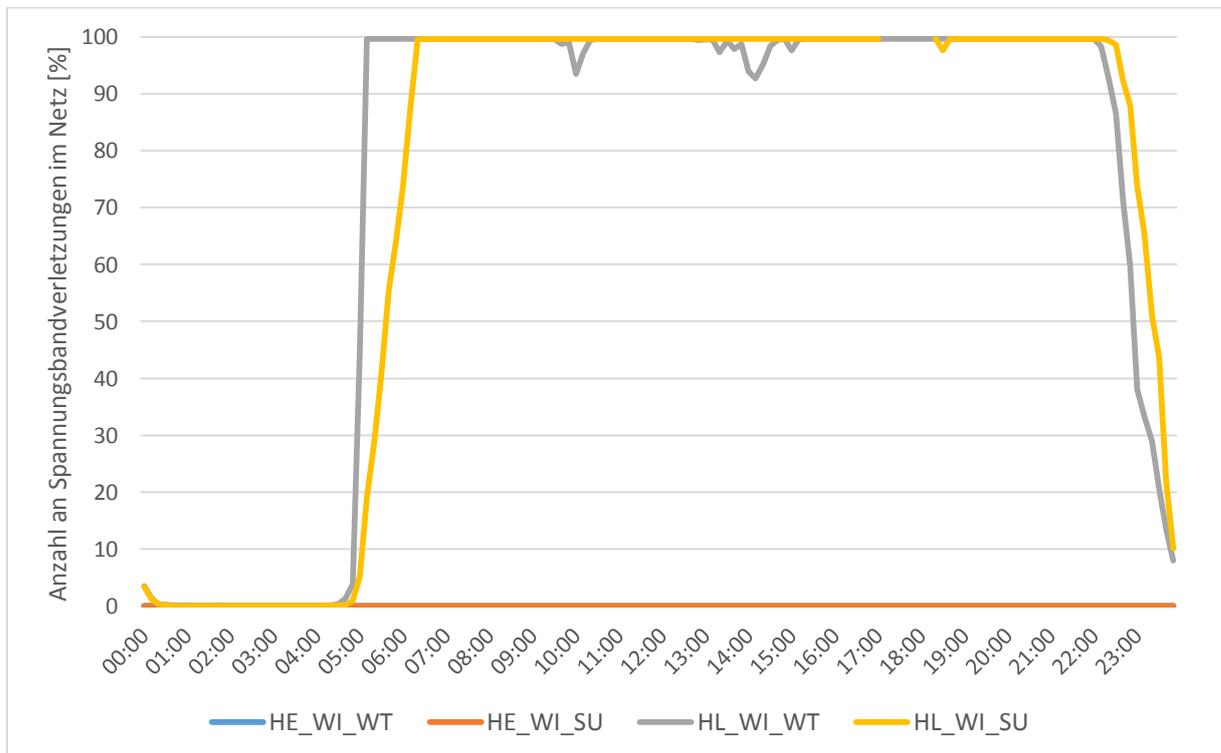


Abbildung 4-134: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

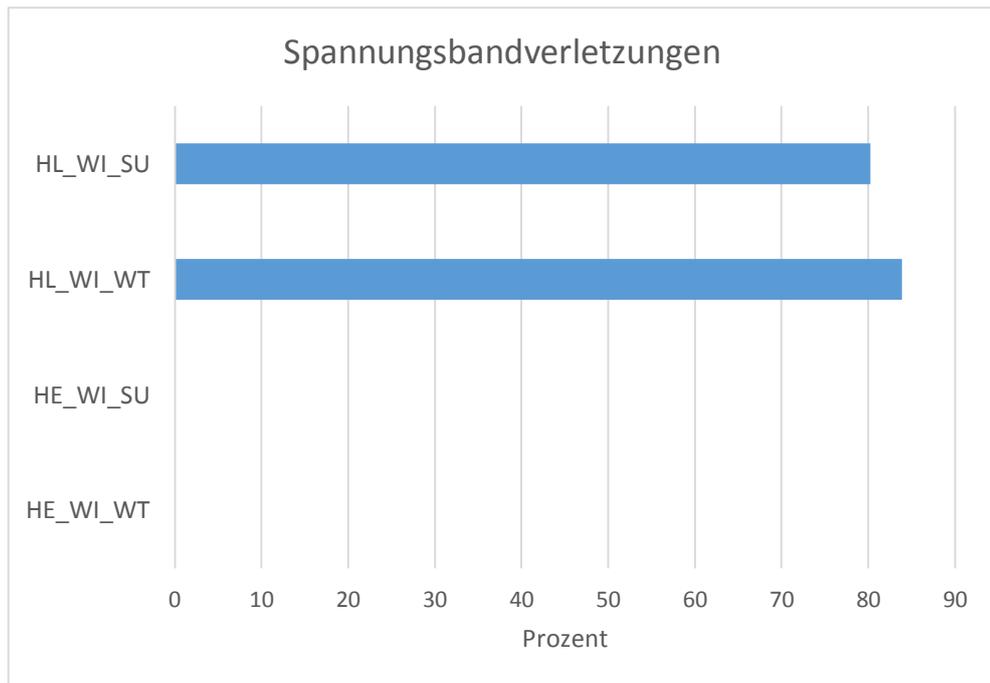


Abbildung 4-135: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Winter

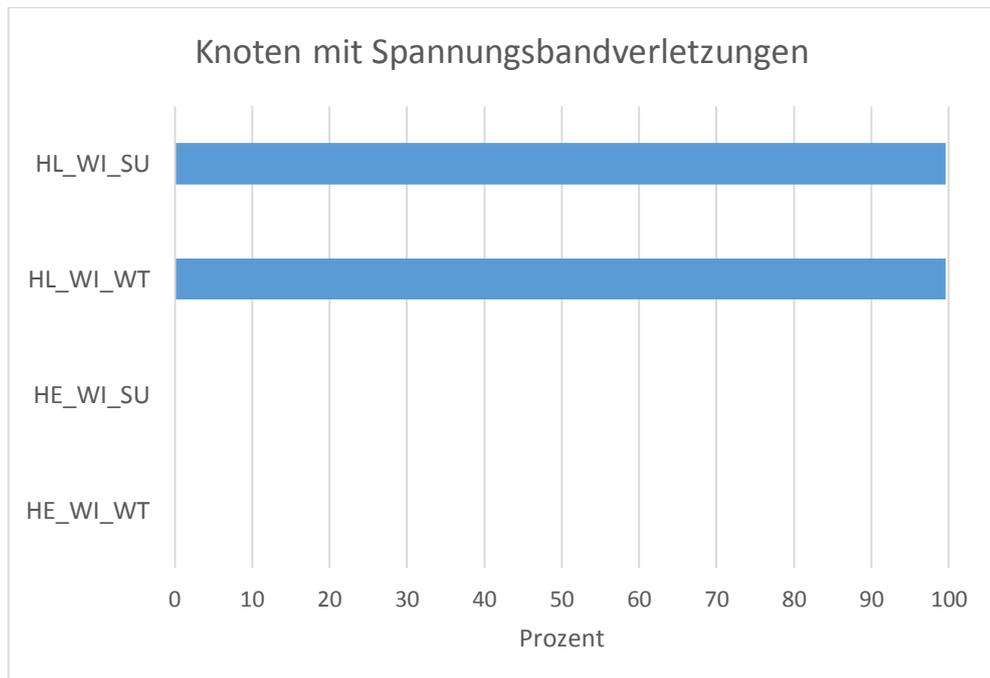


Abbildung 4-136: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Winter

### **4.4.7 Aktive Maßnahmen im ruralen Modellnetz**

Analog zum urbanen Netzgebiet, werden auch für das rurale Netzgebiet nur die beiden Hochlast-Szenarien im Winter mit den in Abschnitt 4.2 beschriebenen, aktiven Maßnahmen untersucht. Die Begründung lässt sich wiederum darin finden, dass die zuvor angestellten Analysen gezeigt haben, dass vor allem diese beiden Szenarien Probleme im Netz verursachen, und Aussagen über die Wirksamkeit der ergriffenen Maßnahmen damit auch auf die anderen Szenarien umgelegt werden können.

Die Grundlage für die anzustellenden Untersuchungen bildet wieder das umstrukturierte Netzgebiet (siehe Abbildung 4-8).

#### **Regelumspanner, regelbare Ortsnetztransformatoren**

Analysiert man die Überlastungssituationen der Betriebsmittel im Netz genauer, so kann man aus Abbildung 4-137 und Abbildung 4-138 erkennen, dass die vorgeschlagenen Maßnahmen deutliche Auswirkungen zeigen. Sowohl die Variante mit regelbaren Ortsnetztransformatoren in jeder Ortsnetzstation sowie die mit einem Regelumspanner im Umspannwerk senken die Verletzungen stark. Vor allem der Regelumspanner weist vielversprechende Ergebnisse auf. Zu beobachten ist jedoch auch, dass die Kombination aus beiden Methoden keinerlei Verbesserungen im Vergleich zum Regelumspanner bringt.

Diese Beobachtungen stimmen im Vergleich mit dem urbanen Netzgebiet jedoch nicht überein. Im urbanen Netz hatten der Einsatz von rONTs oder eines Regelumspanners kaum Auswirkungen auf die Überlastungen der Betriebsmittel, was auch nicht weiter verwunderlich war, da es sich bei diesen Maßnahmen um spannungsstabilisierende Ansätze handelt. Der Grund, warum es im ruralen Netz jedoch anders ist, könnte darin liegen, dass durch die langen Mittelspannungsabgänge die damit verbundenen Leitungslängen aufgrund der ruralen Charakteristik des Netzgebietes sehr groß sind. Dadurch kann es zu beträchtlichen Spannungsabfällen entlang der Kabel- und Leitungstrecken kommen. Um diese zu vermeiden, wird durch die rONTs bzw. durch den Regelumspanner eine höhere Spannung eingestellt. Da die Last und damit die Leistung allerdings gleich bleibt, sinkt im Zuge dessen unweigerlich der Strom und damit auch in unmittelbarer Folge die Anzahl an Überlastungen was durch die Formeln (4-1), (4-2), (4-3) und (4-4) nochmals verdeutlicht wird.

#### 4. Lastprofilanalyse

$$P = \sqrt{3} * U * I \quad (4-1)$$

$$P' = \sqrt{3} * U' * I' \quad (4-2)$$

$$U' = 1,1 * U, \quad P' = P, \quad I' = ? \quad (4-3)$$

$$I' = \frac{P'}{\sqrt{3} * U'} = \frac{P}{\sqrt{3} * 1,1 * U} = \frac{1}{1,1} * \frac{P}{\sqrt{3} * U} = \frac{1}{1,1} * I = 0,91 * I \quad (4-4)$$

Es ist also zu erkennen, dass zum Beispiel eine Spannungserhöhung um 10% bei konstanter Leistung zu einer Reduktion des Stromes um 9% sorgt.

Hier sei noch erwähnt, dass die Belastung teilweise so hoch wurde, dass der Lastfluss nicht mehr konvergieren konnte. Dies macht sich durch fehlende Werte im Diagramm (vgl. Abbildung 4-138) bemerkbar.

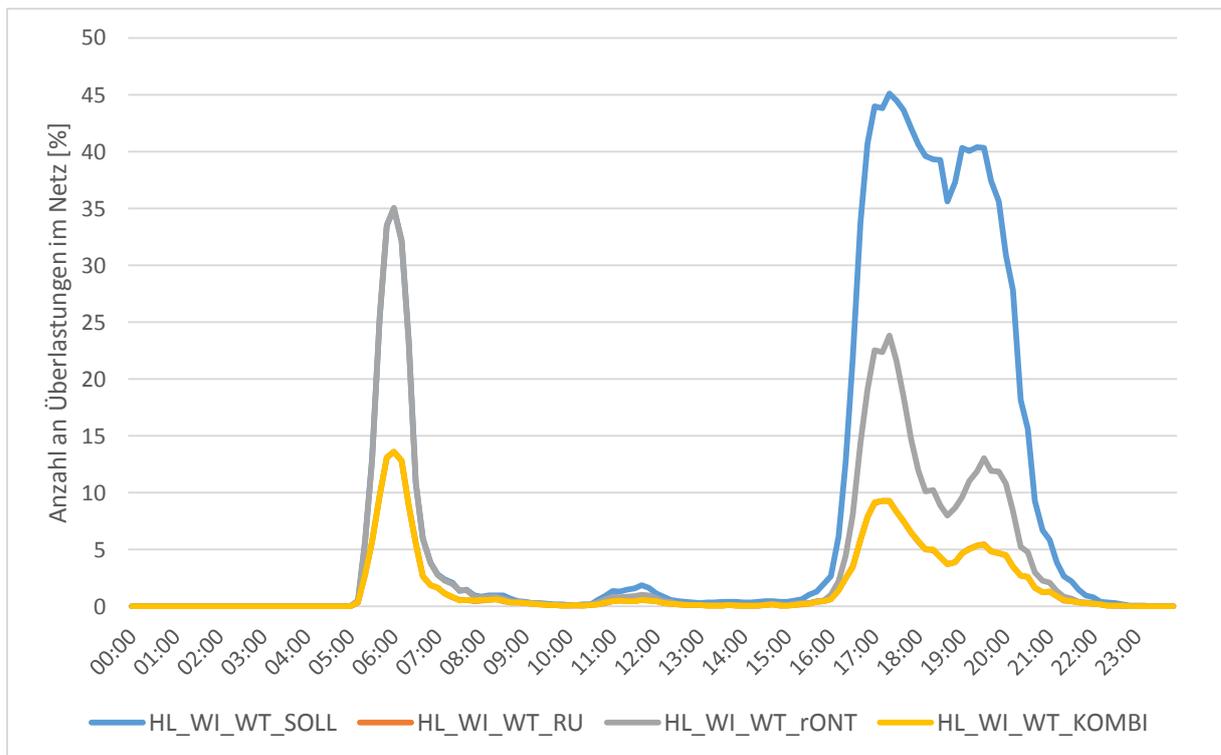


Abbildung 4-137: Anzahl an Überlastungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter, Werktag

## 4. Lastprofilanalyse

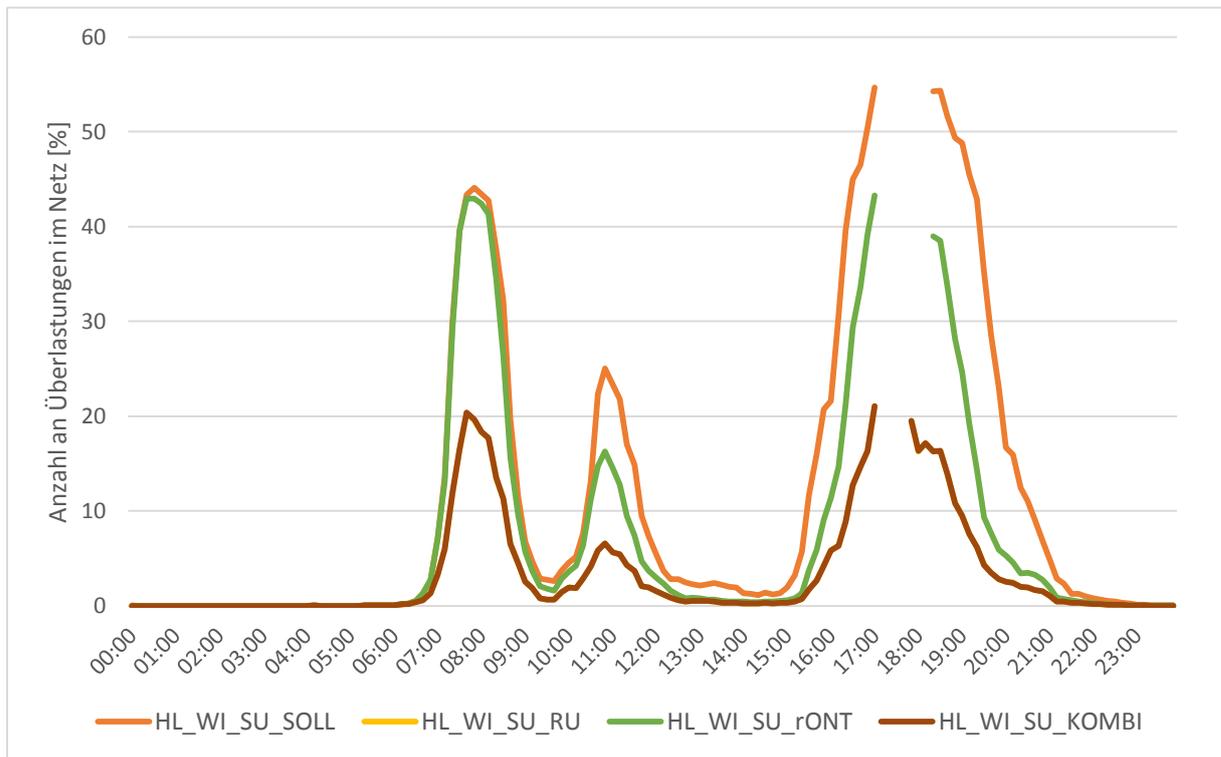


Abbildung 4-138: Anzahl an Überlastungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter, Sonntag

Die in Abbildung 4-139, Abbildung 4-140 und Abbildung 4-141 dargestellten Histogramme verdeutlichen die eben beschriebene Sachlage nochmals. Es ist also ersichtlich, dass sich hinsichtlich der Verletzungen des Grenzwertes und dem Anteil der betroffenen Betriebsmittel die Umrüstung auf einen Regelumspanner bzw. auf rONTs bei den Mittelspannungs-/Niederspannungstransformatoren bezahlt macht.

## 4. Lastprofilanalyse

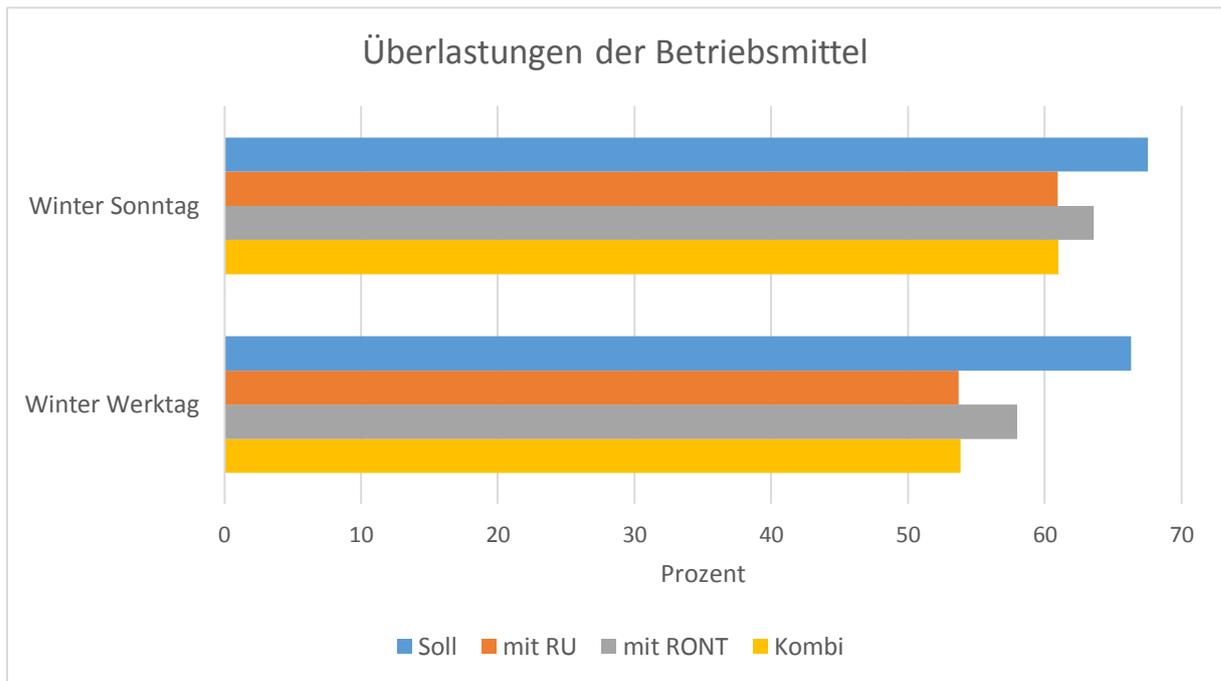


Abbildung 4-139: Überlastungen der Betriebsmittel im ruralen Modellnetz im SOLL Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter

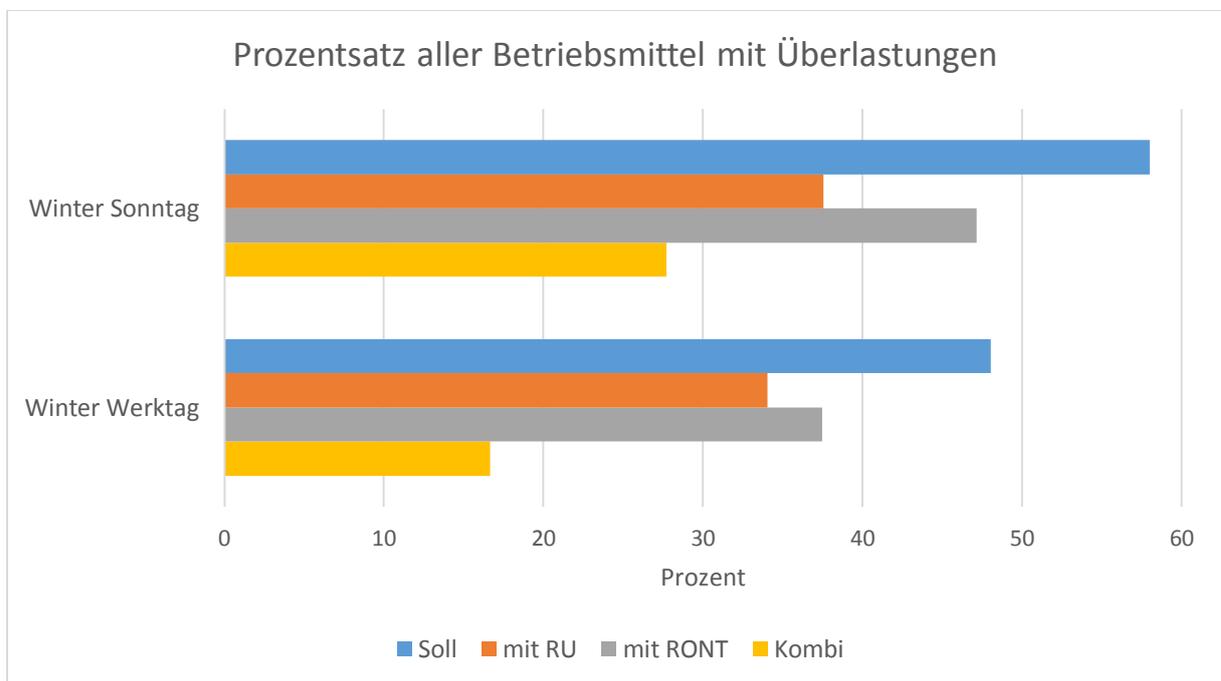


Abbildung 4-140: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

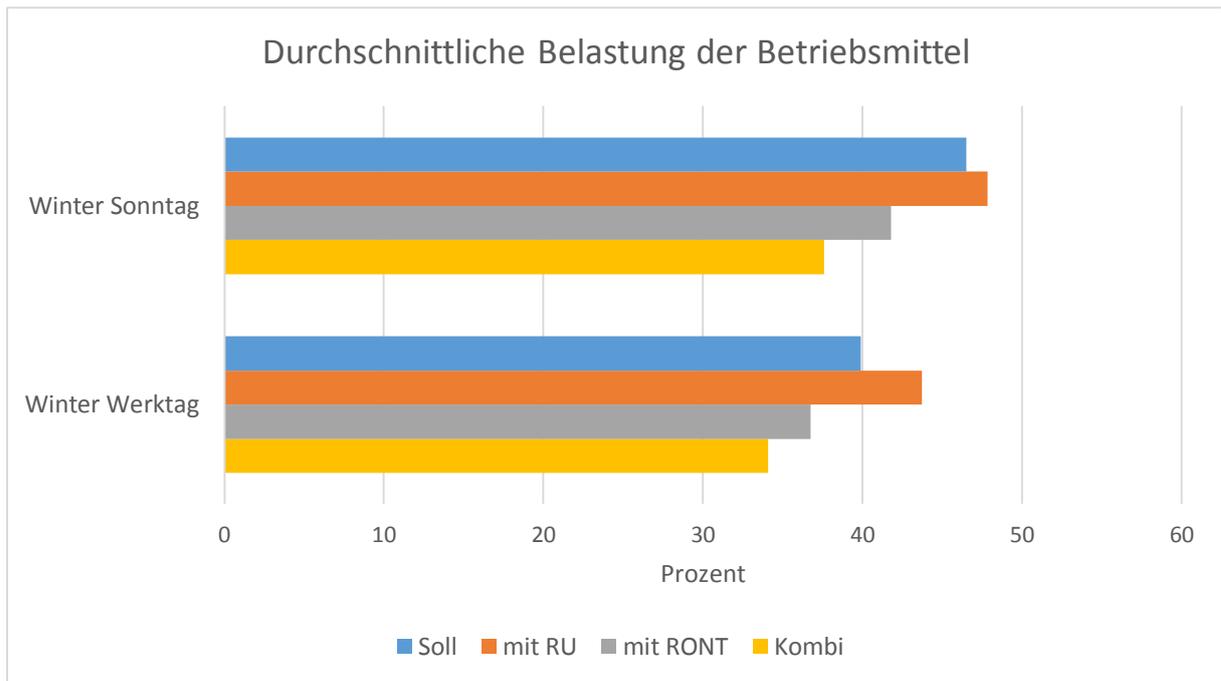


Abbildung 4-141: Durchschnittliche Belastung der Betriebsmittel in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit) im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter

Für die Betrachtung der Spannungsbandverletzungen zeigen Abbildung 4-142 und Abbildung 4-143 den Prozentsatz aller Knoten, welche von Spannungsbandverletzungen betroffen sind. Die Grenzen liegen hierbei bei  $\pm 10\%$  um die Nennspannung.

Hier sei noch erwähnt, dass die Belastung teilweise so hoch wurde, dass der Lastfluss nicht mehr konvergieren konnte. Dies macht sich durch fehlende Werte im Diagramm (vgl. Abbildung 4-142 und Abbildung 4-143) bemerkbar.

## 4. Lastprofilanalyse

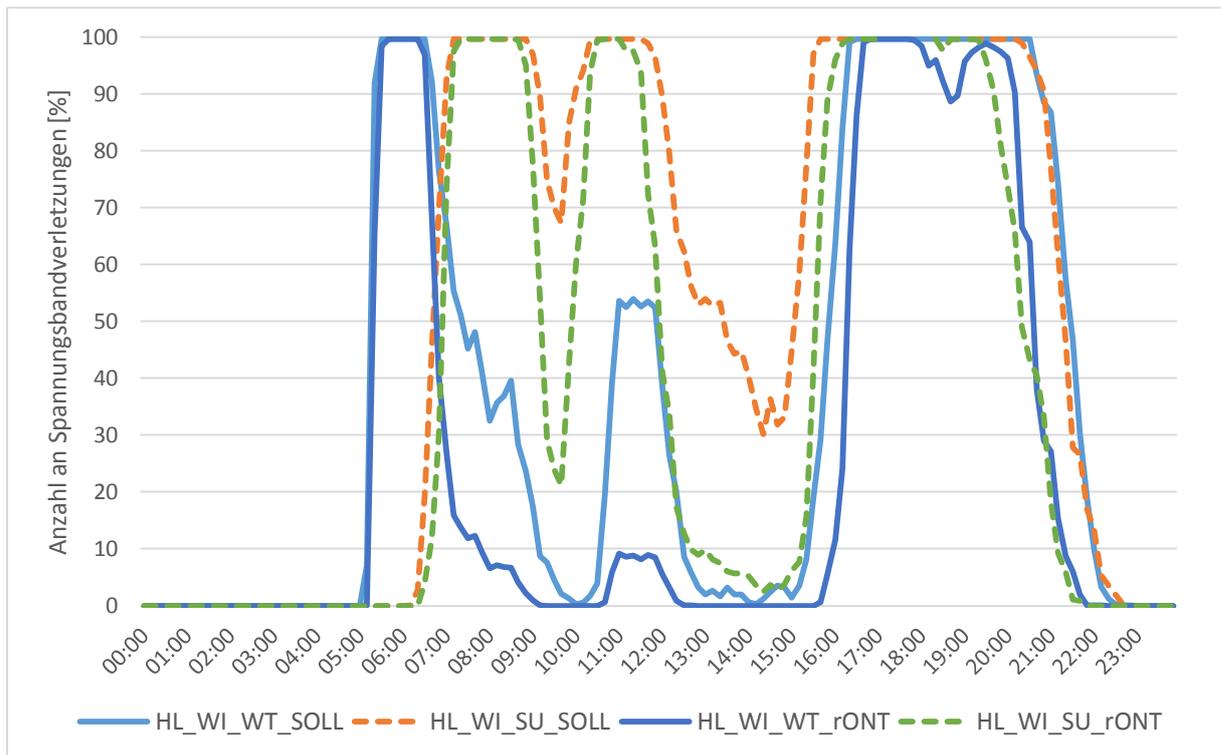


Abbildung 4-142: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, Vergleich SOLL-Netz mit dem zusätzlichen Einsatz von rONTs, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter, strichliert: Sonntag, durchgezogen: Werktag

Im ersten Anlauf, wurden zunächst nur die Auswirkungen von regelbaren Ortsnetztransformatoren im Vergleich zum umstrukturierten Zustand des Netzes untersucht. Dies ist in Abbildung 4-142 dargestellt. Daraus ist zu erkennen, dass diese Maßnahme deutliche Auswirkungen auf die Spannungsqualität hat, da eine Reduktion an Spannungsbandverletzungen beobachtet werden kann.

## 4. Lastprofilanalyse

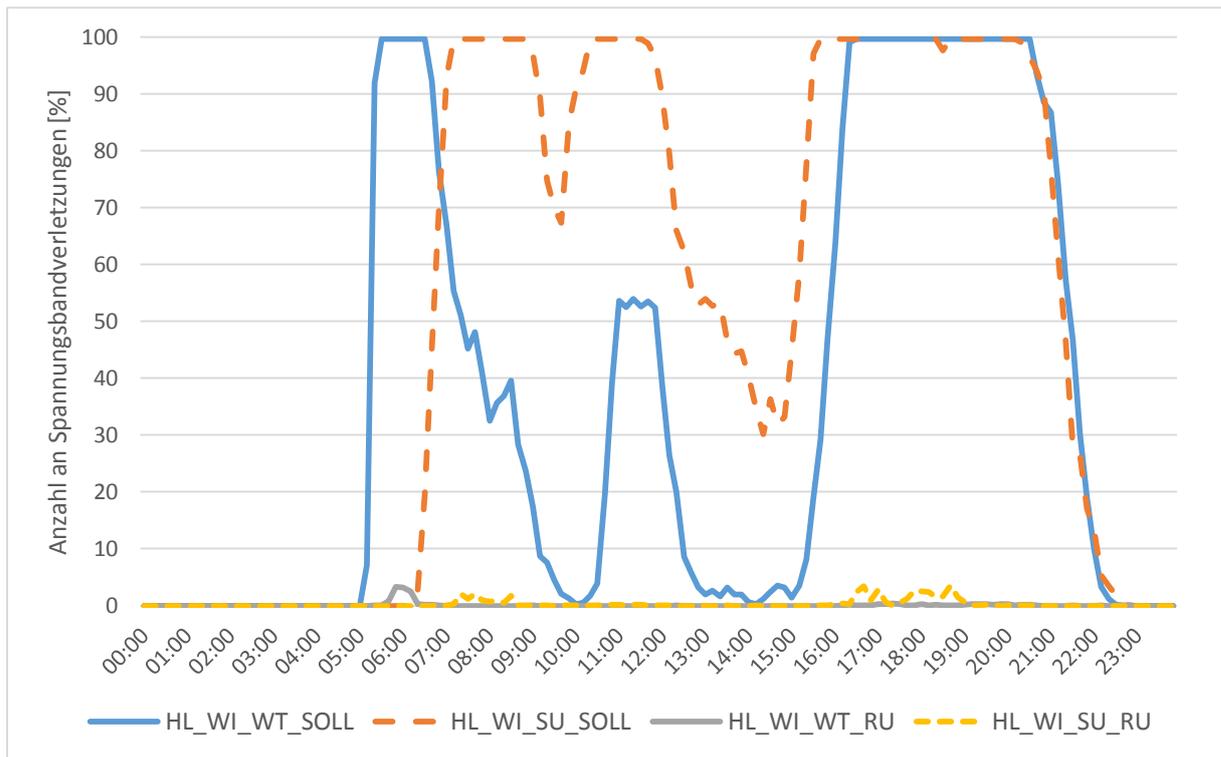


Abbildung 4-143: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, Vergleich SOLL-Netz mit dem zusätzlichen Einsatz eines RUs, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter, strichliert: Sonntag, durchgezogen: Werktag

Im nächsten Schritt, kommt ein Regelumspanner (siehe Abschnitt 4.2.2) im betreffenden Umspannwerk zum Einsatz. Der Vergleich dieser Maßnahme mit dem umstrukturierten Netz, bei dem keinerlei weitere aktive Maßnahmen umgesetzt wurden, zeigt, dass es zu einer erheblichen Senkung der Spannungsbandverletzungen kommt, die nahezu so weit geht, dass das  $\pm 10\%$ -Band kaum noch unter- bzw. überschritten wird. Somit kann auch gesagt werden, dass der Einsatz eines Regelumspanners im urbanen Netzgebiet sehr effizient und dem Einsatz von rONTs vorzuziehen ist.

Diese Aussagen werden ebenfalls durch die beiden Histogramme in Abbildung 4-144 und Abbildung 4-145 unterstützt. Diese zeigen die Ergebnisse, der in der Analyse vorgenommenen Netzverbesserungen nochmals recht übersichtlich im Vergleich. Dabei werden die Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit und der Prozentsatz der von Spannungsbandverletzungen betroffenen Knotenpunkte dargestellt.

#### 4. Lastprofilanalyse

Des Weiteren ist den Histogrammen auch zu entnehmen, dass die Kombination aus einem Regelumspanner und dem Einsatz von rONTs dazu führt, dass die Spannungsbandverletzungen im Netz praktisch nahezu unterbunden werden.

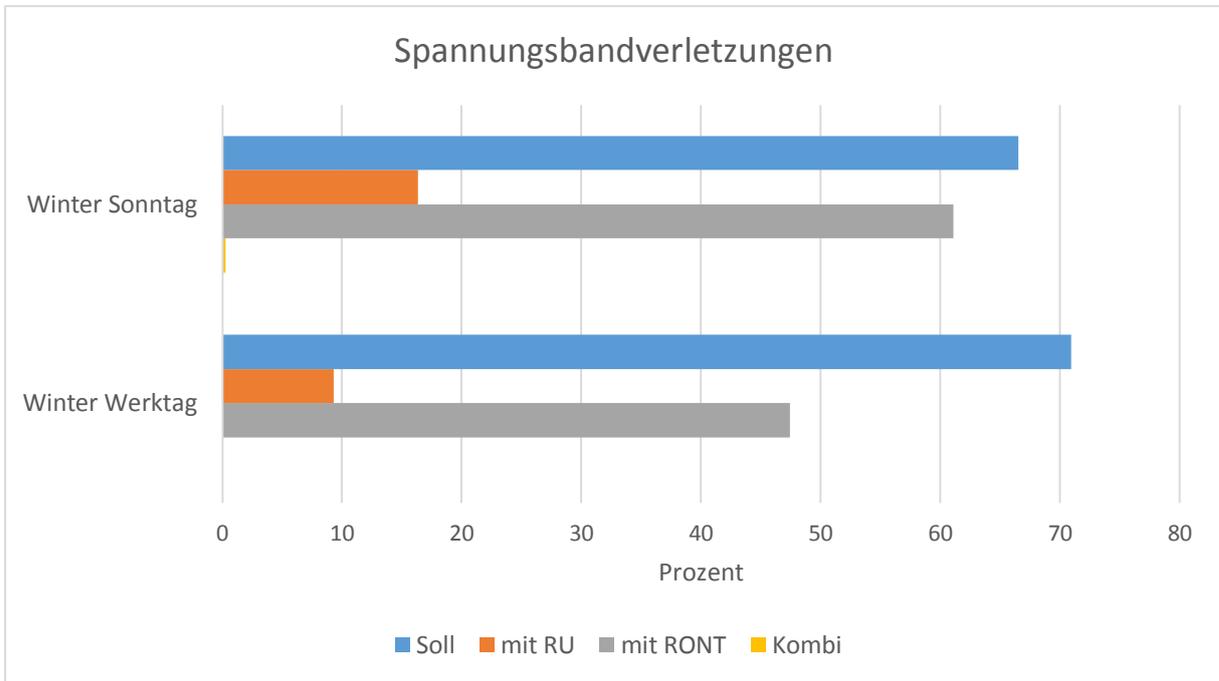


Abbildung 4-144: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich der Auswirkungen des Einsatzes von RUs und rONTs, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter

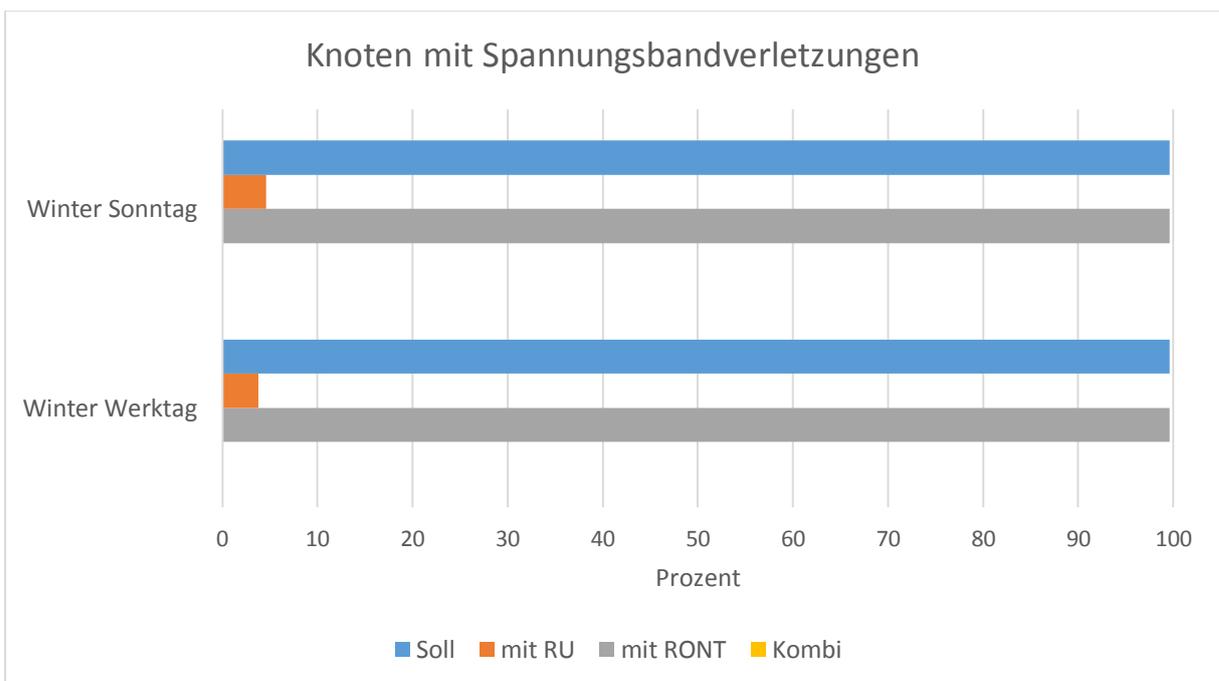


Abbildung 4-145: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Modellnetz im SOLL Zustand, Vergleich der Auswirkungen des Einsatzes von RUs und rONTs, Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter

#### 4. Lastprofilanalyse

Die Auswirkungen der untersuchten, aktiven Maßnahmen sind ebenfalls in den Netzspannungs-Abweichungen, welche in den Spannungsbalken-Diagrammen in Abbildung 4-146, Abbildung 4-147 und Abbildung 4-148 gezeigt sind, zu sehen. Vergleicht man diese mit Abbildung 4-128, in welcher die Netzspannungs-Abweichung für das umstrukturierte, rurale Modellnetz ohne weitere aktive Maßnahmen dargestellt ist, so ist gut zu erkennen, dass die niedrigste Spannung, durch die Spannungsanhebungen der rONTs, des Regelumspanners oder der Kombination aus beiden deutlich höher liegt, als das ohne diese der Fall wäre (vgl. Abbildung 4-128).

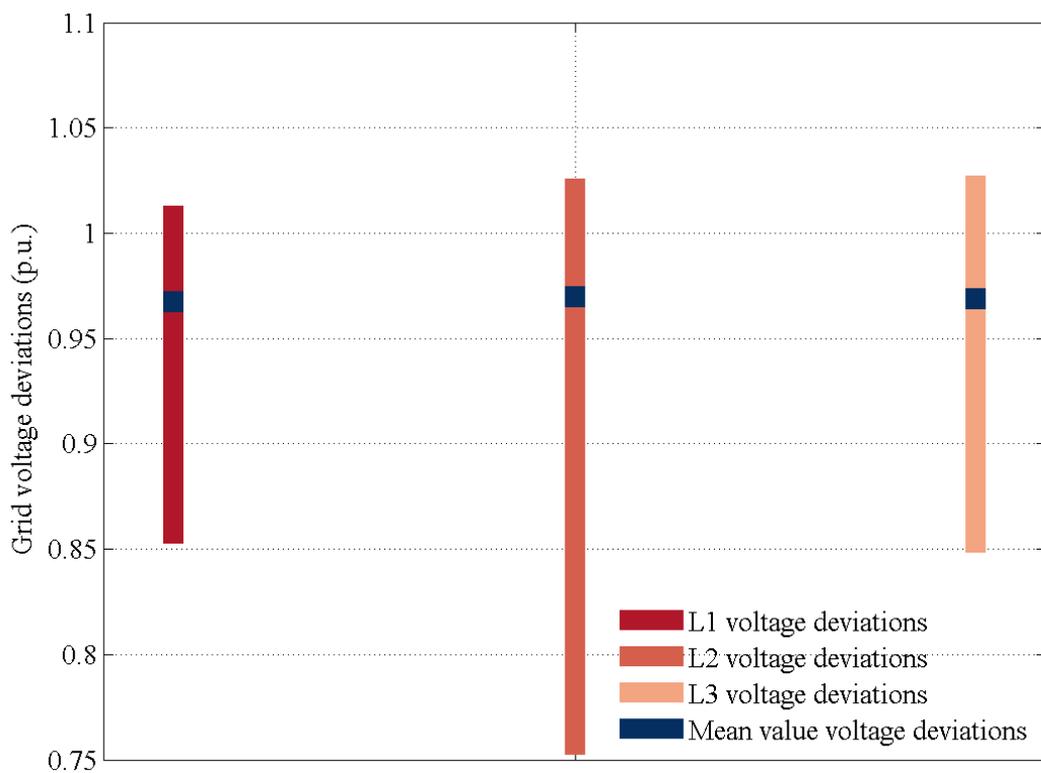


Abbildung 4-146: Verteilung der Spannungswerte im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand mit RU, nur Szenario 3, Winter

#### 4. Lastprofilanalyse

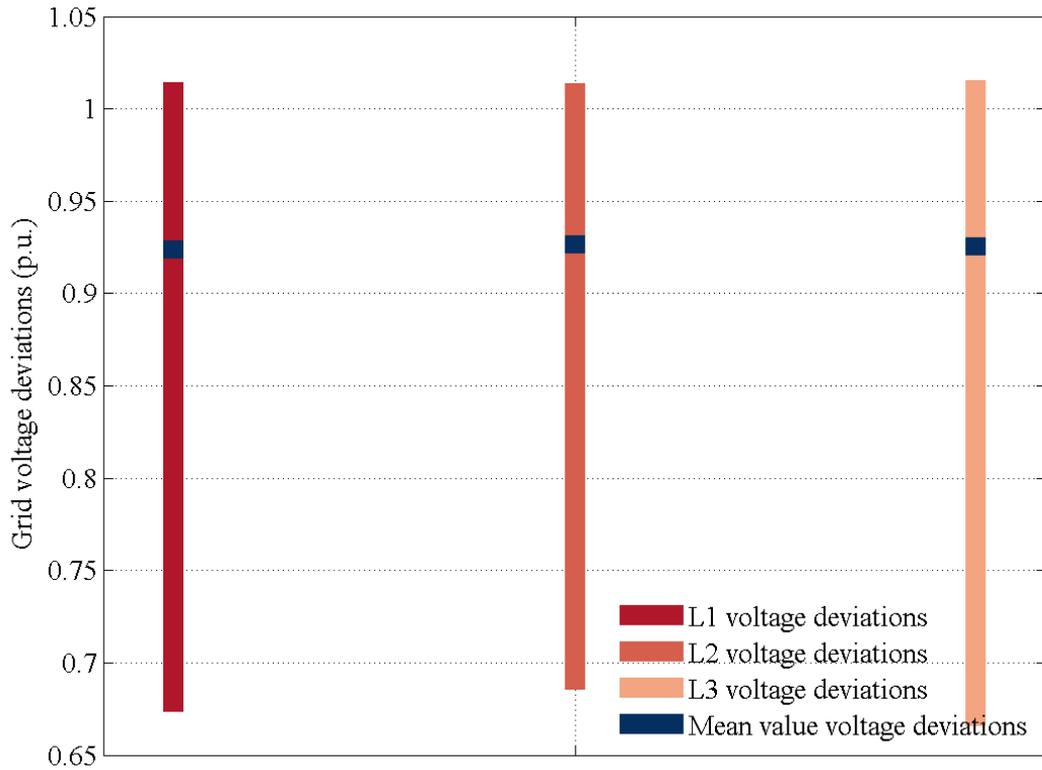


Abbildung 4-147: Verteilung der Spannungswerte im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand mit rONTs, Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter

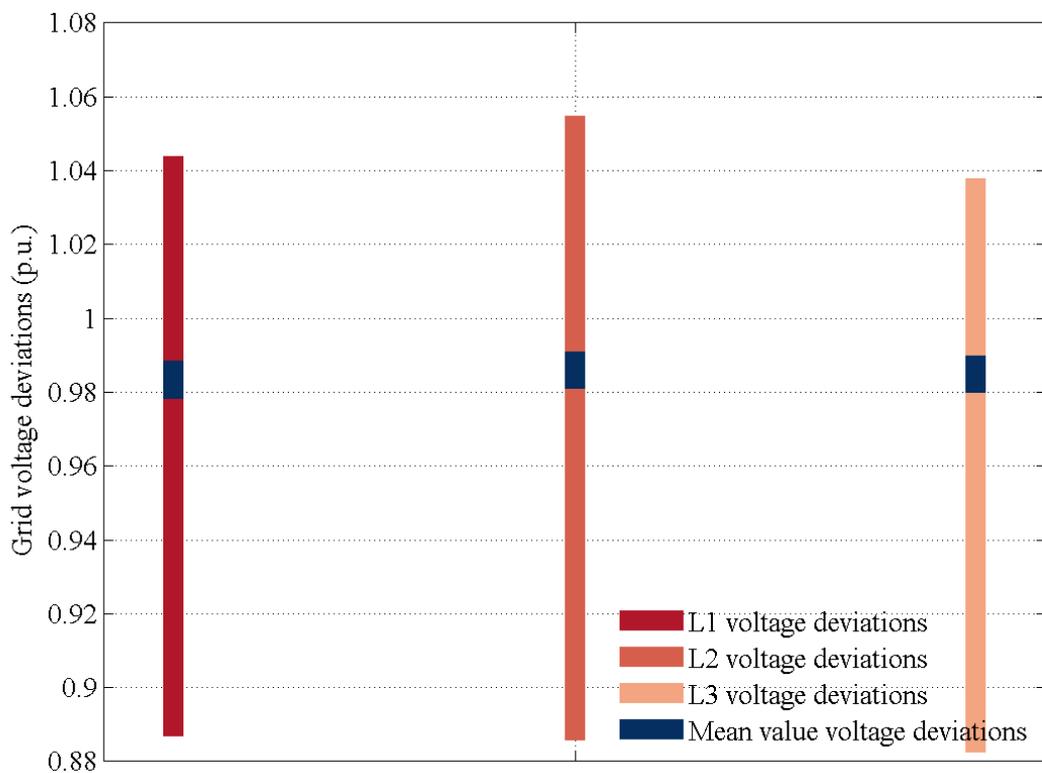


Abbildung 4-148: Verteilung der Spannungswerte im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand mit RU und rONTs, nur Szenario 3, Winter

### Aktive Ladesteuerung

Die Auswirkungen der aktiven Ladesteuerung auf das umstrukturierte, rurale Netz werden im Folgenden analysiert. Dabei ergibt sich, dass die Überbelastungen und auch die durchschnittliche Belastung der Betriebsmittel gesenkt werden. Die Verletzungen des vorgegebenen Grenzwertes sind im Vergleich zum Ausgangszustand ohne diese Maßnahme in Abbildung 4-149 gezeigt. Daraus ist der positive Effekt der Ladesteuerung deutlich zu erkennen. Wie schon erwähnt, nimmt auch die durchschnittliche Belastung der Leitungen und Transformatoren ab. Dies ist Abbildung 4-150 zu entnehmen, wobei wiederum der Vergleich zum Ausgangszustand angestellt wird.

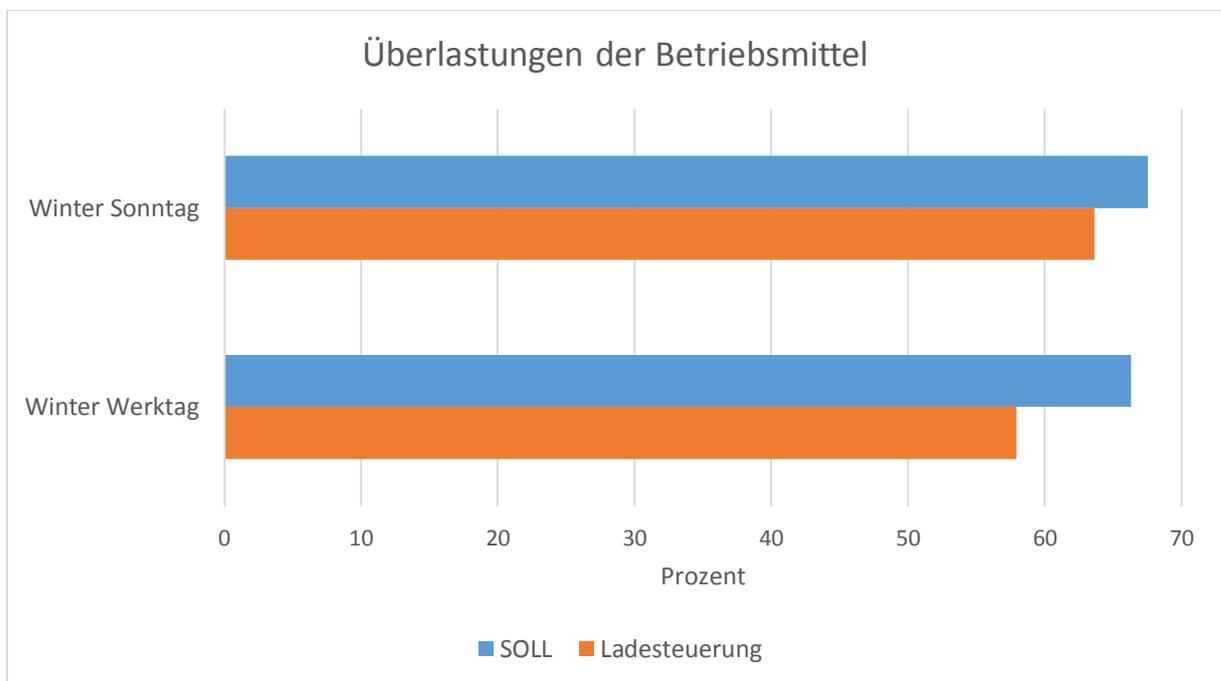


Abbildung 4-149: Überlastungen der Betriebsmittel im ruralen Modellnetz im SOLL Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, Szenario 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

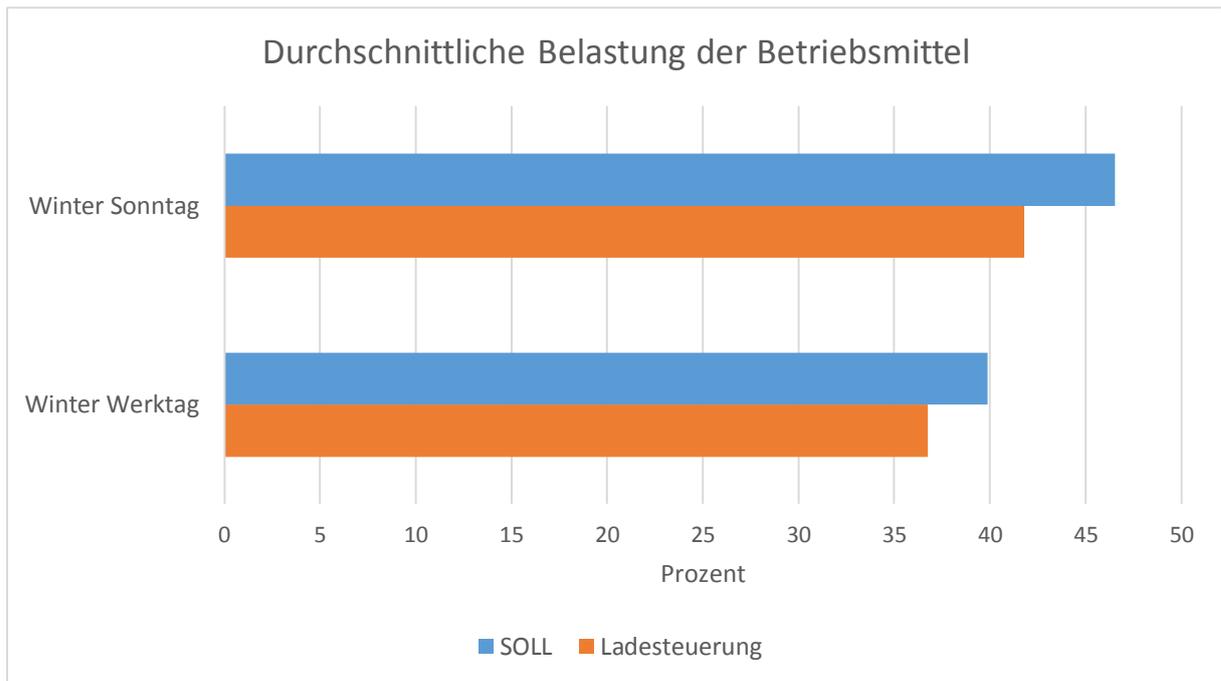


Abbildung 4-150: Durchschnittliche Belastung der Betriebsmittel in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit) im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, Szenario 3, Winter

Die zuvor schon erwähnte Reduktion der Überlastsituation im beobachteten Netzgebiet kann auch dem Zeitverlauf der Überlastungen entnommen werden. Hier ist zu sehen, dass sowohl mittags als auch abends die Verletzungen durch die aktive Ladesteuerung deutlich abnehmen, im Gegensatz zum urbanen Modellnetz, wo die Ladesteuerung abends kaum Auswirkungen auf die Überlastungssituationen hatte. Dies lässt sich damit begründen, dass im ruralen Netzgebiet bei der Zuordnung der Niederspannungsnetze zu den einzelnen Ortsnetzstationen anders vorgegangen wurde als im urbanen Netz, wodurch jeder Station ein passendes NS-Netz unterlagert wurde (vgl. Abschnitt 3.4.3). Dieser Umstand führt nun dazu, dass diese tendenziell durch deren Last nicht sofort komplett überlastet sind, und somit noch Spielraum für die Ladesteuerung bleibt und diese ihre Wirkung besser entfalten kann.

Hier sei noch erwähnt, dass die Belastung teilweise so hoch wurde, dass der Lastfluss nicht mehr konvergieren konnte. Dies macht sich durch fehlende Werte im Diagramm (vgl. Abbildung 4-151) bemerkbar.

## 4. Lastprofilanalyse

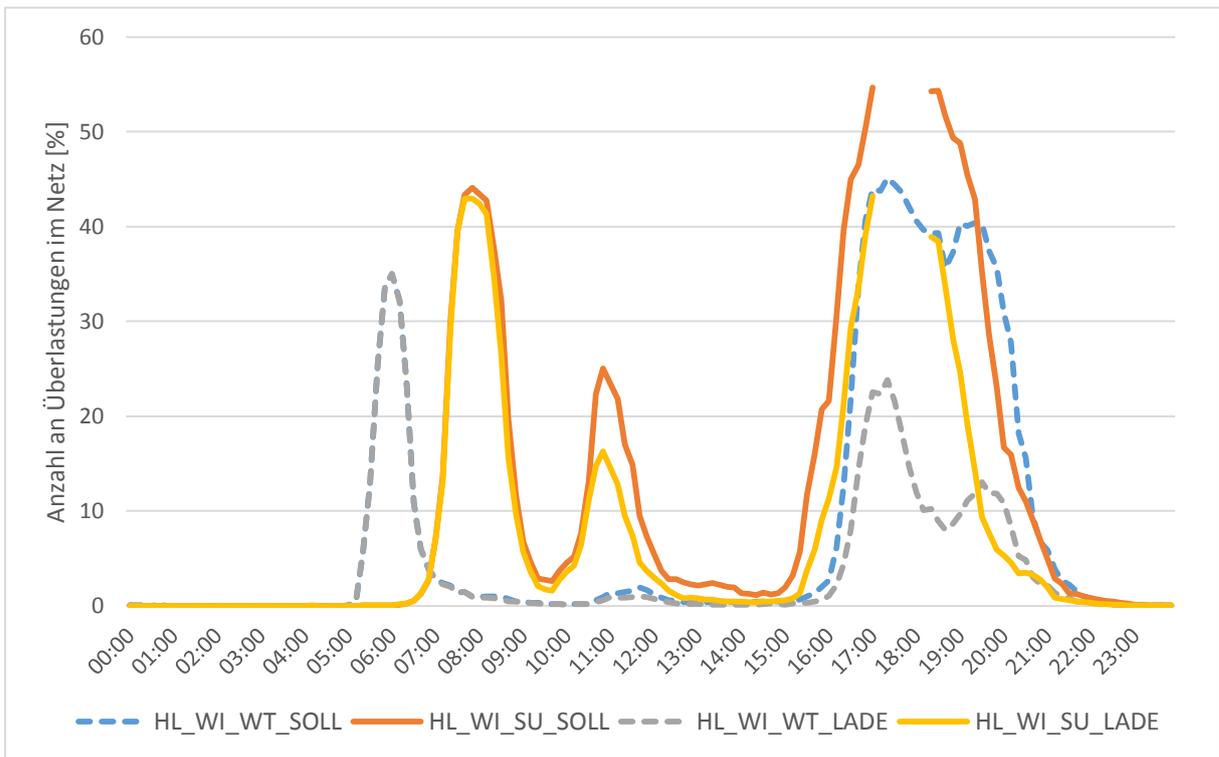


Abbildung 4-151: Anzahl an Überlastungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, Szenario 3, Winter; strichliert: Werktag, durchgezogen: Sonntag

Die positiven Auswirkungen der aktiven Ladesteuerung auf die Transformatoren im Netz können noch greifbarer gemacht werden, indem speziell all jene Transformatoren genauer beobachtet werden, welche im umstrukturierten Netz, indem ansonsten keine weiteren Maßnahmen umgesetzt sind, überlastet sind. Dazu werden nur diese bei der Untersuchung des Netzes mit aktiver Ladesteuerung im Offline-Analyse-Tool ausgewählt. In Abbildung 4-152, Abbildung 4-153 und Abbildung 4-154 sind die Ergebnisse im Vergleich zum Soll-Zustand des Netzes dargestellt. Aus diesen kann gefolgert werden, dass die aktive Ladesteuerung sich im ruralen Netz durchwegs positiv auf die Transformatoren auswirkt, da es zu einer deutlichen Reduktion der Überlastungen und der durchschnittlichen Belastung kommt.

## 4. Lastprofilanalyse

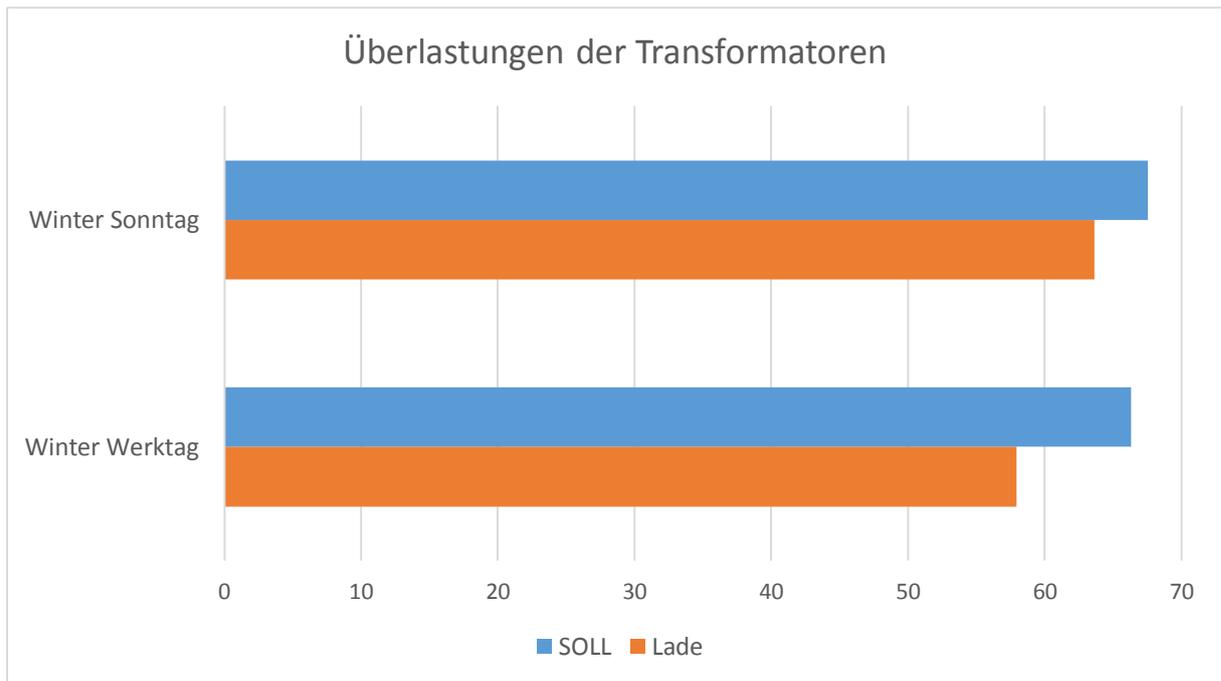


Abbildung 4-152: Überlastungen der Transformatoren im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent der Zeit, wobei nur jene Transformatoren unter Beobachtungen sind, die schon im ursprünglichen Soll Netz ohne aktive Maßnahmen überlastet waren, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, nur Szenario 3, Winter

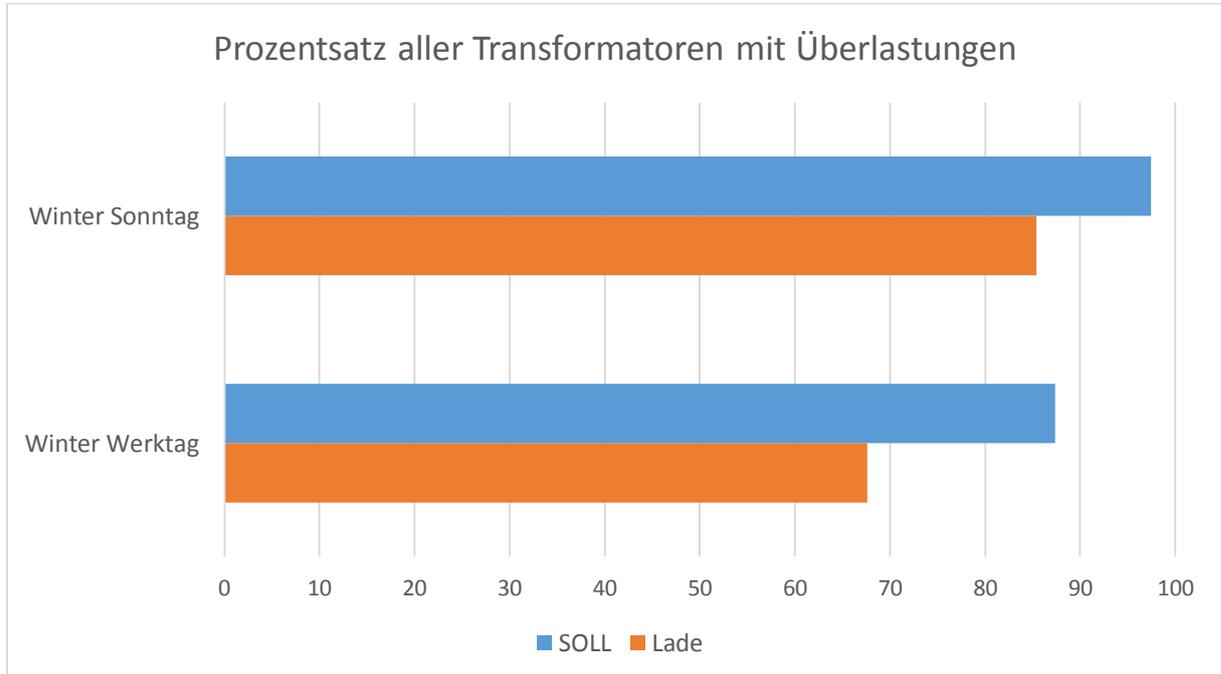


Abbildung 4-153: Prozentsatz aller Transformatoren mit Überbelastung bei 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, wobei nur jene Transformatoren unter Beobachtungen sind, die schon im ursprünglichen Soll Netz ohne aktiv Maßnahmen überlastet waren, nur Szenario 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

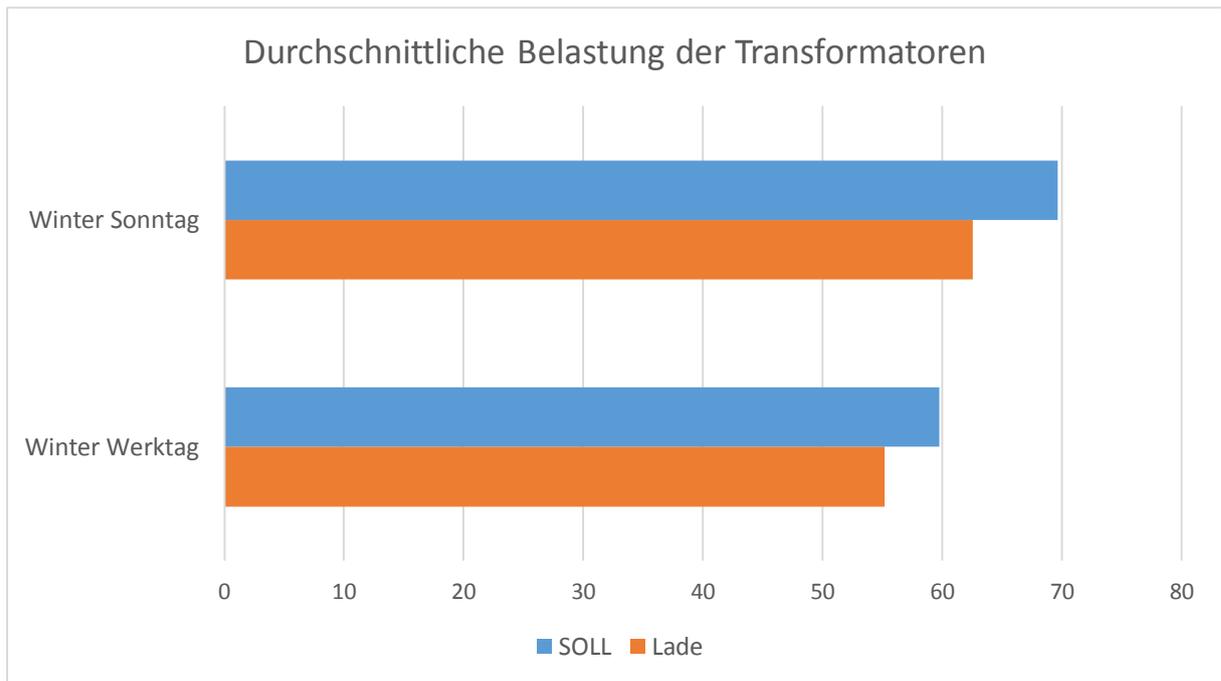


Abbildung 4-154: Durchschnittliche Belastung der Transformatoren in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (100% der maximalen Belastbarkeit) im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, wobei nur jene Transformatoren unter Beobachtungen sind, die schon im ursprünglichen Soll Zustand, nur Szenario 3, Winter

Wie es auch schon im urbanen Netzgebiet der Fall war, hat auch hier die aktive Ladesteuerung auf die Spannungsqualität kaum Auswirkungen, was auch zu erwarten war, da diese Maßnahme nicht direkt auf die Spannungen einwirkt. Diese kann auch Abbildung 4-155 und Abbildung 4-156 entnommen werden, in denen die Spannungsbandverletzungen im beobachteten Zeitraum, sowie der Prozentsatz der Knotenpunkte mit Spannungsbandverletzungen dargestellt sind.

## 4. Lastprofilanalyse

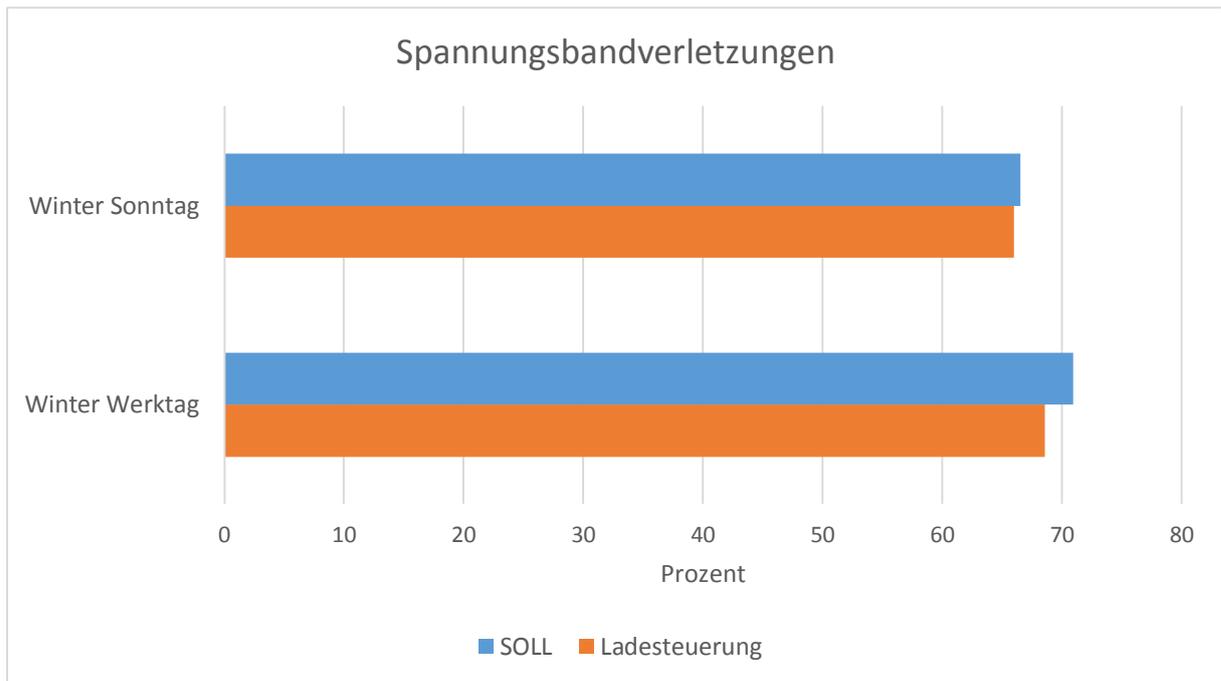


Abbildung 4-155: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter

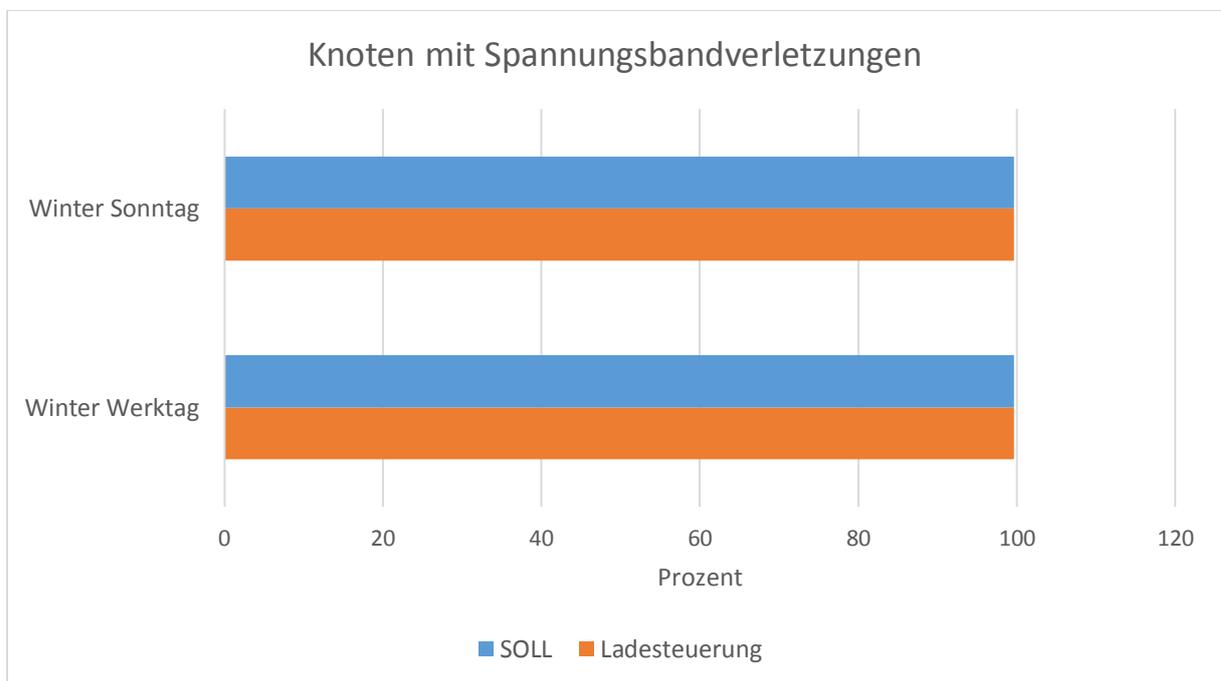


Abbildung 4-156: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter

## 4. Lastprofilanalyse

Dem zeitlichen Verlauf der Spannungsbandverletzungen (Abbildung 4-157) kann ebenfalls entnommen werden, dass die aktive Ladesteuerung nur geringfügig Auswirkungen auf die Spannung im Netz hat. Die größten Reduktionen treten dabei in den Mittagsstunden auf.

Hier sei noch erwähnt, dass die Belastung teilweise so hoch wurde, dass der Lastfluss nicht mehr konvergieren konnte. Dies macht sich durch fehlende Werte im Diagramm (vgl. Abbildung 4-157) bemerkbar.

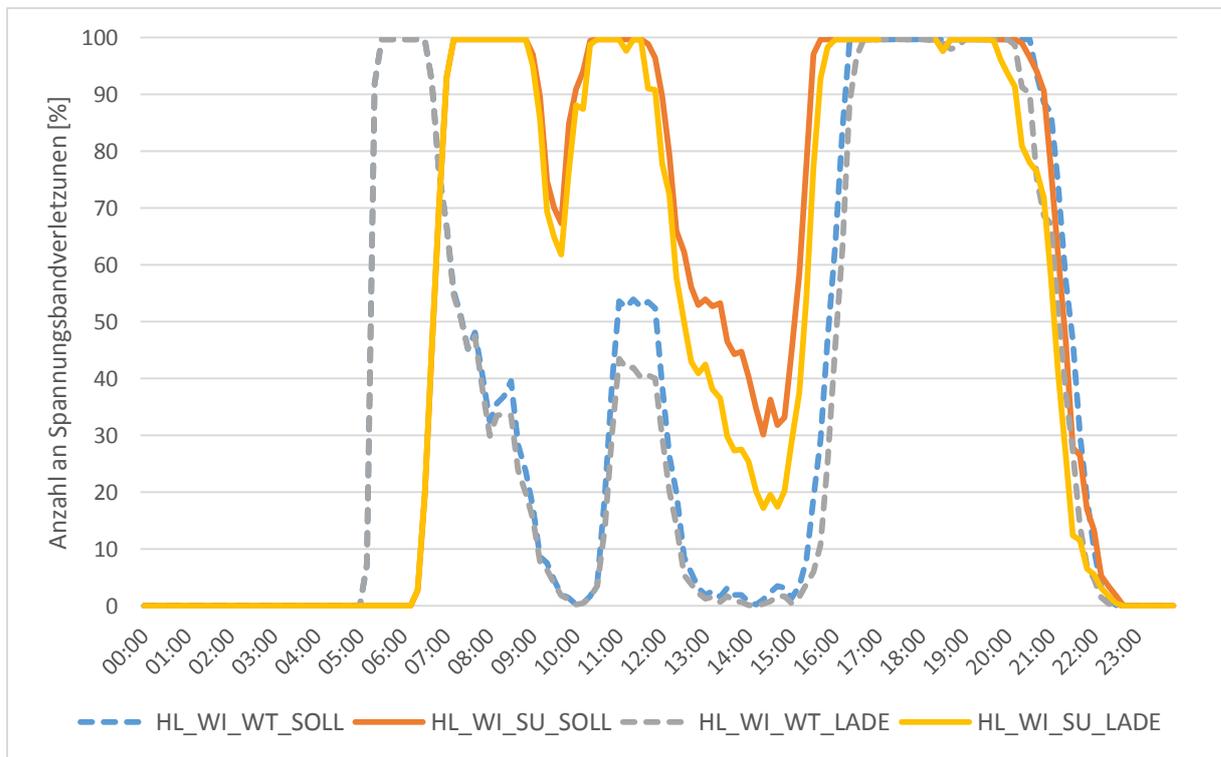


Abbildung 4-157: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, vorgegebenes Spannungsband:  $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter, strichliert: Werktag, durchgezogen: Sonntag

# 5. Zuverlässigkeitsanalyse

In diesem Kapitel wird zunächst allgemeines Hintergrundwissen zur Zuverlässigkeitsanalysen zusammengefasst, wie zum Beispiel die wichtigsten Zuverlässigkeitsindikatoren von Stromnetzen. Anschließend wird die im Rahmen dieser Diplomarbeit durchgeführten Vorgehensweise zur Zuverlässigkeitsanalyse vorgestellt und abschließend die Ergebnisse dieser präsentiert.

## 5.1 Allgemeines

Ein besonders wichtiger Punkt in der elektrischen Energieversorgung ist die Versorgungszuverlässigkeit. Diese beschreibt das ordnungsgemäße, also störungsfreie Funktionieren einzelner Netzelemente bzw. der Netze insgesamt. In der heutigen, modernen Gesellschaft, gilt eine gesicherte Energieversorgung für fast alle Prozesse als Grundvoraussetzung. Dies kommt auch dadurch zum Ausdruck, dass im Energiewirtschaftsgesetz eine möglichst sichere, preisgünstige und umweltverträgliche Versorgung gefordert wird, wobei in dieser Hinsicht sicher, so viel wie zuverlässig bedeutet.

In der Vergangenheit wurde im Rahmen der Netzplanung zumeist auf heuristische Planungskriterien gesetzt, wie zum Beispiel das (n-1)-Kriterium. Dabei wurde die Zuverlässigkeit oft jedoch nur indirekt und als nicht quantifizierbare Beschränkung einbezogen.

Es hat sich gezeigt, dass diese Praxis in monopolistisch geprägten Versorgungsstrukturen durchaus ihre Berechtigung hat, jedoch nicht alle Anforderungen, welche sich durch die Deregulierung des Energiemarktes ergeben haben, erfüllen kann. Durch den steigenden Effizienz- und Kostendruck wird die Versorgungszuverlässigkeit immer mehr als Qualitätsmerkmal begriffen, wodurch auch ihre Relevanz in der Netzplanung stetig steigt.

Um quantitative Informationen zur Zuverlässigkeit von gesamten Netzen sowie einzelner Kunden zu erhalten, wird immer mehr auf Software-Programme zurückgegriffen. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass die Analysen von stochastischen

## 5. Zuverlässigkeitsanalyse

Betriebsmittelausfällen, die der Zuverlässigkeitsberechnung zugrunde liegen, im Unterschied zu anderen Berechnungen wie es etwa bei Lastflussrechnungen der Fall ist, dazu führen, dass die Ergebnisse nicht mit kurzfristigen Messungen auf ihre Qualität geprüft werden können. Dadurch, dass im Normalbetrieb von elektrischen Energiesystemen sehr wenige Komponentenausfälle auftreten, treten auch in groß gewählten Betrachtungszeiträumen meist zu wenige Ausfälle pro Komponente auf. Zudem ist es schwierig, geeignete Größen des Betrachtungszeitraumes festzulegen, da es in den Datensätzen ansonsten zu Inhomogenitäten kommen kann, wodurch es an Beschränkungen bedarf. Dies führte nun dazu, dass gleichartige Komponenten, wie zum Beispiel Leitungen, Kabel und Transformatoren zu Kollektiven zusammengefasst werden. Die Mittelwertbildung wird dann über die gesamte Störungsanzahl des Kollektivs durchgeführt [17], [34].

Die Resultate einer Zuverlässigkeitsberechnung dienen dann dazu, einen Einblick in die Versorgungszuverlässigkeit eines gegebenen Systems zu erhalten. Weiters ermöglichen die Ergebnisse auch die Analyse von Schwachstellen im Netz sowie die Gegenüberstellung von Planungsvarianten und weiterer vergleichbarer Aufgabenstellungen.

Die Zuverlässigkeitsanalyse gewinnt seit der Liberalisierung des Energiemarktes als Planungshilfe immer mehr an Bedeutung. Abbildung 5-1 zeigt dabei den prinzipiellen Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse.

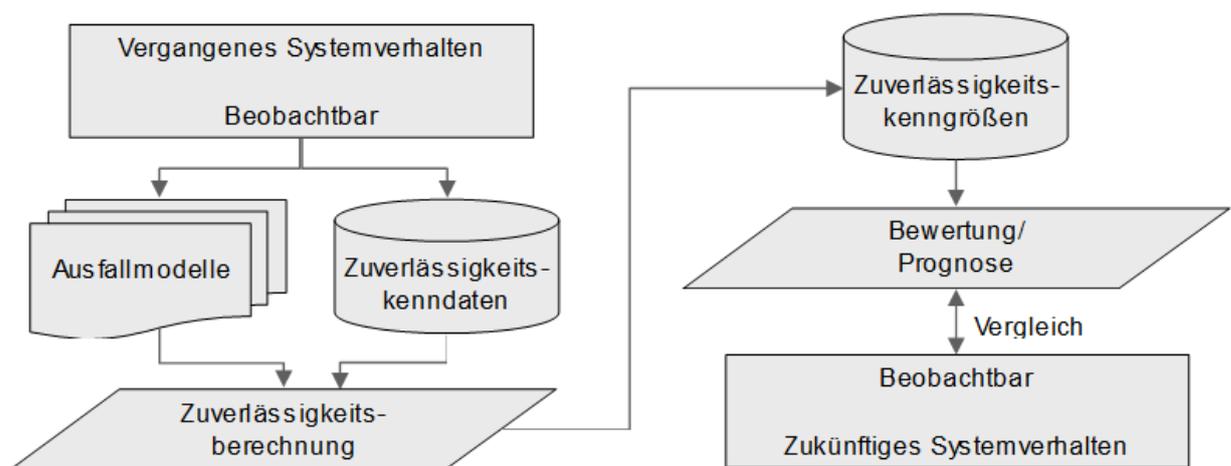


Abbildung 5-1: Prinzipieller Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse nach [34]

Als Basis für die Daten dient hier das in der Vergangenheit empirisch ermittelte Systemverhalten. Aus diesen Beobachtungen und Analysen können die Zuverlässigkeitskenndaten der Betriebsmittel extrahiert werden, welche anschließend

als die Inputparameter der Zuverlässigkeitsberechnung herangezogen werden. Ebenfalls wichtig sind sogenannte Ausfallmodelle, welche ebenfalls empirisch aus der betrieblichen Erfahrungen der Vergangenheit erarbeitet werden. Diese ermöglichen eine Klassifizierung des vielfältigen Störungsgeschehens, wodurch auch eine mathematische Beschreibung möglich wird.

Auf Basis dieser Daten (Netzdaten und der Zuverlässigkeitskenndaten der einzelnen Komponenten) werden anschließend im Rahmen der eigentlichen Zuverlässigkeitsberechnung, die Zuverlässigkeitskenngößen jedes einzelnen Knotens im Netz sowie für das gesamte System berechnet.

Hierbei muss darauf geachtet werden, dass die ermittelten Kenngrößen nur Erwartungswerte repräsentieren, welche für einen sehr langen Zeitraum ermittelt wurden. Es ist also darauf zu achten, dass aus den Beobachtungen, die über mehrere Jahre angestellt wurden, nicht zwangsläufig auf die Güte der Zuverlässigkeitsberechnung geschlossen werden kann.

Laut [18] wird der Begriff der Zuverlässigkeit nach [44] als die „Fähigkeit einer Betrachtungseinheit, innerhalb der vorgegebenen Grenzen denjenigen durch den Verwendungszweck bedingten Anforderungen zu genügen, die an das Verhalten ihrer Eigenschaften während einer gegebenen Zeitdauer gestellt sind“ definiert. Als „Betrachtungseinheiten“ werden dabei *Systeme* wie zum Beispiel Erzeugungssysteme und Netz und *Komponenten* wie zum Beispiel Leitungen, Sammelschienen und Transformatoren angesehen. Nach [45] ist die Versorgungszuverlässigkeit ein Teilaspekt der Qualität der Versorgung mit elektrischer Energie. Des Weiteren werden Aspekte, wie zum Beispiel Frequenz- und Spannungshaltung, üblicherweise unter den Begriff Spannungsqualität zusammengefasst.

Bemerkenswert an dieser Definition ist ebenfalls, dass die Zuverlässigkeit nicht nur die eigentliche Frage der Funktionsfähigkeit einer Einheit umfasst, sondern durch die Berücksichtigung der Möglichkeiten zur Instandhaltung (Instandhaltbarkeit) und dem Vermögen einer verantwortlichen Organisation, diese Instandhaltung auch durchzuführen (Instandhaltungsbereitschaft) auch das Verhalten im Störfall mit einbezieht.

Im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalyse von elektrischen Energieversorgungssystemen, wurde für den Begriff des **Fehlers**, eine eigene Definition erstellt:

Ein Fehler ist dabei jede ungewollte Änderung des durch

- eine ausreichende Spannung,
- einen intakten Isolationszustand,
- einen von der Betriebsführung gewollten Schaltzustand
- und intakte Betriebsmittel

gekennzeichneten **normalen Betriebszustandes** eines Netzes.

Dabei bezieht sich der Begriff **Fehler** nicht nur auf die Komponentenebene, sondern auch auf das gesamte System und bezeichnet dabei jenen Zustand, in dem sich die Komponente oder das System momentan befindet. Dadurch ist es nicht korrekt, den Zustandsübergang in den Fehlzustand als Fehler zu bezeichnen.

Dieser Zustandsübergang in den Fehlzustand wird als **Ausfall** entsprechend folgender Definition bezeichnet: "Beendigung der Fähigkeit einer Komponente, eine geforderte Funktion zu erfüllen". Dadurch kann der Fehlzustand selbst nicht als Ausfall bezeichnet werden.

Unter Berücksichtigung der oben angeführten Definition, ist es daher nicht als sinnvoll zu erachten, von einer **Ausfalldauer** zu sprechen, da diese Zeitspanne für Zuverlässigkeitsbetrachtungen nicht relevant ist, da sie nur den Zustandsübergang beinhaltet. Deswegen wird diese Zeitspanne, in der sich die jeweilige Einheit in einem Fehlzustand befindet, als **Aus-Dauer** bezeichnet.

Bei der Betrachtung von Energieversorgungssystemen sind im Zuge von Zuverlässigkeitsanalysen nur jene Fehler von Bedeutung, welche sich unmittelbar auf die Zuverlässigkeit auswirken, also jene, welche an mindestens einer Stelle des Systems zu einer Versorgungsunterbrechung führen.

Dabei liegt an einem Lastknoten eine Versorgungsunterbrechung vor, wenn die geforderte Leistung nicht geliefert werden kann. In diesem Zusammenhang werden erfolgreiche Kurzunterbrechungen bzw. automatische Wiedereinschaltungen jedoch nicht als Versorgungsunterbrechung gewertet. Des Weiteren können aber auch Spannungsbandverletzungen als Unterbrechung gewertet werden. Allgemein befindet

sich das System im Zustand einer Versorgungsunterbrechung, wenn an mindestens einem Lastknoten eine Unterbrechung vorliegt.

### **Zuverlässigkeitskenngrößen**

Die Zuverlässigkeitsberechnung erlaubt die quantitative Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit durch entsprechende Kenngrößen. Im Rahmen der Zuverlässigkeitsberechnung von Netzen der elektrischen Energieversorgung existiert international eine Vielzahl unterschiedlicher Kenngrößen, die eine mehr oder weniger große Aussagefähigkeit und Verbreitung haben. Es haben sich jedoch einige grundlegende Kenngrößen bewährt, aus denen bei Bedarf weitere berechnet werden können. Die wichtigsten nach [17] sind im Folgenden angeführt:

#### Durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen / Mittlere Unterbrechungshäufigkeit (SAIFI)

Die durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen (Unterbrechungshäufigkeit) pro Jahr lässt sich mit dem international angewendeten Indikator SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) beschreiben. Hierbei werden für diesen Indikator auch die nachfolgenden Indikatoren als Bezugsgrößen verwendet, wahlweise die Gesamtzahl der versorgten Kunden (Gleichung (5-1)) und die gesamte installierte Scheinleistung (Gleichung (5-2)) – siehe auch ASIFI (Average System Interruption Frequency Index).

Customer Interruptions (CI) – Kundenunterbrechungen – werden häufig nach dem Schema von SAIFI (Bezugsgröße Kunden – Gleichung (5-1)) berechnet und sind hierdurch auch vergleichbar.

Bezugsgröße Kunden:

$$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{n_{tot}} \quad (5-1)$$

Bezugsgröße Leistung:

$$ASIFI = \frac{\sum_j S_j}{S_{tot}} \quad (5-2)$$

## 5. Zuverlässigkeitsanalyse

---

SAIFI ... System Average Interruption Frequency Index [1/a]

ASIFI ... Average System Interruption Frequency Index [1/a]

$n_j$ ..... Anzahl der unterbrochenen Kunden je Anlassfall

$n_{tot}$ ..... Gesamtzahl der versorgten Kunden

$s_j$ ..... unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall [kVA]

$S_{tot}$ ..... gesamte installierte Scheinleistung [kVA]

### Durchschnittliche Unterbrechungsdauern / Nichtverfügbarkeit (SAIDI)

Mit Hilfe von diesem Indikator, wird die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechungen (Nichtverfügbarkeit) zum Beispiel für die Gesamtzahl der versorgten Kunden während eines Jahr (SAIDI – System Average Interruption Duration Index – [min/a]) beschrieben und lässt sich anhand der Gleichungen (5-3) und (5-4) ermitteln.

Customers Minutes Lost (CML) – Kundenunterbrechungsminuten – werden häufig nach dem Schema von SAIDI (Bezugsgröße Kunden – Gleichung (5-4)) berechnet und sind hierdurch auch vergleichbar.

Bezugsgröße Kunden:

$$SAIDI = \frac{\sum_j n_j * t_j}{n_{tot}} \quad (5-3)$$

Bezugsgröße Leistung:

$$ASIDI = \frac{\sum_j s_j * t_j}{S_{tot}} \quad (5-4)$$

SAIDI...System Average Interruption Duration Index [min/a]

ASIDI...Average System Interruption Duration Index [min/a]

$n_j$ .....Anzahl der unterbrochenen Kunden je Anlassfall

$n_{tot}$ ..... Gesamtzahl der versorgten Kunden

$s_j$ .....unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall [kVA]

$S_{tot}$ ..... gesamte installierte Scheinleistung [kVA]

$t_j$ ..... Unterbrechungsdauer je Anlassfall [min]

### Durchschnittliche Unterbrechungsdauer je unterbrochenem Kunden (CAIDI)

Die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung (Unterbrechungsdauer – CAIDI – Customer Average Interruption Duration Index [min]) kann unter

## 5. Zuverlässigkeitsanalyse

---

Verwendung von Gleichung (5-5) über die unterbrochenen Kunden definiert werden. Diese kann in Näherung aber auch mit der Bezugsgröße Leistung (Gleichung (5-6)) gerechnet werden.

Bezugsgröße Kunden:

$$CAIDI = \frac{\sum_j n_j * t_j}{\sum_j n_j} = \frac{SAIDI_{Kunden}}{SAIFI_{Kunden}} \quad (5-5)$$

Bezugsgröße Leistung:

$$CAIDI = \frac{\sum_j s_j * t_j}{\sum_j s_j} \quad (5-6)$$

CAIDI... Customer Average Interruption Duration Index [min]

SAIDI... System Average Interruption Duration Index – Bezugsgröße Kunden [min/a]

SAIFI ... System Average Interruption Frequency Index – Bezugsgröße Kunden [1/a]

$n_j$ ..... Anzahl der unterbrochenen Kunden je Anlassfall

$s_j$ .....unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall [kVA]

$t_j$ ..... Unterbrechungsdauer je Anlassfall [min]

### (Kumulierte) unterbrochene Leistung

Die unterbrochene Leistung wird als die Summe der nicht lieferbaren Leistungen bezeichnet, welche bei auftretenden Versorgungsunterbrechungen im Betrachtungszeitraum festgestellt wurden, bezogen auf den Betrachtungszeitraum. Als Einheit wird MVA/a verwendet. Bei der Berechnung der unterbrochenen Leistung werden die Unterbrechungshäufigkeit und die Summe der beim jeweiligen Ausfall unterbrochenen Leistungen der Verbraucher berücksichtigt, nicht jedoch die Unterbrechungsdauer. Damit gibt sie einen Hinweis auf das Ausmaß der Unterbrechungen [34].

### (Kumulierte) nicht zeitgerecht gelieferte Energie

Als die nicht zeitgerecht gelieferte Energie wird die Summe der an einem Lastknoten oder im Gesamtsystem nicht lieferbaren Energien, die bei den einzelnen Unterbrechungen festgestellt wurden, bezogen auf den Betrachtungszeitraum, verstanden. Als Einheit wird MVAh/a verwendet. Im Gegensatz zur unterbrochenen Leistung, fließt hier jedoch die Unterbrechungsdauer in die Berechnung mit ein [34].

### 5.2 Methodik

Die im Rahmen dieser Diplomarbeit durchgeführte Zuverlässigkeitsanalyse wurde mit dem Zuverlässigkeits-Tool von PSS®SINCAL vorgenommen. Konkret bedeutet dies, dass sowohl für das urbane als auch für das rurale Modellnetz für den aktuellen Netzzustand und den geplanten Soll-Zustand nach erfolgter Umstrukturierung (siehe Abschnitt 4.2) die in Abschnitt 5.1 beschriebenen Zuverlässigkeitskennwerte ermittelt wurden.

Dazu werden die schematische Modellnetze der Netzgebiete herangezogen und für die Zuverlässigkeitsanalyse aufbereitet. Die dazu notwendige Vorgehensweise wird im Weiteren kurz erläutert.

Um die Zuverlässigkeitsberechnung durchführen bzw. um spezielle Daten für die Zuverlässigkeitsberechnung eingeben zu können, muss zuerst das Verfahren **Zuverlässigkeit** bei den Berechnungsmethoden aktiviert werden.

Die folgende Aufzählung beinhaltet die wichtigsten Schritte und gibt eine gute Übersicht über die durchzuführende Vorgehensweise, die für die Eingabe und Zuordnung von Zuverlässigkeitsdaten erforderlich ist:

- 1) Definition einer Jahresdauerlinie
- 2) Zuordnung der Jahresdauerlinie bei den Netzebenenendaten
- 3) Erfassen von Schutzgeräten:

Die Ermittlung der Abschaltbereiche erfolgt in der Zuverlässigkeit über die Netztopologie und die Hauptschutzrichtung der Schutzgeräte.

- 4) Angabe von Reglerdaten für Einspeisungen
- 5) Erfassen von Zuverlässigkeitstypdaten
- 6) Zuweisen der Zuverlässigkeitstypdaten zu den Elementen:

Dies kann über die Netzebene oder direkt bei den Elementen erfolgen.

#### Zu 1) Definition der Jahresdauerlinie:

Die Definition der Jahresdauerlinie erfolgt unter zu Hilfenahme der Jahresganglinie, wie sie schon in Abschnitt 3.3 zum Beispiel in Abbildung 3-18 für einen typischen Mittelspannungsabgang des urbanen Modellnetzes dargestellt ist. Dazu werden die

## 5. Zuverlässigkeitsanalyse

Leistungswerte zunächst separiert und anschließend absteigend sortiert. Diese Vorgehensweise führt unmittelbar zur gewünschten Jahresdauerlinie des jeweiligen Mittelspannungsabganges, welche in Abbildung 5-2 gezeigt ist. Dabei handelt es sich um die normierte Jahresdauerlinie.

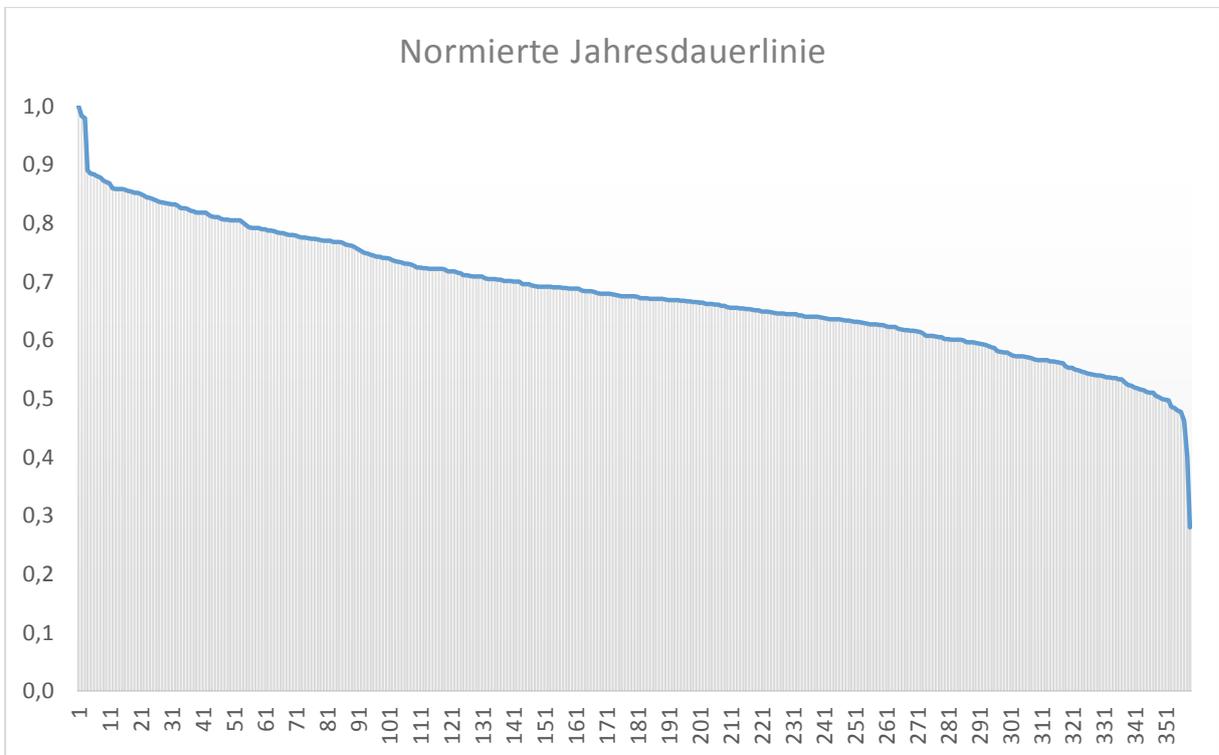
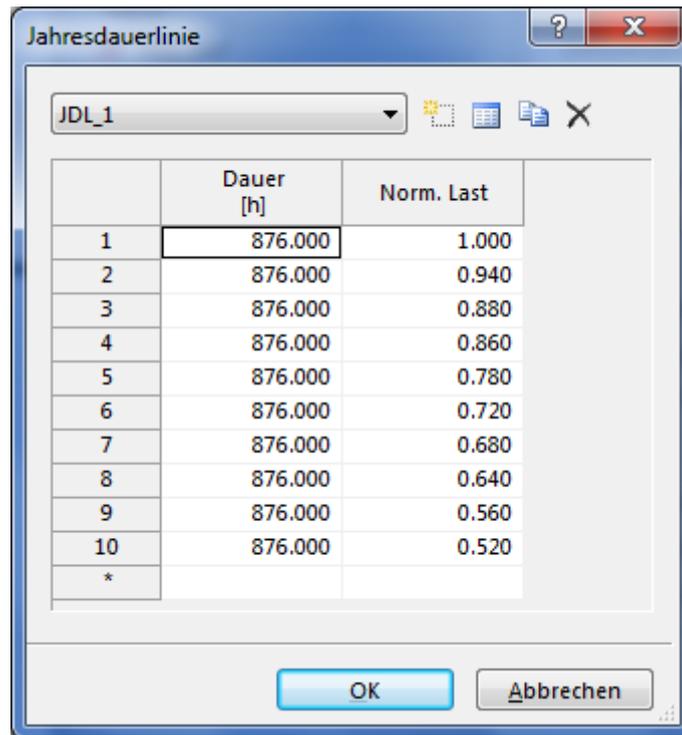


Abbildung 5-2: Normierte Jahresdauerlinie eines typischen Mittelspannungsabganges des urbanen Modellnetzes; Auflösung: Tageswerte

### Zu 2) Zuordnung der Jahresdauerlinie bei den Netzebenenendaten

Ist die jeweilige Jahresdauerlinie definiert, so kann sie denn Netzebenenendaten zugeordnet werden. Um jeden Mittelspannungsabgang des Modellnetzes in PSS@SINCAL die entsprechende Jahresdauerlinie zuzuweisen, wurde auch für jeden eine eigene Netzebene erstellt, welcher die entsprechenden Betriebsmittel und Lastknoten zugeordnet sind. Die Eingabe der Jahresdauerlinie erfolgt über eine vorgegebene Maske (siehe Abbildung 5-3). Dabei werden die normierten Werte äquidistanter Zeitabstände gewählt. Im Rahmen dieser Arbeit werden 10 Punkte ausgewählt, was, bei einem Zeitraum von einem Jahr, Abstände von 876 Stunden ergibt.



	Dauer [h]	Norm. Last
1	876.000	1.000
2	876.000	0.940
3	876.000	0.880
4	876.000	0.860
5	876.000	0.780
6	876.000	0.720
7	876.000	0.680
8	876.000	0.640
9	876.000	0.560
10	876.000	0.520
*		

Abbildung 5-3: Eingabemaske in PSS@SINCAL zur Eingabe der Jahresdauerlinie

### Zu 3) Erfassen von Schutzgeräten

Da für die in dieser Diplomarbeit verwendeten Netzgebiete keinerlei Informationen zu etwaigen Schutzgeräten vorhanden waren, wurde dieser Punkt soweit wie möglich vernachlässigt. Es ist jedoch für die Zuverlässigkeitsanalyse notwendig, zumindest ein Schutzgerät im Netzgebiet vorzufinden. Aus diesem Grund, wurde die Einspeisung mit einem Distanzschutz ausgerüstet.

### Zu 4) Angabe von Reglerdaten für Einspeisungen

Die Einspeisung des Netzes muss für die Zuverlässigkeitsanalyse über eine Regelung verfügen. Dazu müssen die Grenzwerte des Reglers angegeben werden, wobei man zwischen mehreren Auswahlmöglichkeiten wählen kann. Dabei stehen unter anderem die Spannung, die Wirkleistung, die Blindleistung und der Leistungsfaktor in verschiedenen Kombinationen zur Verfügung. Davon kann dann jeweils je nach Auswahl der untere und obere Grenzwert bekannt gegeben werden.

### Zu 5) Erfassen von Zuverlässigkeitstypdaten

Die Erfassung der Zuverlässigkeitstypdaten gestaltet sich im allgemeine als äußerst schwierig, da es sich dabei stets um empirisch ermittelte Kennwerte handelt und diese

zumeist nur sehr schwierig und unter großem Aufwand explizit für einzelne Netzelemente extrahiert werden können.

Dasselbe gilt auch für die Daten der für die in dieser Arbeit verwendeten Netze. Aus diesem Grund wurden für die Leitungen, Kabel, Transformatoren und Sammelschienen Default-Werte verwendet, welche aus dem mit PSS@SINCAL mitgelieferten Beispiel zur Zuverlässigkeitsanalyse entnommen wurden.

Diese Vorgehensweise ist nicht weiter problematisch, da im Rahmen dieser Diplomarbeit nur die Effekte der Umstrukturierung auf die Zuverlässigkeitskennwerte der Netze ermittelt werden sollen und keine realitätsnahen Ergebnisse von Nöten sind.

### Zu 6) Zuweisen der Zuverlässigkeitstypdaten zu den Elementen

Die Zuweisung der Zuverlässigkeitstypdaten kann entweder global für die Netzebene erfolgen, wobei allen Netzelemente des gleichen Typs dieselben Parameter innerhalb der jeweiligen Netzebenen zugewiesen bekommen.

Die zweite Möglichkeit der Zuweisung der Zuverlässigkeitstypdaten ist direkt über das entsprechende Netzelement. Dabei können unter dem Registerpunkt „Zuverlässigkeit“ alle notwendigen Parameter eingestellt werden.

Wie schon unter Punkt 5) erwähnt, handelt es sich dabei nicht um die tatsächlichen Zuverlässigkeitstypdaten der Netzelemente der untersuchten Netzgebiete. Um jedoch für die Kabeln und Freileitung möglichst realitätsnahe Zustände zu schaffen, wurden diese nicht durchgehend mit denselben Parametern versehen. Da in der Praxis jene Leitungen, die sich am nächsten zum Umspannwerk befinden, im Regelfall die schlechtesten Werte aufweisen, wurde diesem Umstand mit einer Abstufung dieser Rechnung getragen. Das liegt nun zum einen daran, dass diese Kabel und Freileitungen stets höheren Belastungen ausgesetzt sind und dadurch die Wahrscheinlichkeit eines Fehlers deutlich erhöht ist. Zum anderen wird durch die vorgenommene Stufung berücksichtigt, dass jene Kabelstrecken, welche sich nahe zum Umspannwerk befinden, zumeist schon Überlastungen und damit Reparaturen ausgesetzt waren. Die dadurch eingebrachten Muffen verschlechtern die Zuverlässigkeitstypdaten nochmals.

Die Abstufung wurde im Rahmen dieser Diplomarbeit so ausgeführt, dass fünf verschiedene Leitungstypen mit immer schlechter werdenden Zuverlässigkeitstypdaten definiert wurden. Die Stufung erfolgt dabei in gleich

bleibenden Schritten. Anschließend wurden den Kabelstrecken nahe dem Umspannwerk die schlechtesten Werte zugewiesen und je weiter weg im Mittelspannungsabgang die Leitungen und Kabel vom UW liegen, umso besser werden ihre Daten.

### 5.3 Auswertung

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der durchgeführten Zuverlässigkeitsanalyse dargestellt und untereinander verglichen. Dabei geht es hauptsächlich um die Beurteilung der Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf die Zuverlässigkeitskennwerte des jeweiligen Netzgebietes.

Zu diesem Zwecke wurden 3 verschiedene Szenarien definiert. Diesen liegt jeweils das schematische Netz des urbanen bzw. ruralen Modellnetzes im Ist- und Soll-Zustand (siehe Abbildung 4-3, Abbildung 4-4, Abbildung 4-7 und Abbildung 4-8) zu Grunde.

In Szenario 1 sollen die Auswirkung der Umstrukturierung auf die Zuverlässigkeitskennwerte untersucht werden, wobei davon ausgegangen wird, dass die verwendeten Kabel bzw. Freileitungen sowohl im Ist-, als auch im Soll-Zustand die gleichen Zuverlässigkeitsparameter besitzen. Das heißt nun, dass im Rahmen der Umstrukturierung keine neuen Kabel eingesetzt werden, sondern die alten, aus dem aktuellen Netz stammenden, wiederverwendet werden. Diese Vorgehensweise hat zum Ziel, dass rein die Auswirkungen des Umstrukturierungsprozesses sichtbar gemacht werden. Dabei wurde eine Abstufung der Zuverlässigkeitstypdaten verwendet, wie sie schon in Abschnitt 5.2 vorgestellt wurde.

Szenario 2 ist dem ersten Szenario sehr ähnlich. Es wurden lediglich die ersten Kabel bzw. Freileitungen zusätzlich zum Umstrukturierungsprozess ausgetauscht, sowohl im Ist- als auch im Soll-Netz. Dabei wurde so vorgegangen, dass jeweils die ersten Teile der Abgänge mit sehr guten Zuverlässigkeitstypdaten vorgesehen wurden, der Rest der Abstufung bleibt jedoch aufrecht und somit gleich zu Szenario 1.

Für Szenario 3 wurde angenommen, dass im Zuge der Umstrukturierung alle Kabel und Freileitungen getauscht werden und somit nur neue Elemente zum Einsatz kommen, welche über sehr gute Zuverlässigkeitsparameter verfügen. Eine kleine

Stufung wurde jedoch auch hier vorgesehen, aber jeweils nur für die ersten Teilstücke der Mittelspannungsabgänge, um die erhöhte Belastung miteinzubeziehen. Dieses Szenario kommt der praktischen Umsetzung somit am nächsten, da davon ausgegangen werden kann, dass im Rahmen eines Umstrukturierungsprozesses innerhalb eines Netzgebietes auch stets neuwertige Kabel und Freileitungen verwendet werden würden.

Hier sei nochmals erwähnt, dass die nun folgenden Ergebnisse nicht als die tatsächlichen Zuverlässigkeitskennwerte der Netze wahrgenommen werden dürfen, da nicht die realen Zuverlässigkeitstypdaten der Netzelement zum Einsatz kommen. Aber wie schon erörtert, können die verschiedenen Effekte der drei Szenarien gut beobachtet und analysiert werden.

### 5.3.1 Ergebnisdarstellung Szenario 1

In Tabelle 5-1 und Tabelle 5-2 sind die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse für das urbane Modellnetz und in Tabelle 5-3 und Tabelle 5-4 für das rurale Modellnetz zusammengefasst. Dabei werden die in Abschnitt 5.1 vorgestellten Parameter verwendet. Diese Ergebnisse werden dazu direkt aus PSS®SINCAL exportiert.

Aus den Ergebnistabellen ist ebenfalls zu entnehmen, dass die Indikatoren SAIFI und ASIFI sowie SAIDI und ASIDI stets ident sind, wie das schon in Abschnitt 5.1 postuliert wurde.

Eine Auswertung der Ergebnisse wird in Abschnitt 5.3.4 vorgenommen.

*Tabelle 5-1: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des urbanen Modellnetzes im IST-Zustand, Szenario 1*

Urbanes Modellnetz		IST Zustand	
Indikator	Zahlenwert	Einheit	
SAIFI	1,318	1/a	
ASIFI	1,318	1/a	
SAIDI	592,736	min/a	
ASIDI	592,736	min/a	
CAIDI	449,738	min	
$n_{\text{tot}}$	45	1	
$S_{\text{tot}}$	10,156	MVA	
$P_U$	10,146	MVA/a	
$E_U$	76,047	MVAh/a	

## 5. Zuverlässigkeitsanalyse

Tabelle 5-2: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des urbanen Modellnetzes im SOLL-Zustand, Szenario 1

Urbanes Modellnetz		SOLL Zustand	
Indikator	Zahlenwert	Einheit	
SAIFI	1,113	1/a	
ASIFI	1,113	1/a	
SAIDI	648	min/a	
ASIDI	648	min/a	
CAIDI	582	min	
$n_{\text{tot}}$	48	1	
$S_{\text{tot}}$	10,833	MVA	
$P_U$	8,596	MVA/a	
$E_U$	85,497	MVAh/a	

Tabelle 5-3: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des ruralen Modellnetzes im IST-Zustand, Szenario 1

Rurales Modellnetz		IST Zustand	
Indikator	Zahlenwert	Einheit	
SAIFI	6,109	1/a	
ASIFI	6,109	1/a	
SAIDI	1358,036	min/a	
ASIDI	1358,036	min/a	
CAIDI	222,304	min	
$n_{\text{tot}}$	113	1	
$S_{\text{tot}}$	12,776	MVA	
$P_U$	63,155	MVA/a	
$E_U$	219,160	MVAh/a	

Tabelle 5-4: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des ruralen Modellnetzes im SOLL-Zustand, Szenario 1

Rurales Modellnetz		SOLL Zustand	
Indikator	Zahlenwert	Einheit	
SAIFI	5,770	1/a	
ASIFI	5,770	1/a	
SAIDI	1069,617	min/a	
ASIDI	1069,617	min/a	
CAIDI	185,375	min	
$n_{\text{tot}}$	130	1	
$S_{\text{tot}}$	14,698	MVA	
$P_U$	61,766	MVA/a	
$E_U$	198,572	MVAh/a	

### 5.3.2 Ergebnisdarstellung Szenario 2

Auch hier sind die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse wieder in Tabelle 5-5 und Tabelle 5-6 für das urbane Modellnetz und in Tabelle 5-7 und Tabelle 5-8 für das rurale Modellnetz zusammengefasst.

Eine Auswertung der Ergebnisse wird wiederum in Abschnitt 5.3.4 vorgenommen.

Tabelle 5-5: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des urbanen Modellnetzes im IST-Zustand, Szenario 2

Urbanes Modellnetz		IST Zustand	
Indikator	Zahlenwert	Einheit	
SAIFI	1,162	1/a	
ASIFI	1,162	1/a	
SAIDI	554,148	min/a	
ASIDI	554,148	min/a	
CAIDI	476,785	min	
$n_{tot}$	45	1	
$S_{tot}$	10,156	MVA	
$P_U$	8,947	MVA/a	
$E_U$	71,096	MVAh/a	

Tabelle 5-6: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des urbanen Modellnetzes im SOLL-Zustand, Szenario 2

Urbanes Modellnetz		SOLL Zustand	
Indikator	Zahlenwert	Einheit	
SAIFI	1,062	1/a	
ASIFI	1,062	1/a	
SAIDI	631,289	min/a	
ASIDI	631,289	min/a	
CAIDI	594,344	m	
$n_{tot}$	48	1	
$S_{tot}$	10,833	MVA	
$P_U$	8,352	MVA/a	
$E_U$	83,393	MVAh/a	

## 5. Zuverlässigkeitsanalyse

Tabelle 5-7: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des ruralen Modellnetzes im IST-Zustand, Szenario 2

Rurales Modellnetz		IST Zustand	
Indikator	Zahlenwert	Einheit	
SAIFI	5,657	1/a	
ASIFI	5,657	1/a	
SAIDI	1248,997	min/a	
ASIDI	1248,997	min/a	
CAIDI	220,801	min	
$n_{\text{tot}}$	113	1	
$S_{\text{tot}}$	12,776	MVA	
$P_U$	57,776	MVA/a	
$E_U$	201,561	MVAh/a	

Tabelle 5-8: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des ruralen Modellnetzes im SOLL-Zustand, Szenario 2

Rurales Modellnetz		SOLL Zustand	
Indikator	Zahlenwert	Einheit	
SAIFI	5,310	1/a	
ASIFI	5,310	1/a	
SAIDI	979,926	min/a	
ASIDI	979,926	min/a	
CAIDI	184,559	min	
$n_{\text{tot}}$	130	1	
$S_{\text{tot}}$	14,698	MVA	
$P_U$	55,136	MVA/a	
$E_U$	181,917	MVAh/a	

### 5.3.3 Ergebnisdarstellung Szenario 3

Die Auswirkungen des vollständigen Austausches aller Kabel und Leitungen im Rahmen des Umstrukturierungsprozesses auf die Zuverlässigkeitsparameter der Netze sind in Tabelle 5-9 und Tabelle 5-10 gegeben.

Eine Auswertung der Ergebnisse findet sich in Abschnitt 5.3.4.

Tabelle 5-9: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des urbanen Modellnetzes im SOLL-Zustand, Szenario 3

Urbanes Modellnetz		SOLL Zustand	
Indikator	Zahlenwert	Einheit	
SAIFI	0,988	1/a	
ASIFI	0,988	1/a	
SAIDI	592,397	min/a	
ASIDI	592,397	min/a	
CAIDI	599,373	min	
$n_{tot}$	48	1	
$S_{tot}$	10,833	MVA	
$P_U$	8,116	MVA/a	
$E_U$	81,070	MVAh/a	

Tabelle 5-10: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des ruralen Modellnetzes im SOLL-Zustand, Szenario 3

Rurales Modellnetz		SOLL Zustand	
Indikator	Zahlenwert	Einheit	
SAIFI	5,169	1/a	
ASIFI	5,169	1/a	
SAIDI	925,807	min/a	
ASIDI	925,807	min/a	
CAIDI	179,109	min	
$n_{tot}$	130	1	
$S_{tot}$	14,698	MVA	
$P_U$	54,568	MVA/a	
$E_U$	171,897	MVAh/a	

### 5.3.4 Vergleich der Szenarien

Die Begriffserklärungen für Abbildung 5-4 und Abbildung 5-5 sind Abschnitt 5.1 zu entnehmen.

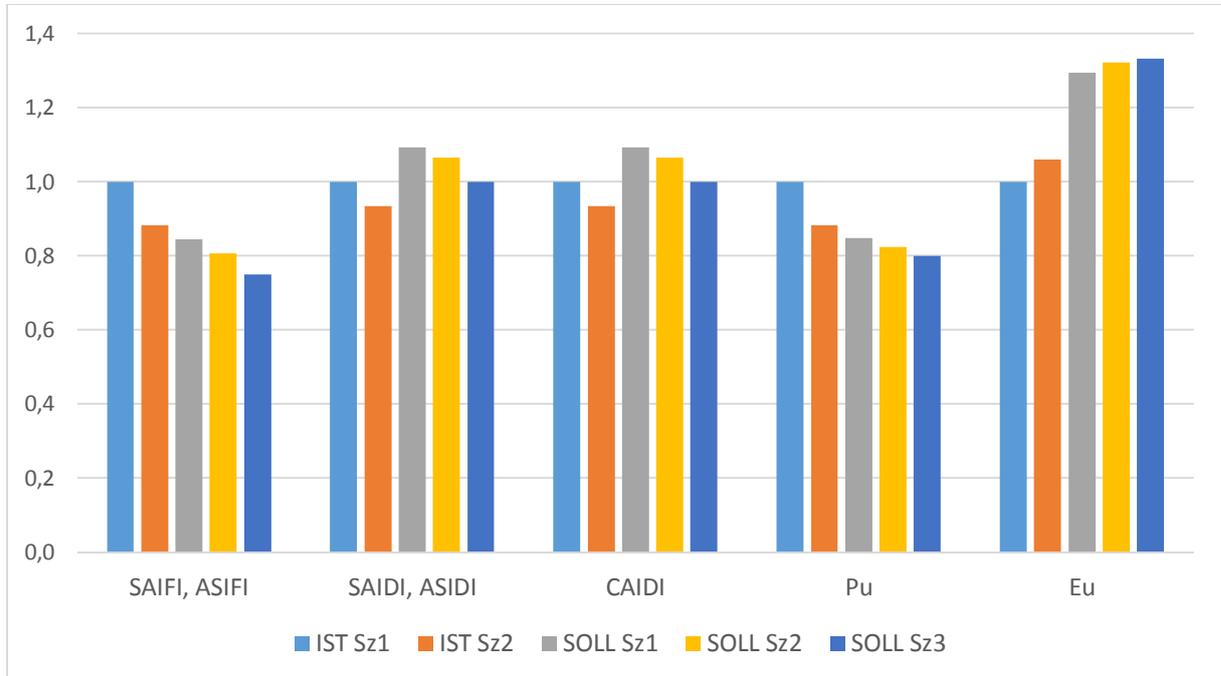


Abbildung 5-4: Darstellung der Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse im direkten Vergleich in normierter Form, urbanes Netzgebiet

Wie auf den ersten Blick aus Abbildung 5-4 zu entnehmen ist, verbessert sich der Zuverlässigkeitsindikator „Durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen pro Jahr“ (SAIFI und ASIFI) im Vergleich zwischen dem aktuellen Netzzustand und jenem nach erfolgter Umstrukturierung. Aber auch von Szenario zu Szenario verbessert sich dieser Wert. Dieses Ergebnis war in dieser Form auch so zu erwarten, da durch die optimierte Kabelführung die Kabellängen reduziert wurden und damit auch die Anzahl an Verbindungsmuffen, die eine Hauptursache für Fehler im Netz darstellen und somit auch die Wahrscheinlichkeit von Ausfällen im Allgemeinen.

Die „Durchschnittlichen Unterbrechungsdauern“ (SAIDI und ASIDI) in min/a nehmen zwar von Szenario zu Szenario ab, im Vergleich zwischen Ist- und Soll-Zustand des Netzes wird aber ersichtlich, dass sich die Umstrukturierung negativ auf diesen Indikator auswirkt. Dies lässt sich mit dem vollzogenen Strukturwandel begründen, da aufgrund der längeren Mittelspannungsabgänge und der erhöhten Anzahl an

## 5. Zuverlässigkeitsanalyse

Ortsnetzstationen pro Abgang nach der Umstrukturierung, bei einem Fehler am Anfang des Abganges nun mehr Kunden betroffen sind.

Die analogen Aussagen gelten auch für die „Durchschnittliche Unterbrechungsdauer je unterbrochenem Kunden“ (CAIDI) (wird in Minuten angegeben).

Hinsichtlich der „Unterbrochene Leistung  $P_u$ “ in MVA/a können wiederum die positiven Auswirkungen der Umstrukturierung beobachtet werden, da dieser Wert von Szenario zu Szenario abnimmt.

Die „Nicht zeitgerecht gelieferte Energie  $E_u$ “ in MVAh/a nimmt hingegen wieder aufgrund des im Rahmen der Umstrukturierung vollzogenen Strukturwandels und der damit einher gehenden höheren Anzahl an betroffenen Kunden bei Ausfällen, zu.

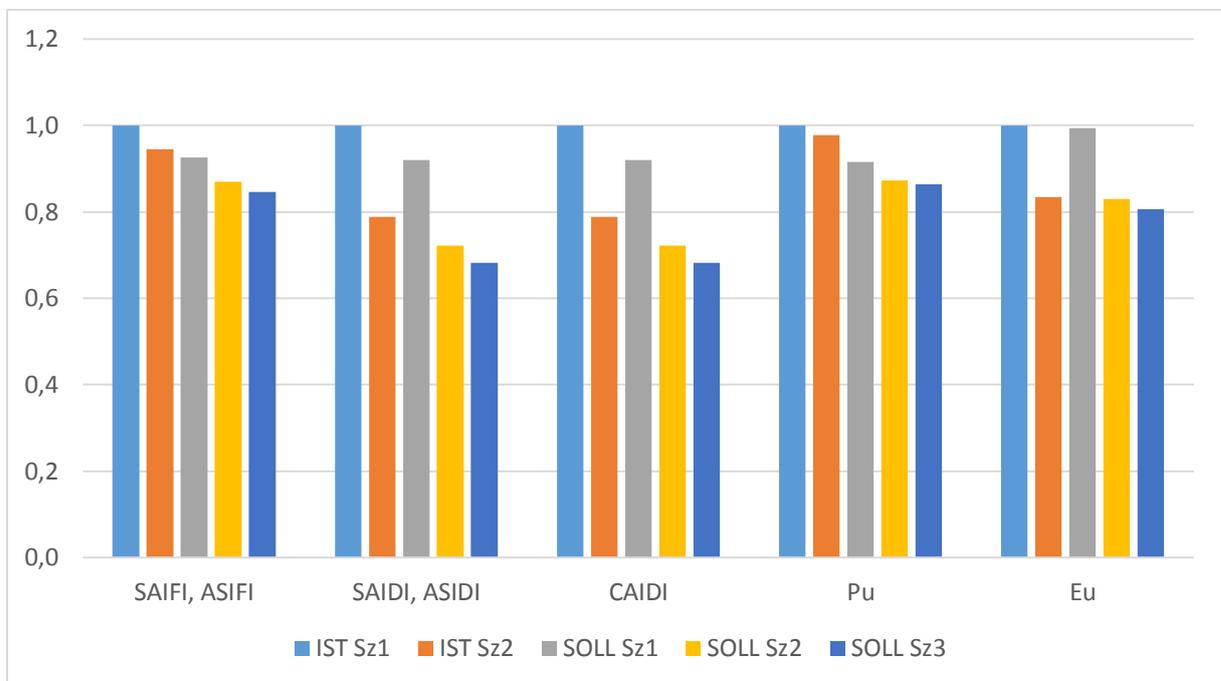


Abbildung 5-5: Darstellung der Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse im direkten Vergleich in normierter Form, rurales Netzgebiet

Für die „Durchschnittliche Anzahl der Versorgungsunterbrechungen pro Jahr“ gilt im ruralen Netz dasselbe wie für das urbane. Auch hier zeigt die Umstrukturierung einen positiven Effekt auf den Indikator und auch die verschiedenen Maßnahmen in den einzelnen Szenarien sorgen für eine Verbesserung (vgl. Abbildung 5-5). Dieser Zuverlässigkeitskennwert verbessert sich also im Rahmen der Umstrukturierung. Auch hier lässt sich das auf den verbesserten Netzaufbau zurückführen, welcher sich aus der optimierten Kabel- und Leitungsführung ergibt.

Vergleicht man nun die „Durchschnittlichen Unterbrechungsdauern“ in min/a untereinander, so fällt auf, dass sich dieser Indikator im Rahmen der Umstrukturierung im Gegensatz zum urbanen Netzgebiet hier beim ruralen Netz verbessert. Dies lässt sich wiederum auf den Strukturwechsel zurückführen, da das entstehende Netz nun mehr Mittelspannungsabgänge und damit weniger Ortnetzstationen pro Abgang aufweist.

Gleiches gilt auch wieder für die „Durchschnittliche Unterbrechungsdauer je unterbrochenem Kunden“ (wird in Minuten angegeben).

Die „Unterbrochene Leistung“ in MVA/a nimmt analog zum urbanen Netz ab, was wiederum für die positiven Effekte der Umstrukturierung spricht.

Im ruralen Netz nimmt auch die „Nicht zeitgerecht gelieferte Energie“ (wird in MVAh/a angegeben) im Vergleich zwischen den Szenarien und den Ist- und Soll-Zustand des Netzes ab.

# 6. Zusammenfassung und Ausblick

Abschließen soll in diesem Kapitel eine Zusammenfassung der Ergebnisse und Erkenntnisse aus dieser Arbeit verfasst werden. Ferner wird ein Ausblick gegeben, wie das verwendete Netz-Analyse-Tool noch praxistauglicher gemacht werden kann.

## 6.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Der Hauptfokus dieser Diplomarbeit lag auf der durchgeführten Lastprofilanalyse und einer ausführlichen Erprobung und Bewertung des dazu verwendeten Netz-Analyse-Tools (kurz NAT), welches hierfür in diesem Umfang zum ersten Mal zum Einsatz kommt.

Das Netz-Analyse-Tool erlaubt durch seinen probabilistischen Ansatz, einen direkten Vergleich von passiven (wie Netz-Restrukturierung) oder aktiven Netzmanagementmaßnahmen (wie regelbare Ortsnetztransformatoren), welcher durch die Verwendung klassischer Methoden nicht vollständig durchgeführt werden kann.

Die vorgenommene Lastprofilanalyse wurde auf Basis von realen Mittelspannungsnetzen durchgeführt, wobei eines einem urbanen und das andere einem eher ruralen Gebiet zugeordnet werden kann. Aus diesen Mittelspannungsnetzen wurden zunächst Modellnetze abgeleitet, welche die ursprünglichen Charakteristika jedes Gebietes gut widerspiegeln. Für die weiteren Analysen sind zudem die jeder Ortsnetzstation in den jeweiligen Mittelspannungsabgängen unterlagerten Niederspannungsnetze notwendig. Die Modellierung dieser erfolgte auf Grundlage der Tageslastgänge eines jeden Mittelspannungsabganges, welche für den Frühling, Sommer, Herbst und Winter sowohl für einen Werktag als auch den Sonntag zur Verfügung stehen. Mit Hilfe eines synthetischen Niederspannungslastganges, welcher auf Basis von 64 Haushaltslasten erstellt wurde, konnte für jede Transformatorstation ein eigenes Niederspannungsnetz entworfen werden. Diese Netze stellten nun einen Teil der Input-Daten der verwendeten Simulationssoftware, dem Netz-Analyse-Tool, dar. Die beschriebene

Vorgehensweise hat sich dabei als äußerst arbeits- und zeitintensiv herausgestellt und könnte damit als ein Hindernis in der weiteren Anwendung und Verbreitung der Methodik hinter dem NAT darstellen.

Den zweiten Teil der Input-Daten repräsentieren verschiedene Szenarien (vgl. Abschnitt 4.1), welche die Rahmenbedingungen für die Untersuchungen liefern. Dabei wird von einem Basis-Szenario ausgegangen, welches auf reinen Haushaltslasten beruht und die momentane Netzsituation beschreiben soll. Des Weiteren werden zwei Extrem-Szenarien definiert, welche die Mittelspannungsnetze stark belasten sollen, umso etwaige Schwachpunkte der Netze aufzudecken und um die Auswirkungen verschiedener, netzverstärkender Maßnahmen zu demonstrieren. Beim ersten handelt es sich dabei um ein Einspeise-Szenario, in dem von einer massiven PV-Einspeisung ausgegangen wird. Das zweite Extrem-Szenario soll ein Hochlast-Szenario widerspiegeln, wobei eine hohe Durchdringungsrate des Netzes mit Elektromobilität postuliert wird.

Die netzverstärkenden Maßnahmen (vgl. Abschnitt 4.2), welche die Netzqualität verbessern sollen, umschließen neben einer optimierten Leitungsführung und Umschichtung der ON-Stationen in die optimalen Mittelspannungsabgänge (Netz-Umstrukturierung), auch den Einsatz von spannungsstabilisierenden Maßnahmen, wie die Umrüstung auf regelbare Ortsnetzstationen, die Verwendung eines Regelumspanners im speisenden Umspannwerk und die Kombination aus beiden. Des Weiteren wurde eine aktive Ladesteuerung auf deren Auswirkungen untersucht.

Zu den untersuchten Auswirkungen zählen die Spannungsverhältnisse im Netz, welche unter anderem durch die Anzahl an Spannungsbandverletzungen bewertet werden. Zum anderen werden die Belastungsverhältnisse der Betriebsmittel im Netz analysiert. Dazu werden Benchmarks wie zum Beispiel der „Prozentanteil aller Betriebsmittel, die von einer Überlastung betroffen sind“ herangezogen. Diese Analysen werden mit Hilfe eines Offline-Analyse-Tools (vgl. Abschnitt 3.2) durchgeführt, welches auf die Ergebnisse der Simulationen von NAT in der jeweiligen Ergebnisdatenbank zugreift.

Die Auswertung der Ergebnisse der Netze in ihren aktuellen Zustand zeigt, dass sowohl das urbane Netzgebiet, als auch das rurale, mit den verwendeten Kabeln und Transformatoren, dem Basis-Szenario gut standhalten und es zu keinen erwähnenswerten Spannungsbandverletzungen bzw. Überlastungen von

Betriebsmitteln kommt. Dies ist nicht weiter überraschend, da die Netze für die aktuellen Belastungen durch Einhaltung der Betriebsgrenzen ausgelegt sind, und die angenommenen Szenarien den aktuellen Netzbetrieb nachbilden sollen, welcher ohne größere Probleme geführt werden kann. Die Extrem-Szenarien hingegen belasten die Netze sehr viel stärker, was zu teils deutlichen Verletzungen der vorgegeben Grenzwerte führt. Aus diesem Grund wurden verschiedene Maßnahmen in Betracht gezogen und untersucht, um diese Grenzwertverletzungen weitestgehend zu reduzieren.

Die in Abschnitt 4.2.1 vorgestellte Umstrukturierung der beiden Netzgebiete lässt keine eindeutigen Schlüsse zu, da ihre Auswirkung stark von der Netzstruktur selbst abhängt. Während sich sowohl im urbanen, als auch im ruralen Netz die Spannungsqualität insgesamt leicht verbessert, ist dies auf die Überlastungssituationen nicht zutreffend. Aufgrund der längeren Abgänge und der daraus resultierenden Lastzunahme pro Abgang, steigen die Überlastungen der Betriebsmittel, vorwiegend der Kabel, im urbanen Netz an. Im ruralen Netz nimmt die Belastung der Kabel hingegen ab, da hier nun die Last pro Abgang reduziert wurde. Wie schon erwähnt, hängen die Auswirkungen stark von der neuen Netzstruktur ab.

Die Verwendung von regelbaren Ortsnetztransformatoren, eines Regelumspanners und die Kombination aus beiden Varianten, ist hinsichtlich der Spannungsqualität sehr vielversprechend. Sowohl im urbanen, als auch im ruralen Netzgebiet können die Spannungsbandverletzungen im Vergleich zur reinen Umstrukturierungs-Maßnahme stark reduziert werden. In Hinsicht der Überlastungen der Betriebsmittel, haben diese Maßnahmen im urbanen Netz kaum Auswirkungen, zeigen für das rurale Gebiet jedoch positive Effekte. Auch diese Diskrepanz lässt sich wiederum auf die unterschiedlichen Netzstrukturen zurückführen.

Die Implementierung einer aktiven Ladesteuerung in den Ladestationen aller Elektrofahrzeuge ist die letzte der untersuchten Maßnahmen. Dabei ist zu beobachten, dass kaum Auswirkungen bei den Spannungsbandverletzungen beobachtet werden können. Bei den Überlastungssituationen fällt wiederum auf, dass auch hier im ruralen Netz die Effekte deutlich stärker ausgeprägt sind, als es im urbanen der Fall ist.

Im Rahmen der Aufbereitung der Input-Daten, der Simulation und der Auswertung zeigte sich, dass dieser Zugang durchaus in der Lage ist, belastbare Aussagen zu erhalten. Einzig der Arbeits- und Rechenaufwand ist im Vergleich zu anderen

Methoden noch sehr hoch, da unter anderem eine hohe Anzahl an Profilen berechnet werden muss. Im Rahmen weiterführender Projekte muss daher diese Methodik noch eingehender untersucht und weiterentwickelt werden, um die zukünftige Netzplanung damit zu unterstützen.

Zusätzlich muss bei einigen Auswertungen auf die Interpretation der Ergebnisse geachtet werden, da es zum Teil durch voreilige Schlussfolgerungen zu Fehlinterpretationen kommen kann, wie es zum Beispiel in Abschnitt 4.4.6 der Fall ist. Hier hat sich gezeigt, dass beispielsweise die Betrachtung des Benchmarks „Prozentanteil aller Betriebsmittel, die von einer Überlastung betroffen sind“ durch eine zu schnelle Beurteilung dazu führen könnte, die betrachtete Umstrukturierungsmaßnahme basierend auf den dargestellten Werten als ungünstig zu interpretieren. Erst eine nähere Analyse zeigt, dass dieser Benchmark aufgrund der Umstrukturierung ungünstig beeinflusst wird und im Vergleich ungünstigere Werte als beim Ausgangsnetz liefert. Für die Zukunft müsste dieser Wert durch eine weitere, geeignete Normierung aussagekräftiger und unmissverständlicher gestaltet werden.

Abschließend wurde noch eine Zuverlässigkeitsanalyse durchgeführt, wobei rein die Auswirkungen der Umstrukturierung auf die Zuverlässigkeitsindikatoren der Netze untersucht werden sollten. Diese Analyse wurde in PSS@SINCAL durchgeführt, wiederum unter Verwendung verschiedener Szenarien. Dabei konnte festgestellt werden, dass sowohl im urbanen, als auch im ruralen Netz, die Zuverlässigkeitskennwerte durch den neuen Netzaufbau verbessert werden können. Diese Zuverlässigkeitsanalyse müsste als weiterer Bestandteil in eine umfassende automatische Bewertung von Netzmanagementmaßnahmen, wie sie das NAT liefern soll, aufgenommen werden.

### **6.2 Ausblick**

Wie in Abschnitt 6.1 bereits erwähnt, hat sich im Rahmen dieser DA gezeigt, dass die vorhergehende Analyse und Datenerhebung (bevor NAT zu Simulationszwecken eingesetzt werden kann), bisher sicherlich den größten Hinderungsgrund für eine sofortige, verbreitete Anwendung der hier vorgestellten Methodik darstellt, da sie derzeit noch einen erheblichen Aufwand erfordert und die Einbeziehung einer Vielzahl

von Experten und verschiedener Datenbanksysteme von Nöten ist. Im Verlauf dieser Diplomarbeit zeigte sich jedoch, dass durch einige wenige Datenaustausche zwischen Netzbetreibern und anderen Unternehmen (zum Beispiel die Hersteller von Netzelementen/Betriebsmitteln) die wesentlichen Informationen für die weiter erfolgten Analysen zur Verfügung gestellt werden konnten. Bei einer zukünftigen, integrierten Datenhaltung der Netzdaten inkl. detaillierte Messinformationen durch ein dichtes Netz mit digitalen Zählern bzw. aus intelligenten ON-Stationen kann die im Projekt erfolgte händische Voranalyse sicherlich auch hochgradig automatisiert werden. Dann würde die nachfolgende Analyse durch das NAT während des Planungsprozesses als weiterer Baustein dienen.

Des Weiteren könnte eine zukünftige Weiterentwicklung des NAT in dem Modul „Aufbereitung der Eingabedaten“ nicht auf synthetische Profile zurückgreifen, sondern zum Beispiel auch auf eine Datenbank mit realen Messergebnissen.

Die Auswertung der Simulationsergebnisse mit Hilfe des OAT gestaltete sich ebenfalls als eher aufwendig. Aus einer Vielzahl an Informationen und Daten können auch eine extrem hohe Anzahl an Schlüssen gezogen werden. Im Rahmen der Diplomarbeit konnte hier nur ein Teil einer möglichen Auswertung von Netzmanagementmaßnahmen dargestellt werden, um nicht den Rahmen der Arbeit zu sprengen. In Zukunft müssten hier ebenso eine automatisierte Vorverarbeitung und das Ermöglichen eines einfacheren Durchsuchens der Simulationsergebnisse möglich sein, insbesondere um auf den ersten Blick seltsam anmutende Ergebnisse validieren und erklären zu können.

Hinsichtlich detaillierteren und umfangreicheren Zuverlässigkeitsanalyse, kann die schon in Abschnitt 4.2.1 erwähnte Konzepte der 3-Punkt-Automatisierung in Betracht gezogen werden. Durch die Umstrukturierungsmaßnahmen und die damit verbundenen, verbesserten Struktur der Querverbindungen (vgl. Abbildung 4-4 und Abbildung 4-8) in beiden Netzgebieten, bietet sich die Möglichkeit diese in die Analyse miteinzubeziehen. Dadurch können noch bessere Ergebnisse für die Zuverlässigkeitsindikatoren erwartet werden, was die vorgeschlagenen Umstrukturierungsmaßnahmen weiter bekräftigen würden.

# Literaturverzeichnis

- [1] Wikipedia: *Stromkrieg*. <http://de.wikipedia.org/wiki/Stromkrieg> (zuletzt aufgerufen am 25.03.2014).
- [2] Geschichte der Energieversorgung. <http://www.stromversorger-energieversorger.de/energieversorgung-geschichte.php> (zuletzt aufgerufen am 24.03.2014).
- [3] Energie-Control Austria: *Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR)*. <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor> (zuletzt aufgerufen am 12.03.2014).
- [4] WIENER NETZE: *Technik*. <http://www.wienernetze.at/> (zuletzt aufgerufen am 14.03.2014).
- [5] Weltbank: *Electric power consumption (kWh per capita)*. <http://data.worldbank.org/indicator/EG.USE.ELEC.KH.PC> (zuletzt aufgerufen am 25.03.2014).
- [6] derStandard.at: *Der Stromverbrauch in Österreich*. <http://derstandard.at/1334132281562/Der-Stromverbrauch-in-Oesterreich> (zuletzt aufgerufen am 24.03.2014) .
- [7] Austrian Power Grid AG : *Hoch- und Höchstspannungsnetz der Austrian Power Grid AG*. <http://www.apg.at/> (zuletzt aufgerufen am 16.04.2014).
- [8] Energiestrategie Österreich. <http://www.energiestrategie.at/> (zuletzt aufgerufen am 30.06.2014).
- [9] Netzentwicklungsplan: „*Netzentwicklungsplan 2012*“, 2. Entwurf, <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf> (zuletzt aufgerufen am 02.04.2014).
- [10] Europäische Kommission: „*Energy Roadmap 2050 – Impact Assessment and Scenario Analysis*“, Brüssel, Belgien, 2011.

- [11] „*Endbericht zum Projekt REstrukt-DEA - Zuverlässigkeitssteigerung durch Netz- Restrukturierungen für dezentrale Energieerzeugungsanlagen*“, unveröffentlicht.
- [12] W. Mües u.a.: „*Technologie der Stromnetze*“. Fachbuchreihe Netztechnische Berufe, Strom – Gas – Wasser. Band 1. VNB Verlagsservice Netztechnische Berufe, Lehrte, 2007.
- [13] H. Nagel, R. Cichowski (Hrsg.): „*Systematische Netzplanung . 2. Auflage*“, VWEW Energieverlag, Frankfurt am Main, 2008.
- [14] K. Heuck, K.-D. Dettmann, D. Schulz: „*Elektrische Energieversorgung*“, Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 2010.
- [15] W. Gawlik: „*Energieversorgung*“, Vorlesungsskriptum, TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Wien, 2013.
- [16] W. Gawlik: „*Energieübertragung und Kraftwerke*“, Vorlesungsskriptum, TU Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Wien, 2012.
- [17] G. Theil: „*Zuverlässigkeit und Statistik in der elektrischen Energietechnik*“, Vorlesungsskriptum, TU Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Wien, 2009.
- [18] G. Theil: „*Zuverlässigkeit von Kraftwerken und Netzen*“, Vorlesungsskriptum, TU Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Wien, 2007.
- [19] A. S. Bouhouras, G. T. Andreou, D. P. Labridis, A. G. Bakirtzis: „*Selective Automation Upgrade in Distribution Networks Towards a Smarter Grid*“, IEEE Trans. On Smart Grid, Vol. 1, pp. 278-285, Dez. 2010.
- [20] M. Leitner, A. Jung und T. K. Schuster: „*Mittelspannungssystemoptimierung im urbanen Raum*“, 13. Symposium Energieinnovation 2014, Graz, 2014.
- [21] A. Hinz, C. Matrose, M. Peitz: „*Regelbare Ortsnetzstation als autarke Systemlösung zur Erhöhung der Spannungsqualität und Aufnahmefähigkeit Regenerativer Energieeinspeisung*“, Hochspannungssymposium Universität Stuttgart, 2012.
- [22] A. Hinz, C. Matrose, M. Peitz: „*INCREASING DEMAND FOR VOLTAGE CONTROL IN SECONDARY SUBSTATIONS*“, 2012 CIGRÉ Canada Conference, Montréal, Québec, September 24-26, 2012.

- [23] B. Bletterie, A. Goršek, A. Abart und M. Heidl: „*Understanding the effects of unsymmetrical infeed on the voltage rise for the design of suitable voltage control algorithms with pv inverters*“, 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, München, 2011.
- [24] A. Einfalt, F. Zeilinger: „*Modell für hochauflösende synthetische Haushaltsprofile*“, 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2012.
- [25] F. Zeilinger, G. Brauner: „*Endbericht zum Projekt EDLEM - Erstellung einer Datengrundlage für Last- und Einspeiseuntersuchungen von kleinen Modellnetzen (interner Projektbericht)*“, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Wien, Österreich, 2012.
- [26] A. Einfalt, F. Zeilinger, M. Rejc, 2013: „*Active Distribution Management vs. Selective Automation for Urban Distribution Grids*“, 4<sup>th</sup> IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), Copenhagen, Denmark, 2013.
- [27] F. Zeilinger, M. Rejc, A. Einfalt und A. Lugmaier: „*Analysis Tool for Assessment of Grid Management Measures using Time Domain Calculations*“, CIRED Workshop, Rom, Italien, 2014.
- [28] T. Wieland, F. Otto, L. Fickert, T. K. Schuster: „*Analyse, Bewertung und Steigerung möglicher Einspeisekapazität dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene*“, 8. Internationale Energiewirtschaftstagung, 2013, Wien, 2013.
- [29] M. Litzlbauer: „*Ladeprofilerstellung – Tätigkeitsbericht (interner Projektbericht)*“, Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, Wien, Österreich, 2012.
- [30] O. Pol und S. Shoshtari: „*Projekt NACH ASPERN - Gesamtenergiekonzept*“ Wien, 2010.
- [31] A. Einfalt, A. Schuster, C. Leitinger, D. Tiefgraber, M. Litzlbauer, S. Ghaemi, D. Wertz, A. Frohner und C. Karner: „*ADRES-Concept: Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Regenerative EnergieSysteme*“, TU Wien, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Wien, 2011. [Online]. Verfügbar: [http://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/ADRES\\_Concept/PublizierbarerEndberichtADRES\\_815674.pdf](http://www.ea.tuwien.ac.at/fileadmin/t/ea/projekte/ADRES_Concept/PublizierbarerEndberichtADRES_815674.pdf) (zuletzt aufgerufen am 19.05.2014).

- [32] C. Matrose, M. Gödde, T. Helmschrott und P. Scuro: „*Modeling of the energy demand related to the mass introduction of EV/PHEV*“, Grid4Vehicle (G4V), 2011. [Online]. Verfügbar: [http://www.g4v.eu/datas/reports/G4V\\_WP5\\_D5\\_1\\_modelling\\_of\\_energy\\_demand.pdf](http://www.g4v.eu/datas/reports/G4V_WP5_D5_1_modelling_of_energy_demand.pdf) (zuletzt aufgerufen am 20.05.2014).
- [33] Infas, DLR (2010): „*Mobilität in Deutschland 2008*“, Ergebnisbericht, Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, Bonn und Berlin, Februar 2010.
- [34] M. Schwan: „*Aspekte der Zuverlässigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungsnetze im liberalisierten Markt*“, Naturwissenschaftlich-Technischen Fakultät II der Universität des Saarlandes, 2003. [Online]. Verfügbar: <http://www.michael-schwan.de/schwan%20-%20aspekte%20der%20zuverlaessigkeitsberechnung.pdf> (zuletzt aufgerufen am 30.06.2014).
- [35] R. Dropalla, T. Porath: „*Konzepte zur Vermeidung von Mittelspannungs-Netzausbau im Vergleich*“, Internationaler ETG-Kongress, 2013, Berlin.
- [36] B. Gwisdorf, D. Unger, C. Rehtanz, J. Myrzik: „*Netztechnische und energetische Bewertung des Netzverstärkungsbedarfs in den deutschen Verteilnetzen*“, Internationaler ETG-Kongress, 2013, Berlin.
- [37] Consentec GmbH: „*Auswirkungen eines verstärkten Ausbaus der dezentralen Erzeugung auf die Schweizer Verteilnetze*“, Abschlussbericht für BFE, Aachen, 2012.
- [38] Consentec GmbH: „*Auswirkungen dezentraler Einspeisung auf die Verteilungsnetze der Schweiz*“, Abschlussbericht für VSE, Aachen, 2012.
- [39] L. Jarass und G. Obermair: „*Welchen Netzbau erfordert die Energiewende?: Unter Berücksichtigung des Netzentwicklungsplans Strom 2012*“, Reihe MV-Wissenschaft. Mosenstein und Vannerdat, 2012. [Online]. Verfügbar: <http://books.google.at/books?id=jID5HQcICLkC> (zuletzt aufgerufen am 20.04.2014).
- [40] M. Koderhold: „*Analyse von gemessenen Haushalts- und Gerätelastgängen*“, Diplomarbeit, Wien, 2014.
- [41] M. Litzlbauer: „*Erstellung und Modellierung von Stochastischen Ladeprofilen mobiler Energiespeicher mit MATLAB*“, Diplomarbeit, Wien, 2009.

[42] EUROPÄISCHE NORM EN 50160: „*Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*“, Österreichischer Verband der Elektrotechnik, Wien, 2005.

[43] Österreichisches Bundesrecht: „*Elektrizitätswirtschafts- und organisationsgesetz (EiWOG)*“, BGBl. I Nr. 143/1998 zuletzt geändert durch BGBl. I Nr. 112/2008.

[44] DIN 400041: *Zuverlässigkeit, Begriffe*. Ausgabe 1990-12, Beuth Verlag, Berlin, Köln, 1990.

[45] IEC 60050-191: *International Electrotechnical Vocabulary, Chapter 191: Dependability and quality of service*. International Electrotechnical Commission (IEC), Genf, 1990.

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Entwicklung des pro Kopf Stromverbrauchs in Österreich [5].....	2
Abbildung 1-2: Spannungsbandverletzungen bis 2030 [21], [22] .....	3
Abbildung 2-1: Schema des österreichischen Stromnetzes in den verschiedenen Spannungsebenen nach [12].....	8
Abbildung 2-2: Hoch- und Höchstspannungsnetz der Austrian Power Grid AG [7] ....	9
Abbildung 2-3: Aufbau eines Strahlennetz (entnommen aus [14]) .....	10
Abbildung 2-4: Ringleitung, offen betrieben (geschlossene Trennstellen nicht dargestellt) (entnommen aus [14]).....	12
Abbildung 2-5: Verzweigter Ring (entnommen aus [14]) .....	12
Abbildung 2-6: Maschennetz (entnommen aus [14]).....	12
Abbildung 2-7: Aufbau eines Mittelspannungsnetzes aus strahlenförmig betriebenen Ringleitungen bzw. verzweigten Ringleitungen (entnommen aus [14]) .....	14
Abbildung 2-8: Aufbau des Wiener Stromnetzes der höchsten Netzebene nach [4]	15
Abbildung 2-9: Zusammenhang zwischen kurzzeitiger Spannungsänderung $\Delta U$ und stationärer Spannungsanhebung $\Delta U_{An}$ [3].....	19
Abbildung 2-10: Netzverstärkungsmaßnahmen zur Netzintegration [36] .....	23
Abbildung 2-11: Schematische Darstellung des Spannungsverlaufs über eine Leitung in Abhängigkeit von Last und Einspeisung [38] .....	25
Abbildung 2-12: Schematische Darstellung des Einsatzes von spannungsgeregelten MS-/NS-Transformatoren im Netz [38] .....	26
Abbildung 2-13: Optimierter Spannungsverlauf entlang eines Leitungsstrangs [35]	27
Abbildung 2-14: Schematische Darstellung des Einsatzes spannungsgeregelter MS-/MS- oder NS-/NS-Zwischentransformatoren im Netz [38] .....	29
Abbildung 2-15: Schematische Darstellung der Wirkung einer Blindleistungseinspeisung von Erzeugungsanlagen [38].....	30
Abbildung 3-1: Screenshot des Hauptarbeits-GUI des NAT im Modus der Analyse von MS-Netzen .....	33
Abbildung 3-2: Schema des Netz-Analyse-Tools NAT .....	34
Abbildung 3-3: Zuweisung von Haushaltslastprofilen zu den einzelnen Lasten in einem NS-Netz.....	39

Abbildung 3-4: Erstellen einer Vielzahl unterschiedlicher Profilsätzen – hier nur für Haushaltslasten dargestellt .....	40
Abbildung 3-5: Profilsatzerstellung zusätzlich mit Einspeisung in Form von PV-Anlagen und Elektrofahrzeugen als zusätzlich Last .....	41
Abbildung 3-6: Ergebnis der Aufbereitung der Eingabedaten und Simulation der Profilsätze.....	42
Abbildung 3-7: Erstellung der Datenbank mit NS-Netzsimulationsergebnisse .....	43
Abbildung 3-8: Ablauf bei der MS-Netzanalyse – Zuordnung der Profile basiert dem Typ des NS-Netzes, welches an der ON-Station angeschlossen werden soll.....	44
Abbildung 3-9: Benutzeroberfläche des Offline-Analysetools.....	46
Abbildung 3-10: Auswahlmöglichkeiten für die Last- und Einspeiseanalyse im OAT .....	48
Abbildung 3-11: Auswahlmöglichkeiten für die Analyse der Spannungsverhältnisse im OAT .....	49
Abbildung 3-12: Auswahlmöglichkeiten für die Analyse der Stromverhältnisse im OAT .....	50
Abbildung 3-13: Auswahlmöglichkeiten für die Analyse der elektrischen Verluste im OAT .....	50
Abbildung 3-14: Lageorientierte Darstellung des urbanen Modellnetzes .....	52
Abbildung 3-15: Schematische Darstellung des urbanen Modellnetzes .....	53
Abbildung 3-16: relative Verteilung der Kabellängen in den betrachteten Netzgebieten .....	54
Abbildung 3-17: Tagesganglinie eines Mittelspannungsabgang des urbanen 10kV-Modellnetzes; Auflösung: 15-Minuten Mittelwerte; Ü1... Frühling, Ü2... Herbst.....	54
Abbildung 3-18: Jahresganglinie eines Mittelspannungsabgang des urbanen 10kV-Modellnetzes; Auflösung: Tagesmittelwerte .....	55
Abbildung 3-19: Lageorientierte Darstellung des ruralen 20kV-Modellnetzes .....	58
Abbildung 3-20: Schematische Darstellung des ruralen 20kV-Modellnetzes.....	59
Abbildung 3-21: Tagesganglinie eines Mittelspannungsabgang des ruralen 20kV-Modellnetzes ; Auflösung: 15-Minuten Mittelwerte; Ü1... Frühling, Ü2... Herbst.....	60
Abbildung 3-22: Jahresganglinie eines Mittelspannungsabgang des ruralen 20kV-Modellnetzes; Auflösung: Tagesmittelwerte .....	61
Abbildung 3-23: Darstellung eines synthetischen Mittelspannungslastganges bestehend aus 5 Niederspannungsnetzen für einen Sonntag im Sommer .....	65

Abbildung 3-24: Ermittlung der Kundenzahl pro Abgang basierend auf der Skalierung der synthetischen Abgangsprofile, um den Maximalwert der real gemessenen Profile nachzubilden .....	67
Abbildung 3-25: Ausschnitt aus dem Auswerteprotokoll des Mittelspannungsabganges 4 im urbanen Modellnetz .....	69
Abbildung 3-26: Graphische Darstellung der Analyse zur Bestimmung der Niederspannungsnetzgrößen für das urbane Mittelspannungsmodellnetz .....	71
Abbildung 3-27: Graphische Darstellung der Analyse zur Bestimmung der Niederspannungsnetzgrößen für das rurale Mittelspannungsmodellnetz .....	74
Abbildung 3-28: Synthetisches Niederspannungsnetz mit 150 Lastknoten .....	75
Abbildung 4-1: Schema der Ermittlung der Einspeiseleistung aus den Einstrahlungsdaten der DLE Datenbank .....	78
Abbildung 4-2: Vergleich zwischen den mittleren Standort- und Ladeprofile des gesamten Datenpool und der zufällig ausgewählten 100 BEV [29] .....	81
Abbildung 4-3: Urbanes Modellnetz im IST-Zustand; schematische Darstellung .....	83
Abbildung 4-4: Urbanes Modellnetz im SOLL-Zustand; schematische Darstellung..	84
Abbildung 4-5: Direkter Vergleich des Ausgangsnetzes (links, entspricht Abbildung 4-3) mit dem Zielnetz (rechts, entspricht Abbildung 4-4) .....	85
Abbildung 4-6: Veränderung der Verteilung der Kabellängen im urbanen Netzgebiet (ZN = Zielnetzplanung).....	85
Abbildung 4-7: Rurales Modellnetz im IST-Zustand; schematische Darstellung .....	87
Abbildung 4-8: Rurales Modellnetz im SOLL-Zustand; schematische Darstellung...	88
Abbildung 4-9: links: Ist-Zustand des ruralen Netzes; rechts: Zielnetzplanung .....	89
Abbildung 4-10: Veränderung der Verteilung der Leitungslängen im ruralen Netzgebiet (ZN = Zielnetzplanung).....	90
Abbildung 4-11: Typische Ladeprofile von Elektrofahrzeugen dargestellt über einen Tag [41] .....	92
Abbildung 4-12: Beispielhafte Darstellung zur Veranschaulichung der umgesetzten, aktiven Ladesteuerung, .....	93
Abbildung 4-13: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 5 des urbanen Modellnetzes im Winter .....	96
Abbildung 4-14: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 5 des urbanen Modellnetzes im Sommer .....	96

Abbildung 4-15: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 1 des urbanen Modellnetzes im Winter .....	99
Abbildung 4-16: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 1 des urbanen Modellnetzes im Sommer .....	99
Abbildung 4-17: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 2 des urbanen Modellnetzes im Winter .....	100
Abbildung 4-18: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 2 des urbanen Modellnetzes im Sommer .....	101
Abbildung 4-19: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 3 des urbanen Modellnetzes im Winter .....	102
Abbildung 4-20: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 3 des urbanen Modellnetzes im Sommer .....	102
Abbildung 4-21: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 4 des urbanen Modellnetzes im Winter .....	103
Abbildung 4-22: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 4 des urbanen Modellnetzes im Sommer.....	104
Abbildung 4-23: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 1 des ruralen Modellnetzes im Winter.....	106
Abbildung 4-24: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 1 des ruralen Modellnetzes im Sommer.....	106
Abbildung 4-25: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 2 des ruralen Modellnetzes im Winter.....	107
Abbildung 4-26: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 2 des ruralen Modellnetzes im Sommer.....	108
Abbildung 4-27: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 3 des ruralen Modellnetzes im Winter.....	109
Abbildung 4-28: Vergleich zwischen gemessenen und den simulierten Tagesverläufen des Mittelspannungsabganges 3 des ruralen Modellnetzes im Sommer.....	109
Abbildung 4-29: Durchschnittliche bezogene Leistung der Haushalte im urbanen Netzgebiet im IST-Zustand im Winter, alle Szenarien .....	113
Abbildung 4-30: Durchschnittliche bezogene Leistung der Haushalte im urbanen Netzgebiet im IST-Zustand im Sommer, alle Szenarien.....	113
Abbildung 4-31: Durchschnittliche bezogene Leistung der Haushalte im ruralen Netzgebiet im IST-Zustand im Winter, Szenario 2 und 3.....	114

Abbildung 4-32: Durchschnittliche bezogene Leistung der Haushalte im ruralen Netzgebiet im IST-Zustand im Sommer, Szenario 2 und 3.....	114
Abbildung 4-33: Durchschnittliche eingespeiste Leistung der PV-Anlagen im urbanen Netzgebiet im IST-Zustand, Szenario 2 und 3, Winter und Sommer .....	115
Abbildung 4-34: Durchschnittliche Leistungsaufnahme aller Elektrofahrzeuge im urbanen Netzgebiet im IST-Zustand an einem Sonntag im Winter, Szenario 3, Mittelwert über 40 Profile.....	117
Abbildung 4-35: Mittlere Leistungsaufnahme der Elektrofahrzeuge pro ON-Station im urbanen und ruralen Netzgebiet im IST-Zustand an einem Sonntag im Winter, Szenario 3 .....	117
Abbildung 4-36: Durchschnittliche bezogene Leistung des gesamten urbanen Modellnetzes im IST-Zustand im Winter, alle Szenarien .....	118
Abbildung 4-37: Durchschnittliche bezogene Leistung des gesamten urbanen Modellnetzes im IST-Zustand im Sommer, alle Szenarien .....	119
Abbildung 4-38: Durchschnittliche bezogene Leistung des gesamten ruralen Modellnetzes im IST-Zustand im Winter, Szenario 2 und 3.....	119
Abbildung 4-39: Durchschnittliche bezogene Leistung des gesamten ruralen Modellnetzes im IST-Zustand im Sommer, Szenario 2 und 3.....	120
Abbildung 4-40: Aufteilung des Spannungsbandes auf die verschiedenen Netzebenen (aus [23]) .....	121
Abbildung 4-41: Verteilung der Spannungswerte im urbanen Netzgebiet im IST Zustand, Winter, alle Szenarien .....	123
Abbildung 4-42: Verteilung der Spannungswerte im urbanen Netzgebiet im IST Zustand, Sommer, alle Szenarien .....	123
Abbildung 4-43: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im urbanen Modellnetz im IST Zustand, Spannungsband: $\pm 5\%$ , alle Szenarien, Winter.....	125
Abbildung 4-44: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im urbanen Modellnetz im IST Zustand, Spannungsband: $\pm 5\%$ , alle Szenarien, Winter .....	125
Abbildung 4-45: Durchschnittliche Auslastung der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), alle Szenarien, Sommer .....	127

Abbildung 4-46: Durchschnittliche Auslastung der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), alle Szenarien, Winter .....	127
Abbildung 4-47: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 3, Winter .....	129
Abbildung 4-48: Überlastungen der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, alle Szenarien, Winter .....	129
Abbildung 4-49: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im urbanen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, alle Szenarien, Winter .....	130
Abbildung 4-50: Durchschnittliche Belastung der Betriebsmittel in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit) im urbanen Netzgebiet im IST Zustand, alle Szenarien, Winter .....	130
Abbildung 4-51: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 1 und 3, Winter .....	131
Abbildung 4-52: Überlastungen der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, alle Szenarien, Winter .....	132
Abbildung 4-53: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im urbanen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, alle Szenarien, Winter .....	133
Abbildung 4-54: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 3, Sommer .....	134
Abbildung 4-55: Überlastungen der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, alle Szenarien, Sommer .....	135
Abbildung 4-56: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im urbanen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, alle Szenarien, Sommer .....	135

Abbildung 4-57: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf die durchschnittliche Belastung der Kabel im urbanen Modellnetz; alle Szenarien; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand.....	137
Abbildung 4-58: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf die durchschnittliche Belastung der Transformatoren im urbanen Modellnetz; alle Szenarien; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand .....	137
Abbildung 4-59: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasten Kabeln im urbanen Modellnetz bei 100% der Maximalbelastung; alle Szenarien; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand .	139
Abbildung 4-60: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasten Kabeln im urbanen Modellnetz bei 50% der Maximalbelastung; alle Szenarien; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand .	139
Abbildung 4-61: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasten Transformatoren im urbanen Modellnetz; bei 100% der Maximalbelastung; alle Szenarien; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand...	141
Abbildung 4-62: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasten Transformatoren im urbanen Modellnetz; bei 50% der Maximalbelastung; alle Szenarien; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand...	141
Abbildung 4-63: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich zwischen Ist und Soll, nur Transformatoren, Szenario 3, Winter.....	142
Abbildung 4-64: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich zwischen Ist und Soll, nur Transformatoren, Szenario 3, Sommer.....	142
Abbildung 4-65: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , alle Szenarien, Winter.....	143
Abbildung 4-66: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , alle Szenarien, Winter.....	144

Abbildung 4-67: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im urbanen Modellnetz im SOLL Zustand, Spannungsband: $\pm 10\%$ , alle Szenarien, Winter .....	144
Abbildung 4-68: Netzspannungs-Abweichung, urbanes Netzgebiet im SOLL Zustand, Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter .....	145
Abbildung 4-69: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , alle Szenarien, Winter .....	146
Abbildung 4-70: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , alle Szenarien, Winter .....	146
Abbildung 4-71: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im urbanen Modellnetz im SOLL Zustand, Spannungsband: $\pm 5\%$ , alle Szenarien, Winter .....	147
Abbildung 4-72: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter, Werktag ...	149
Abbildung 4-73: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter, Sonntag ...	149
Abbildung 4-74: Überlastungen der Betriebsmittel im urbanen Modellnetz im SOLL Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter .....	150
Abbildung 4-75: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter .....	151
Abbildung 4-76: Durchschnittliche Belastung der Betriebsmittel in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit) im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter..	151
Abbildung 4-77: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, Vergleich SOLL-Netz mit dem zusätzlichen Einsatz eines	

RUs, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter, strichliert: Werktag, durchgezogen: Sonntag .....	152
Abbildung 4-78: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, Vergleich Einsatz von RUs und von rONTs; vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter, strichliert: Werktag, durchgezogen: Sonntag .....	153
Abbildung 4-79: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich der Auswirkungen des Einsatzes von RUs und rONTs, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter .....	154
Abbildung 4-80: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im urbanen Modellnetz im SOLL Zustand, Vergleich der Auswirkungen des Einsatzes von RUs und rONTs, Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter .....	154
Abbildung 4-81: Überlastungen der Betriebsmittel im urbanen Modellnetz im SOLL Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, Szenario 3, Winter .....	155
Abbildung 4-82: Durchschnittliche Belastung der Betriebsmittel in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit) im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand und aktiver Ladesteuerung, Szenario 3, Winter .....	156
Abbildung 4-83: Anzahl an Überlastungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, Szenario 3, Winter; strichliert: Werktag, durchgezogen: Sonntag .....	157
Abbildung 4-84: Überlastungen der Transformatoren im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent der Zeit, wobei nur jene Transformatoren unter Beobachtungen sind, die schon im ursprünglichen Soll Netz ohne aktive Maßnahmen überlastet waren, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, nur Szenario 3, Winter .....	158
Abbildung 4-85: Prozentsatz aller Transformatoren mit Überbelastung bei 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, wobei nur jene Transformatoren unter Beobachtungen sind, die schon im ursprünglichen Soll Netz ohne aktiv Maßnahmen überlastet waren, nur Szenario 3, Winter .....	158

Abbildung 4-86: Durchschnittliche Belastung der Transformatoren in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (100% der maximalen Belastbarkeit) im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, wobei nur jene Transformatoren unter Beobachtungen sind, die schon im ursprünglichen Soll Netz ohne aktive Maßnahmen überlastet waren, nur Szenario 3, Winter.....	159
Abbildung 4-87: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter ....	160
Abbildung 4-88: Prozent aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter ....	160
Abbildung 4-89: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter, strichliert: Werktag, durchgezogen: Sonntag .....	161
Abbildung 4-90: Verteilung der Spannungswerte im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, Winter, Szenario 2 und 3 .....	163
Abbildung 4-91: Verteilung der Spannungswerte im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, Sommer, Szenario 2 und 3 .....	163
Abbildung 4-92: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer .....	164
Abbildung 4-93: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Winter .....	165
Abbildung 4-94: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer.....	166
Abbildung 4-95: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer.....	166
Abbildung 4-96: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Winter .....	167

Abbildung 4-97: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Winter .....	167
Abbildung 4-98: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer .....	168
Abbildung 4-99: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer .....	169
Abbildung 4-100: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer .....	169
Abbildung 4-101: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Winter .....	170
Abbildung 4-102: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Winter .....	170
Abbildung 4-103: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Winter .....	171
Abbildung 4-104: Anzahl an Überlastungen im Netz im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 2 und 3, Sommer .....	172
Abbildung 4-105: Durchschnittliche Auslastung der Betriebsmittel im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 2 und 3, Sommer .....	173
Abbildung 4-106: Anzahl an Überlastungen im Netz im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 2 und 3, Winter .....	174
Abbildung 4-107: Durchschnittliche Auslastung der Betriebsmittel im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 2 und 3, Winter .....	175

Abbildung 4-108: Überlastungen der Betriebsmittel im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Szenario 2 und 3, Sommer .....	176
Abbildung 4-109: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Szenario 2 und 3, Sommer .....	176
Abbildung 4-110: Überlastungen der Betriebsmittel im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Szenario 2 und 3, Winter.....	177
Abbildung 4-111: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Szenario 2 und 3, Winter.....	177
Abbildung 4-112: Anzahl an Überlastungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 2 und 3, Sommer .....	179
Abbildung 4-113: Anzahl an Überlastungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Szenario 2 und 3, Winter .....	179
Abbildung 4-114: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Szenario 2 und 3, Sommer .....	180
Abbildung 4-115: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im ruralen Netzgebiet im IST Zustand, vorgegebener Grenzwert: 50% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Szenario 2 und 3, Winter.....	180
Abbildung 4-116: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf die durchschnittliche Belastung der Kabel im ruralen Modellnetz; Szenario 2 und 3; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand.....	182
Abbildung 4-117: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf die durchschnittliche Belastung der Transformatoren im ruralen Modellnetz; Szenario 2 und 3; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand .....	183
Abbildung 4-118: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasten Kabeln im ruralen Modellnetz bei 100% der Maximalbelastung; Szenario 2 und 3; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand .....	184

Abbildung 4-119: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasten Kabeln im ruralen Modellnetz bei 50% der Maximalbelastung; Szenario 2 und 3; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand .....	185
Abbildung 4-120: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasten Transformatoren im ruralen Modellnetz; bei 100% der Maximalbelastung; Szenario 2 und 3; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand .....	186
Abbildung 4-121: Auswirkungen der Umstrukturierungsmaßnahmen auf den Prozentsatz an überlasten Transformatoren im ruralen Modellnetz; bei 50% der Maximalbelastung; Szenario 2 und 3; voll: IST-Zustand; schraffiert: SOLL-Zustand .....	186
Abbildung 4-122: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer .....	187
Abbildung 4-123: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer .....	188
Abbildung 4-124: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer .....	188
Abbildung 4-125: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet, Vergleich von IST im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 3, Sommer .....	189
Abbildung 4-126: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet Vergleich von IST im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 3, Sommer .....	189
Abbildung 4-127: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 2 und 3, Winter .....	190
Abbildung 4-128: Verteilung der Spannungswerte im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, nur Szenario 3, Winter .....	191

Abbildung 4-129: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet, Vergleich von IST im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 3, Winter.....	191
Abbildung 4-130: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet Vergleich von IST im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , Szenario 3, Winter.....	192
Abbildung 4-131: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer.....	193
Abbildung 4-132: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer.....	193
Abbildung 4-133: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Sommer.....	194
Abbildung 4-134: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Winter.....	194
Abbildung 4-135: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Winter.....	195
Abbildung 4-136: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 5\%$ , Szenario 2 und 3, Winter.....	195
Abbildung 4-137: Anzahl an Überlastungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter, Werktag ...	197
Abbildung 4-138: Anzahl an Überlastungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter, Sonntag ...	198
Abbildung 4-139: Überlastungen der Betriebsmittel im ruralen Modellnetz im SOLL Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter.....	199

Abbildung 4-140: Prozentsatz aller Betriebsmittel mit Überlastungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter .....	199
Abbildung 4-141: Durchschnittliche Belastung der Betriebsmittel in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit) im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich aktiver Maßnahmen, Szenario 3, Winter..	200
Abbildung 4-142: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, Vergleich SOLL-Netz mit dem zusätzlichen Einsatz von rONTs, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter, strichliert: Sonntag, durchgezogen: Werktag .....	201
Abbildung 4-143: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, Vergleich SOLL-Netz mit dem zusätzlichen Einsatz eines RUs, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter, strichliert: Sonntag, durchgezogen: Werktag .....	202
Abbildung 4-144: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich der Auswirkungen des Einsatzes von RUs und rONTs, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter .....	203
Abbildung 4-145: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Modellnetz im SOLL Zustand, Vergleich der Auswirkungen des Einsatzes von RUs und rONTs, Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter .....	203
Abbildung 4-146: Verteilung der Spannungswerte im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand mit RU, nur Szenario 3, Winter .....	204
Abbildung 4-147: Verteilung der Spannungswerte im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand mit rONTs, Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter.....	205
Abbildung 4-148: Verteilung der Spannungswerte im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand mit RU und rONTs, nur Szenario 3, Winter.....	205
Abbildung 4-149: Überlastungen der Betriebsmittel im ruralen Modellnetz im SOLL Zustand in Prozent der Zeit, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, Szenario 3, Winter .....	206
Abbildung 4-150: Durchschnittliche Belastung der Betriebsmittel in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit) im ruralen	

Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, Szenario 3, Winter .....	207
Abbildung 4-151: Anzahl an Überlastungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (hier 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel), Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, Szenario 3, Winter; strichliert: Werktag, durchgezogen: Sonntag .....	208
Abbildung 4-152: Überlastungen der Transformatoren im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent der Zeit, wobei nur jene Transformatoren unter Beobachtungen sind, die schon im ursprünglichen Soll Netz ohne aktive Maßnahmen überlastet waren, vorgegebener Grenzwert: 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel, nur Szenario 3, Winter .....	209
Abbildung 4-153: Prozentsatz aller Transformatoren mit Überbelastung bei 100% der maximalen Belastbarkeit der Betriebsmittel im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, wobei nur jene Transformatoren unter Beobachtungen sind, die schon im ursprünglichen Soll Netz ohne aktiv Maßnahmen überlastet waren, nur Szenario 3, Winter .....	209
Abbildung 4-154: Durchschnittliche Belastung der Transformatoren in Prozent des vorgegebenen Grenzwertes (100% der maximalen Belastbarkeit) im urbanen Netzgebiet im SOLL Zustand, wobei nur jene Transformatoren unter Beobachtungen sind, die schon im ursprünglichen Soll Zustand, nur Szenario 3, Winter .....	210
Abbildung 4-155: Spannungsbandverletzungen in Prozent der Zeit im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter ....	211
Abbildung 4-156: Prozentsatz aller Knoten mit Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter ....	211
Abbildung 4-157: Anzahl an Spannungsbandverletzungen im ruralen Netzgebiet im SOLL Zustand in Prozent, Vergleich zwischen SOLL Netz und aktiver Ladesteuerung, vorgegebenes Spannungsband: $\pm 10\%$ , nur Szenario 3, Winter, strichliert: Werktag, durchgezogen: Sonntag .....	212
Abbildung 5-1: Prinzipieller Ablauf einer Zuverlässigkeitsanalyse nach [34] .....	214
Abbildung 5-2: Normierte Jahresdauerlinie eines typischen Mittelspannungsabganges des urbanen Modellnetzes; Auflösung: Tageswerte .....	221

Abbildung 5-3: Eingabemaske in PSS®SINCAL zur Eingabe der Jahresdauerlinie .....	222
Abbildung 5-4: Darstellung der Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse im direkten Vergleich in normierter Form, urbanes Netzgebiet .....	230
Abbildung 5-5: Darstellung der Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse im direkten Vergleich in normierter Form, rurales Netzgebiet .....	231

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1: Spannungsebenen der österreichischen Stromversorgung nach [43] .....	8
Tabelle 2-2: Kennzahlen des Wiener Stromnetzes nach [4].....	16
Tabelle 3-1: Haushaltskategorien inkl. deren Anteil in der Umfrage in [31]. Auf 100% fehlende: sonstige (ohne Angabe, „atypische“ Wohnverhältnisse).....	63
Tabelle 3-2: Auflistung der Tagestypen der Szenarien.....	68
Tabelle 3-3: Tabellarische Auflistung der Analyse zur Bestimmung der Niederspannungsnetzgrößen für das urbane Mittelspannungsmodellnetz .....	70
Tabelle 3-4: Tabellarische Auflistung der Analyse zur Bestimmung der Niederspannungsnetzgrößen für das rurale Mittelspannungsmodellnetz .....	72
Tabelle 4-1: Übersicht und Beschreibung der Szenarien für die Lastprofilanalyse....	82
Tabelle 5-1: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des urbanen Modellnetzes im IST-Zustand, Szenario 1.....	225
Tabelle 5-2: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des urbanen Modellnetzes im SOLL-Zustand, Szenario 1 .....	226
Tabelle 5-3: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des ruralen Modellnetzes im IST-Zustand, Szenario 1.....	226
Tabelle 5-4: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des ruralen Modellnetzes im SOLL-Zustand, Szenario 1 .....	226
Tabelle 5-5: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des urbanen Modellnetzes im IST-Zustand, Szenario 2.....	227
Tabelle 5-6: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des urbanen Modellnetzes im SOLL-Zustand, Szenario 2 .....	227
Tabelle 5-7: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des ruralen Modellnetzes im IST-Zustand, Szenario 2.....	228
Tabelle 5-8: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des ruralen Modellnetzes im SOLL-Zustand, Szenario 2 .....	228
Tabelle 5-9: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des urbanen Modellnetzes im SOLL-Zustand, Szenario 3 .....	229
Tabelle 5-10: Zusammenfassung der Zuverlässigkeitsindikatoren des ruralen Modellnetzes im SOLL-Zustand, Szenario 3 .....	229

# Anhang A: MATLAB - Skript

```
% -----  
%           G E N E R A L   S E T T I N G S  
% -----  
% Enter here path to scenario data to be investigated:  
path = 'D:\Restrukt_DEA\LV_Grids\Load_Infeed_Data_f_Scenarios\  
2014_02_02-17.53.51';  
% Name of the scenario:  
scen_name = '09_High_load_Medium_infeed_High_e_mobility_Winter_Workda';  
% Number of LV-Substations or Transformers in one of the feeder of interest  
num_con_point = 120;  
% How many different data_sets should be created  
%   num_sets = 'max'; %... as many as datasets are in the loaded input  
data file  
%   num_sets = 30;    %... create 30 different compositions  
num_sets = 30;  
% Should the output be plotted?  
plot_output = true;  
% -----  
  
% load scenario input data (variable 'Load_Infeed_Data')  
load([path,filesep,scen_name, '.mat']);  
  
% get fieldnames of data-structure:  
setnames = fields(Load_Infeed_Data);  
  
% how many different profiles are available in one data-set? Get this  
information out of  
% the first data set (number of columns divide by 6, because one profile  
consists of 6  
% columns (3 for active and 3 for reactive power):  
num_prof = size(Load_Infeed_Data.(setnames{1}).Households.Data_Mean,2)/6;  
  
% total number of profiles = number of sets times number of profiles per  
set:  
num_prof_total = num_prof * numel(setnames);  
  
% Determine, how many input sets should be created:  
if ischar(num_sets) && strcmpi(num_sets, 'max');  
    % The maximum number of datasets is dependent on the number of  
connectionpoints and  
    % available profiles:  
    num_sets = floor(num_prof_total/num_con_point);  
    % Inform user:  
    fprintf(['\nAnzahl an generierten Datensets:  
,num2str(num_sets),'\n']);  
elseif ~isnumeric(num_sets)  
    % Inputdata can't be processed:  
    errordlg('No valid input for variable 'num_sets'');  
    return;  
end  
  
% Check, if enough profiles are available per dataset (there must be a  
number of sets  
% greater than zero and there must be a unique number of profiles for each  
connectionpoint
```

```

% and dataset!)
if (num_sets > 0) && (num_con_point > num_prof_total/num_sets)
    errordlg('Not enough input profiles available for composition!');
    return;
end

% Create a random composition out of the data:
hh_data_cum = zeros(144,num_sets);
% for drawing a series of random numbers out of a pool without laying back
of available
% profiles, first create the pool:
pool = 1:num_prof_total;
for i=1:num_sets
    % create a index list with the random drawn numbers:
    idx_list = zeros(1,num_con_point);
    for j=1:num_con_point
        % draw a random number of the remaining size of the pool (ceil -->
round to the
        % next higher digit, so a distribution between 1 and size of pool
is present):
        fortu = ceil(rand()*(numel(pool)));
        % The content of the pool at the random index is the next index to
be used, save
        % this index:
        idx_list(j) = pool(fortu);
        % remove the drawn index out of the pool:
        pool(fortu) = [];
    end
    % show, in which datasets the indexes are found:
    set_list = ceil(idx_list/num_prof);
    % which indexes in the sets were selected?
    ind_iset = idx_list - (set_list-1)*num_prof;
    % translate the index list to the three needed indexes for the active
power (e.g.
    % index_list(1) = 2 means that the second profile is needed and
therefore the columns
    % 7, 9 and 11 contain the needed data):
    ind_iset = reshape([(ind_iset-1)*6+1; (ind_iset-1)*6+3; (ind_iset-
1)*6+5]', [], 3);
    % merge the data:
    for j=1:num_con_point
        % get the data:
        data =
Load_Infeed_Data.(setnames{set_list(j)}).Households.Data_Mean;
        % sum up the single active power profiles (only overall power
consumption is treated):
        hh_data_cum(:,i) = hh_data_cum(:,i) + sum(data(:,ind_iset(j,:)),2);
    end
end

% Plot the output if wanted:
if plot_output
    figure;
    plot([mean(hh_data_cum,2),...
        min(hh_data_cum,[],2),max(hh_data_cum,[],2)]);
    title('Mittel-, Minimal- und Maximalwert der zusammengestellten
Profile');
    figure;
    plot(hh_data_cum);
    title('Darstellung der Einzelprofile');
end

```

## Anhang A

---

```
% Create and save the output to a excel-file
heading = {'Mean', 'Min', 'Max', '10% Quantile', '90% Qunatille'};
output = [heading; num2cell([...
    mean(hh_data_cum,2),...
    min(hh_data_cum,[],2),...
    max(hh_data_cum,[],2),...
    quantile(hh_data_cum',[0.1, 0.9]')]);
xlswrite([pwd,filesep,'Output.xlsx'],output);
```