

# Validierung der Stromnetzrechnungsansätze anhand realer Messungen in der Niederspannungsebene

Masterarbeit  
zur Erlangung des akademischen Grades

**Master of Science in Engineering (MSc)**

Fachhochschule Vorarlberg  
Nachhaltige Energiesysteme

Betreut von  
Lukas Schober, MSc MBA

Vorgelegt von  
Matthias Nicolussi-Zatta, BSc  
Dornbirn, Juli 2023



# Kurzreferat

## Validierung der Stromnetzberechnungsansätze anhand realer Messungen in der Niederspannungsebene

Die politischen Ziele der Energiewende und insbesondere der zunehmende Ausbau der Elektromobilität führt zu steigenden Belastungen in den Niederspannungsnetzen. Eines der Hauptprobleme besteht darin, dass die genauen Informationen über den Zeitpunkt und die Dauer der Ladevorgänge fehlen, was eine präzise Bestimmung des Netzzustandes erschwert - auch deshalb, weil dieser durch die statische Netzberechnung erhoben wird, welche weitestgehend auf Annahmen und nicht zeitreihenbasierten Werten beruht. Im Folgenden wird daher untersucht, wie groß die Abweichungen der Niederspannungsparameter zwischen Trafostation und letztem Kabelverteilschrank bei realen Messungen im Winter im Vergleich zur statischen Worst-Case Berechnung sind. Weiters wird ermittelt, welche Änderungen der Eingangsparameter zu einer Optimierung der Ergebnisse führen. Dafür werden reale Messungen in verschiedenen Niederspannungsspannungsnetzen realisiert und nach einer Analyse der Messergebnisse werden die Eingangsparameter für die Netzberechnung bestimmt. Auf Basis dieser Inputparameter werden vier verschiedene Szenarien gebildet und die Berechnung mit diesen Szenarien durchgeführt. Anschließend werden die Berechnungsergebnisse mit den Messergebnissen verglichen. Der Vergleich der Methoden zeigt, dass die Berechnung den Worst-Case-Fall im Netz sehr realistisch abbildet. Jedoch ist auffällig, dass dieser Fall nur selten vorkommt und die betrachteten Verteilernetze zum größten Teil viel geringer belastet sind. Die 95%-Szenario-Betrachtungen zeigen, dass eine Vernachlässigung der selten vorkommenden Ausreißer zu einer Änderung der Eingangsparameter und einer Optimierung der Netzberechnung führt. Aus der Untersuchung geht zusätzlich hervor, dass die Annahme des Leistungsfaktors  $\cos \phi$  mit 0,90 zu niedrig angesetzt ist. Es kann festgehalten werden, dass sich dieser bei allen Netzen zwischen 0,999 und 0,990 befindet. Dieser Eingangsparameter für die statische Worst-Case-Berechnung kann aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse optimiert werden.

# Abstract

## Validation of Concepts for Power Network Calculation based on Real Measurements on Low-Voltage Level.

The political goals of the energy transition and, in particular, the increasing expansion of electromobility are leading to rising loads in the low-voltage networks. One of the main problems is that the exact information about the time and duration of charging processes is missing, which makes a precise determination of the network state difficult - also because this is collected by static network calculation, which is largely based on assumptions and not time series-based values. In the following, it is therefore investigated how large the deviations of the low-voltage parameters between the transformer station and the last power distribution cabinet are for real measurements compared to the static worst-case calculation. Furthermore, it is determined which changes of the input parameters lead to an optimization of the results. For this purpose, real measurements in different low-voltage grids are realized and, after an analysis of the measurement results, the input parameters for the grid calculation are determined. Based on these input parameters, four different scenarios are formed and the calculation is performed with these scenarios. Afterwards, the calculation results are compared with the measurement results. The comparison of the methods shows that the calculation represents the worst case in the network very realistically. However, it is noticeable that this case only rarely occurs and that the distribution networks considered are for the most part much less loaded. The 95% scenario considerations show that neglecting the rarely occurring outliers leads to a change of the input parameters and an optimization of the network calculation. The study also shows that the assumption of the power factor  $\cos \phi$  of 0.90 is too low. It can be stated that this is between 0.999 and 0.990 for all networks. This input parameter for the static worst-case calculation can be optimized on the basis of the findings.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>V</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>VII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>VIII</b>
<b>1. Einleitung</b>	<b>1</b>
1.1. Motivation und Ausgangslage . . . . .	4
1.2. Vorgehensweise . . . . .	6
<b>2. Theoretischer Hintergrund</b>	<b>8</b>
2.1. Aufbau Verteilernetz . . . . .	8
2.1.1. Lasten und Lastentwicklung . . . . .	10
2.1.2. Rahmenbedingungen . . . . .	19
2.1.3. Entwicklungen . . . . .	22
2.2. Messsysteme im NS-Netz . . . . .	24
2.2.1. Messeinrichtung in Trafostationen . . . . .	25
2.2.1.1. ONS . . . . .	25
2.2.1.2. iONS . . . . .	26
2.2.2. Mobile Messsysteme - Power Quality Box . . . . .	28
2.3. Netzplanung . . . . .	29
2.4. Netzberechnung . . . . .	30
2.4.0.1. Netzberechnungsarten . . . . .	31
2.4.0.2. Netzberechnung bei vorarlberg netz . . . . .	32
<b>3. Wissenschaftlicher Stand</b>	<b>36</b>

<b>4. Methodik</b>	<b>41</b>
4.1. Messung . . . . .	43
4.1.1. Messkonzept und Topologie . . . . .	43
4.1.2. Messzeitraum . . . . .	45
4.1.3. Messinstrumente und Messaufbau . . . . .	45
4.1.4. Messgrößen . . . . .	46
4.1.5. Datenaufbereitung . . . . .	47
4.1.6. Messauswertung . . . . .	49
4.2. Netzberechnung im Neplan . . . . .	50
<b>5. Ergebnisse</b>	<b>58</b>
5.1. Ergebnisse für Netz 1 . . . . .	58
5.2. Ergebnisse über alle Netze . . . . .	69
<b>6. Diskussion</b>	<b>76</b>
<b>7. Fazit und Ausblick</b>	<b>78</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>82</b>
<b>A. Anhang</b>	<b>86</b>
A.1. Leistungen der Trafostationen aller Netze . . . . .	87
A.2. Spannungsdeltas aller Netze . . . . .	89
A.3. Auswertung der Ströme aller Netze . . . . .	91
<b>Eidesstattliche Erklärung</b>	<b>95</b>

# Abbildungsverzeichnis

1.1. Bestand Elektrofahrzeuge (BEV) in Österreich . . . . .	1
1.2. Absolute Kosten durch E-Mob bis 2030 für Österreich (Übertra- gungsnetz und Verteilernetz) . . . . .	3
1.3. Monatlicher Stromverbrauch Österreich . . . . .	5
2.1. Netzebenen . . . . .	9
2.2. Beurteilung angesuchter E-Mob Ladestellen bei vorarlberg netz .	12
2.3. Beispielhaftes Haushalts-Tagesprofil mit und ohne E-Mob [8] . .	13
2.4. Berechnung des GZF für ein schematisches Netz . . . . .	15
2.5. Skalierte Lasten für ein schematisches Netz . . . . .	17
2.6. Annahmen zum Spannungsband bei vorarlberg netz . . . . .	21
2.7. rONT Auswirkunge auf das Niederspannungsnetz . . . . .	23
2.8. Bimetall-Maximum-Strommesser . . . . .	25
2.9. Darstellung des Spannungsverlaufs mittels Messgerät UMD 97 . .	27
2.10. Immitanz - Unterscheidung von Impedanz und Admittanz . . .	33
4.1. Methodik zur Messung, Berechnung und Vergleich der Span- nungswerte in den untersuchten Netzen . . . . .	42
4.2. Beispielhaftes Niederspannungsnetz . . . . .	44
4.3. Messaufbau PQ-Box in schematischer Darstellung a) und im Netz b) . . . . .	46
4.4. Spannungsverlauf in Tagen über den Messzeitraum . . . . .	49
4.5. Vorgehen bei der Netzberechnung im Neplan . . . . .	50
4.6. Beispielnetz vor der Berechnung . . . . .	51
4.7. Beispielnetz nach der Berechnung . . . . .	52
4.8. Häufigkeit und Verteilung vom Spannungsdelta im Netz 1 . . . .	53
4.9. Gemessene Wirkleistung im Netz 1 . . . . .	54

5.1. Auswertung der Spannungsdelta mit 10-Minuten-Mittelwerten im Netz 1 . . . . .	59
5.2. Auswertung der Leistungen am Trafo in Netz 1 . . . . .	60
5.3. Vergleich vom Leistungsfaktor zwischen Messung und Annahmen beim Trafo in Netz 1 . . . . .	61
5.4. Ergebnis der Berechnung und Messung in Netz 1 . . . . .	62
5.5. Spannungsdeltas im Szenario- und Messvergleich und Vorgehens- weise vorarlberg netz in Netz 1 . . . . .	63
5.6. Auswertung der Strommessung beim NS-Abgang in der iONS/ONS in Netz 1 . . . . .	64
5.7. Auswertung der Strommessung beim KVS in Richtung iONS/ONS in Netz 1 . . . . .	65
5.8. Scheinleistungen am Trafo in verschiedenen Szenarien über alle Netze . . . . .	70
5.9. Leistungsfaktor am Trafo in allen Netzen im Messzeitraum von 3 Wochen . . . . .	71
5.10. Spannungsdeltas und Messwerte zwischen iONS/ONS in allen Netzen mit allen Szenarien . . . . .	72
A.1. Leistungen Netz 2 und Netz 3 . . . . .	87
A.2. Leistungen Netz 4 und Netz 5 . . . . .	88
A.3. Spannungsdeltas Netz 2 und Netz 3 . . . . .	89
A.4. Spannungsdeltas Netz 4 und Netz 5 . . . . .	90
A.5. Ströme Netz 2 . . . . .	91
A.6. Ströme Netz 3 . . . . .	92
A.7. Ströme Netz 4 . . . . .	93
A.8. Ströme Netz 5 . . . . .	94



# Tabellenverzeichnis

2.1. Charakteristika von Netztopologien . . . . .	10
2.2. Lasten im Verteilernetz . . . . .	11
2.3. Übersicht Spannungsbandeinhaltung . . . . .	20
4.1. Topologischen Eigenschaften der betrachteten NS-Netze . . . . .	45
4.2. Messgrößen in der iONS und PQ-Box für jede Phase L1, L2, L3	47
4.3. Vergleich der Erhebung der Kennzahlen von vorarlberg netz mit der eigenen Messung . . . . .	54
4.4. Skalierungsfaktoren der Netzte für 2 unterschiedliche Szenarien .	56
4.5. Szenarienmatrix . . . . .	57
5.1. Übersicht Stromszenarien . . . . .	66
5.2. Strom im Vergleich: Symmetrisch und Unsymmetrisch in Netz 1	67
5.3. Spannungsdeltas im Vergleich: Unsymmetrisch und Symmetrisch in Netz 1 . . . . .	68
5.4. Deltas zwischen Szenarien und Messungen . . . . .	73
5.5. Optimierungspotential in allen Netzen . . . . .	74
5.6. Sicherheitsbetrachtung der Optimierungspotentiale . . . . .	75

# Abkürzungsverzeichnis

<b>E-Mob</b>	Elektromobilität
<b>BEV</b>	Battery Electric Vehicle (Elektrofahrzeug)
<b>GZF</b>	Gleichzeitigkeitsfaktor
<b>iONS</b>	intelligente Ortsnetzstation
<b>KVS</b>	Kabelverteilschrank
<b>MS</b>	Mittelspannung
<b>NIS</b>	Netzinformationssystem
<b>NS</b>	Niederspannung
<b>ONS</b>	Ortsnetzstation
<b>PV</b>	Photovoltaik
<b>rONT</b>	regelbarer Ortsnetztrafo
<b>SW</b>	Schleppzeigerwert

# 1. Einleitung

Durch die politischen Ziele der Energiewende kommt es zu einer tiefgreifenden Umbruchphase in der elektrischen Energiewirtschaft. Zukünftig sind die Stromnetze mit großen Herausforderungen konfrontiert. Die voranschreitende Elektrifizierung von traditionell nicht leitungsgebundenen Sektoren (z.B. Verkehr) zeigt sich vor allem darin, dass beispielsweise die Verbreitung von Elektrofahrzeuge (Battery Electric Vehicle BEV) stetig ansteigt (siehe dazu Abbildung 1.1).

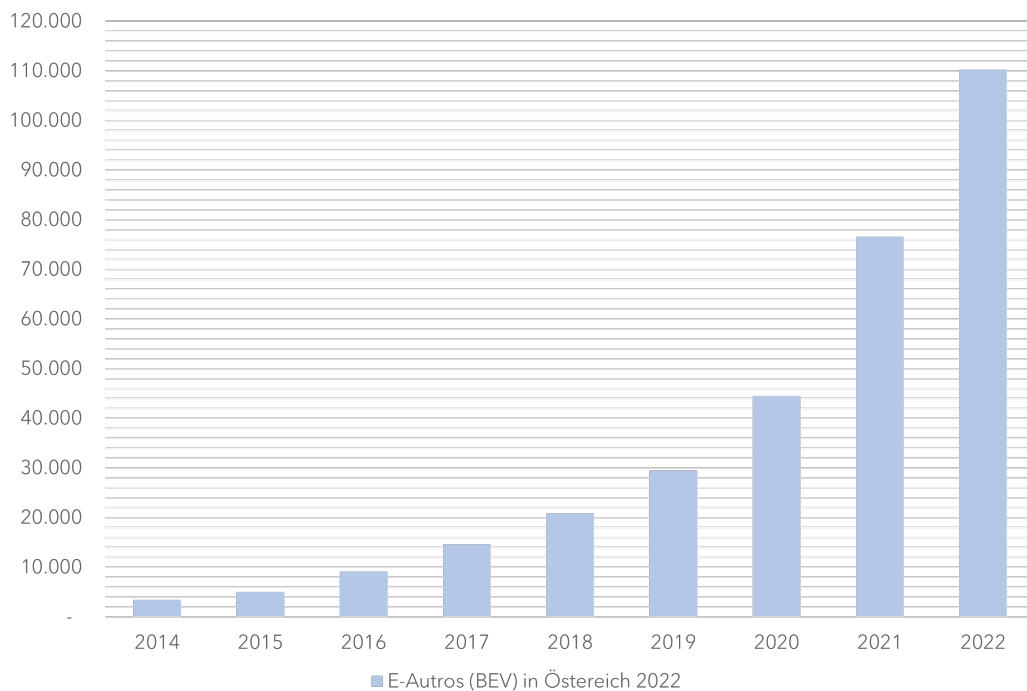


Abbildung 1.1.: Bestand Elektrofahrzeuge (BEV) in Österreich. Eigene Darstellung nach [1]

Neben den positiven Auswirkungen der Elektromobilität (E-Mob) wie der Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes, der erhöhten Energieeffizienz, der Lärmreduktion sowie dem größeren Grad an Importunabhängigkeit hat die Elektromobilität vor allem in Bezug auf die Stromnetze auch negative Auswirkungen. Der steigende Leistungsbedarf (im Haushaltsbereich bis zu 22 kW) belastet nicht nur die Betriebsmittel an sich, die fehlende Information über den zeitlichen Anfall der Leistung stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Dabei muss der Netzbetreiber jedoch stets innerhalb des Zielkonflikts agieren, der zwischen der Bereitstellung eines versorgungssicheren und eines kostengünstigen Stromnetzes besteht. Der Ausbau des Verteilernetzes kann konventionell, sowie auch durch Einbau von intelligenten Komponenten durchgeführt werden. Beiderseits gilt, dass nur durch einen optimierten Netzausbau ein stabiles Stromnetz für die steigende Anzahl an Elektrofahrzeugen gewährleistet werden kann. Der klassische Ausbau des Stromnetzes bringt jedoch hohe Investitionskosten mit sich. Diese steigenden Kosten sind in Abbildung 1.2 ersichtlich und wirken sich nach [2] folgendermaßen auf die klassischen Investitionskosten der Netzbetreiber aus: Zusätzlich zu den 10.6 Milliarden Euro an jährlichen Regelinvestitionskosten verursacht die Elektromobilität bereits bei einer eher gering angenommenen Marktdurchdringung von 10% eine Kostenzunahme um 8%. Bei einer Marktdurchdringung von 30% erhöhen sich die Investitionskosten sogar um 41%. Vor allem im Verteilernetz, also auf der Niederspannungsebene (NS-Ebene) sowie Mittelspannungsebene (MS-Ebene) schlagen diese Kosten zu Buche.

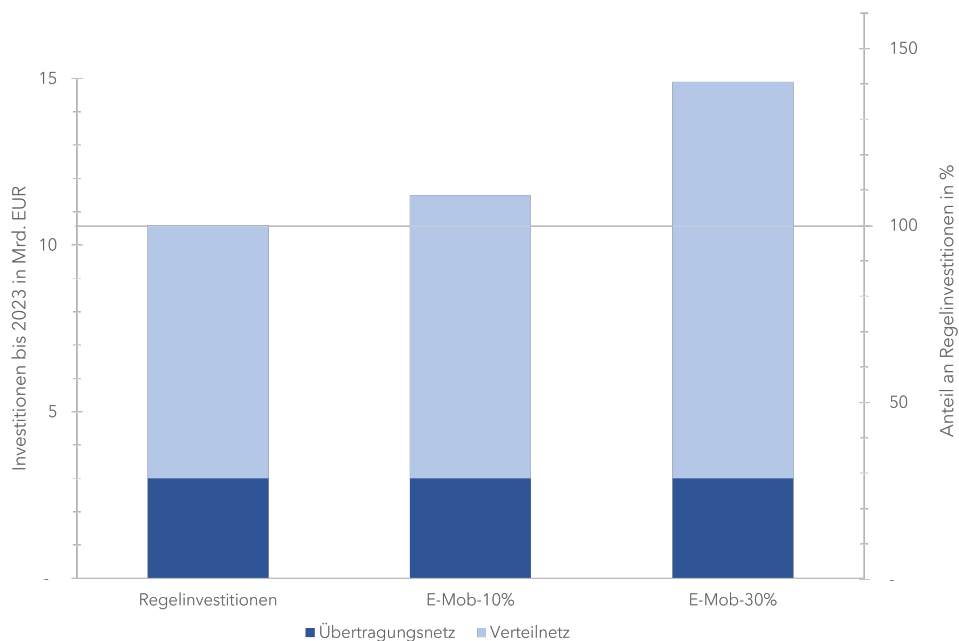


Abbildung 1.2.: Absolute Kosten durch E-Mob bis 2030 für Österreich (Übertragungsnetz und Verteilernetz). Eigene Darstellung nach [2]

Um die zusätzlichen Kosten möglichst gering zu halten, ist es notwendig, die Stromnetze möglichst effizient zu betreiben. Effizient bedeutet in diesem Sinne, die Kapazitäten des Netzes optimal zu nutzen. Da jedoch vor allem im Niederspannungsnetz wenig Daten über den Netzzustand vorhanden sind, ist die Ausnutzung der Netzkapazitäten nur schwer möglich. Die Ermittlung des Netzzustands erfolgt auf NS-Ebene daher meist nur anlassbezogen und mittels statischer Netzberechnung, die vor allem auf Statistik- und Erfahrungswerten basiert. Damit also die Netzreserven optimal ausgenutzt werden können, muss die Netzberechnungen dahingehend optimiert werden, damit sie möglichst nahe an den realen Zuständen liegen, ohne dabei auf flächendeckende Echtzeitdaten aus dem NS-Netz angewiesen zu sein. Ziel ist es, minimalinvasiv eine Aussage treffen zu können, in wie weit die bestehenden Ansätze zur Netzberechnung optimiert werden können und so vorhandene, aber nicht bekannte Netzreserven genutzt werden können und Über- oder Unterinvestitionen zu vermeiden. Dies ist Thema der vorliegenden Arbeit.

## 1.1. Motivation und Ausgangslage

Bis dato erfolgt die Netzberechnung für den Netzausbau weitgehend einer statistischen Analyse, bei der die Netzbetreiber Informationen über die Größe und vor allem den zeitlichen Anfall der Last annehmen. Diese Annahmen sind so lange relativ genau möglich, wie der zeitliche Anfall der Lasten (Lastprofil) bekannt ist. Dies ist etwa bei Warmwasserspeichern der Fall, bei denen der Netzbetreiber relativ genau weiß, zu welchen Zeiten die Last anfällt (bspw. durch finanzielle Anreize zur Lastregelung mittels Hoch- und Niedertarifzeiten). Die große Herausforderung bei der Elektromobilität ist dagegen, dass eben diese Information über den Zeitpunkt und die Dauer fehlen, was eine genaue Berechnung des Netzzustands erschwert.

Aktuell verwendet der Netzbetreiber Vorarlberger Energienetze GmbH, kurz vorarlberg netz, die Methode der statischen Lastflussberechnung, bei welcher stets der Worst-Case-Fall berechnet wird. Die statische Lastflussberechnung dient zur Zustandsermittlung der Netzeigenschaften bei verschiedenen Knotenpunkten im Verteilernetz. Dies wird genutzt, um den Spannungsunterschied zwischen einer Trafostation und einem ausgewählten Knotenpunkt zu bestimmen und so zu entscheiden, ob bspw. auch bei einer zusätzlichen Last noch ein zulässiger Netzzustand besteht. Die Netzberechnung behandelt immer den Worst-Case-Fall, also den aus Sicht der Versorgungssicherheit her ungünstigsten Zustand im Netz. In so einem Fall ist der Transformator voll ausgelastet, die Einspeisung minimal und der Netzbezug am höchsten. Dieser Zustand tritt meist in den Wintermonaten auf. Wie in Abbildung 1.3 ersichtlich, ist der Energiebedarf im Januar am höchsten, was aus dem höheren Bedarf an Energie für Heizung, Warmwasser und Beleuchtung resultiert. Hinzu kommt noch, dass erneuerbare Energien wie z.B. Solarenergie in den Wintermonaten weniger in das Stromnetz einspeisen. Dies kann zu Schwankungen im Netz führen. Dazu kommen noch die wetterbedingten Herausforderungen für die Betriebsmittel selbst - Im Winter können durch starke Schneefälle und Eisbildung Komponenten wie Trafostationen, Leitungen und sonstige elektrische Komponenten beschädigt werden. [3]

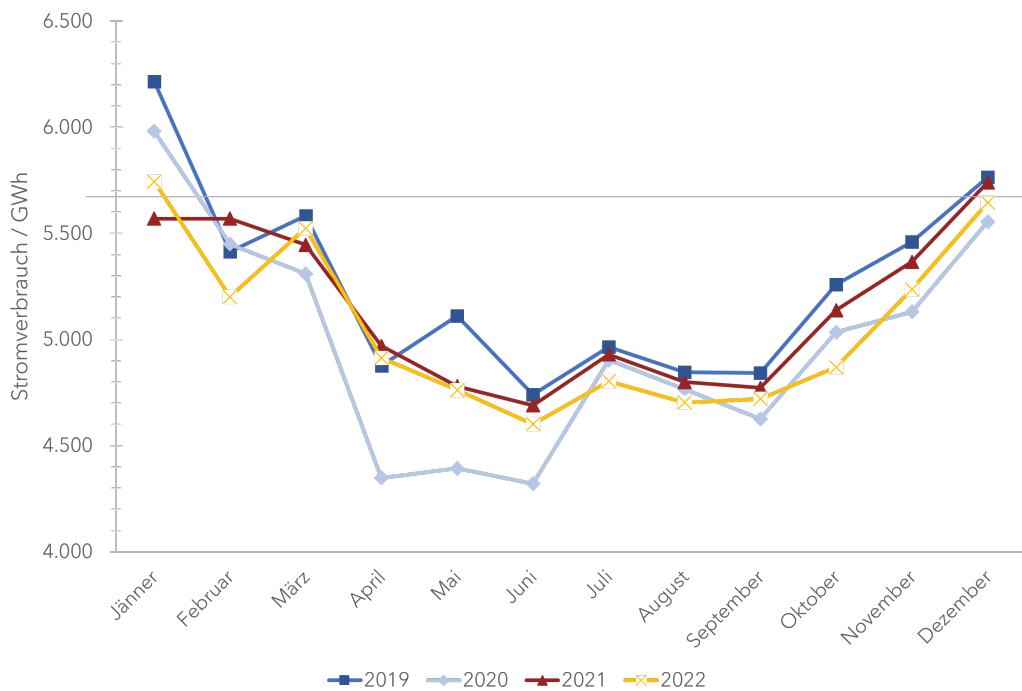


Abbildung 1.3.: Monatlicher Stromverbrauch Österreich. Eigene Darstellung nach [4]

Alle diese Auswirkungen belasten das Niederspannungsnetz. Dessen Leistungsgrenzen sind dann überschritten, wenn alle Niederspannungskabel zu über 100% ausgelastet sind, die Einhaltung des zulässigen Spannungsfalls nicht mehr gewährleistet ist sowie die Komponenten thermisch überlastet sind. In so einem kritischen Netzzustand spricht man von einer Überlastung. Gleichzeitig muss das (n-1)-Prinzip eingehalten werden, was besagt, dass trotz Ausfall von einer (weiteren) Leitung oder einer anderen wichtigen Komponente, die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet sein muss und es nicht zu großflächigen Stromausfällen kommen darf.

Da die Netzberechnung wie eingangs erwähnt auf einer Vielzahl von Annahmen basiert, ist die Abschätzung des kritischen Netzzustands vor allem bei der Elektromobilität schwierig. Die Annahmen sorgen dafür, dass zwar eine statische Berechnung realisierbar ist, jedoch der Netzbetreiber die Dynamik nicht im Detail berücksichtigen kann.

Die Daten, die dem Netzbetreiber bekannt sind und für diese Untersuchung

herangezogen werden, stammen aus den im Netz befindlichen Trafostationen. Dort wird ein Mal jährlich bei den Bimetall-Maximum-Strommessern (Schleppzeigergeräte) der maximale Wert aller drei Phasen abgelesen und in der Datenbank hinterlegt. Zusätzlich besteht ein wesentlicher Teil der Berechnungsbasis aus Erfahrungswerten. Auch da der Worst-Case-Fall nur selten auftritt und der übliche Netzzustand häufig besser ist, stellt sich die Frage, ob mehr Netzreserven verwendet werden könnten. Dies würde einen Ausbau des Netzes durch die effizientere Nutzung der bestehenden Infrastruktur obsolet machen. Dies führt zu der Forschungsfrage, welche in diese Masterarbeit behandelt wird:

*„Wie groß sind die Abweichungen der Niederspannungsparameter zwischen Trafostation und letztem Kabelverteilschrank bei realen Messungen im Winter im Vergleich zur statischen Worst-Case-Berechnung und welche Eingangparameter führen zu einer Optimierung der Ergebnisse?“*

## 1.2. Vorgehensweise

Zur Beantwortung dieser Frage wird diese Arbeit in 7 Kapitel unterteilt. In Kapitel 2 werden die theoretischen Hintergründe des Verteilernetzes dargestellt und dessen Komponenten kurz erläutert. Ebenfalls werden die vorkommenden Lasten im Verteilernetz dargelegt und welche Entwicklungen es im Verteilernetz gibt. Hauptaugenmerk in diesem Kapitel ist die Situation im Niederspannungsnetz. Ein zusätzlicher Unterpunkt beinhaltet die Netzberechnung sowie den Unterschied zwischen zeitreihenbasierter und statischer Berechnung. In Kapitel 3 wird der wissenschaftliche Stand der zu behandelnden Thematik dargelegt und wie dieser in Zusammenhang mit Kapitel 4, der Methodik steht. In Letzterem wird das Vorgehen erläutert, welches benötigt wird, um zu den Ergebnissen dieser Arbeit zu gelangen. Schwerpunkte in diesem Kapitel sind die Darlegung der Messungen, Berechnungen und Vergleich dieser beiden Ansätze sowie gegebenenfalls die Anpassung der Berechnungsansätze. In Kapitel 5 werden die Ergebnisse der Messung und Berechnung dargestellt. Das Kapitel 6 gilt der



Diskussion; hier wird auf eventuelle Problematiken und Messfehler eingegangen. Die Arbeit schließt mit Kapitel 7, also dem Fazit und Ausblick und der Beantwortung der Forschungsfrage.

## 2. Theoretischer Hintergrund

Im Folgenden sollen die grundsätzlichen Zusammenhänge zwischen den Eigenschaften des Verteilernetz, den vorhandene Messsystemen und den Prinzipien der Netzplanung und -berechnung erläutert werden. Dies ist notwendig, um darauffolgend die Methodik zur Beantwortung der Forschungsfrage zu verstehen.

### 2.1. Aufbau Verteilernetz

Ein Verteilernetz besteht aus verschiedenen Komponenten wie elektrischen Leitungen, Transformatoren, Schaltanlagen und Mess- bzw. Schutzeinrichtungen. Diese Komponenten sorgen dafür, dass die elektrische Energie von deren Quelle zum Verbraucher geliefert wird. Dies erfolgt auf verschiedenen Spannungsebenen, welche in Abbildung 2.1 dargestellt sind.

Die höchste Spannungsebene ist die Höchstspannungsebene, auf der die elektrische Energie vom Kraftwerk über Hochspannungsleitungen übertragen wird. Die nächste Ebene ist die Hochspannungsebene, auf der die Spannung auf die Mittelspannungsebene reduziert wird, um sie an die Umspannwerke zu liefern. Von dort aus wird die Spannung weiter reduziert, um sie in der Niederspannungsebene an Haushalte, Industrieanlagen und andere Verbraucher zu liefern. In dieser Arbeit wird die Netzebene 6 sowie Netzebene 7 betrachtet. Bei der Netzebene 6 wird die Spannung von der Mittelspannungsebene, also von 1 kV bis 36 kV, auf die Netzebene 7 der Niederspannungsebene (1 kV) transformiert. Die Netzebene 7 ist die unterste Ebene, hier befinden sich Haushalts- und Gewerbeanlagen sowie die Niederspannungsverteilung über verschiedene Knotenpunkte wie Ortsnetz-Trafostationen (ONS) und Kabelverteilschränke (KVS).

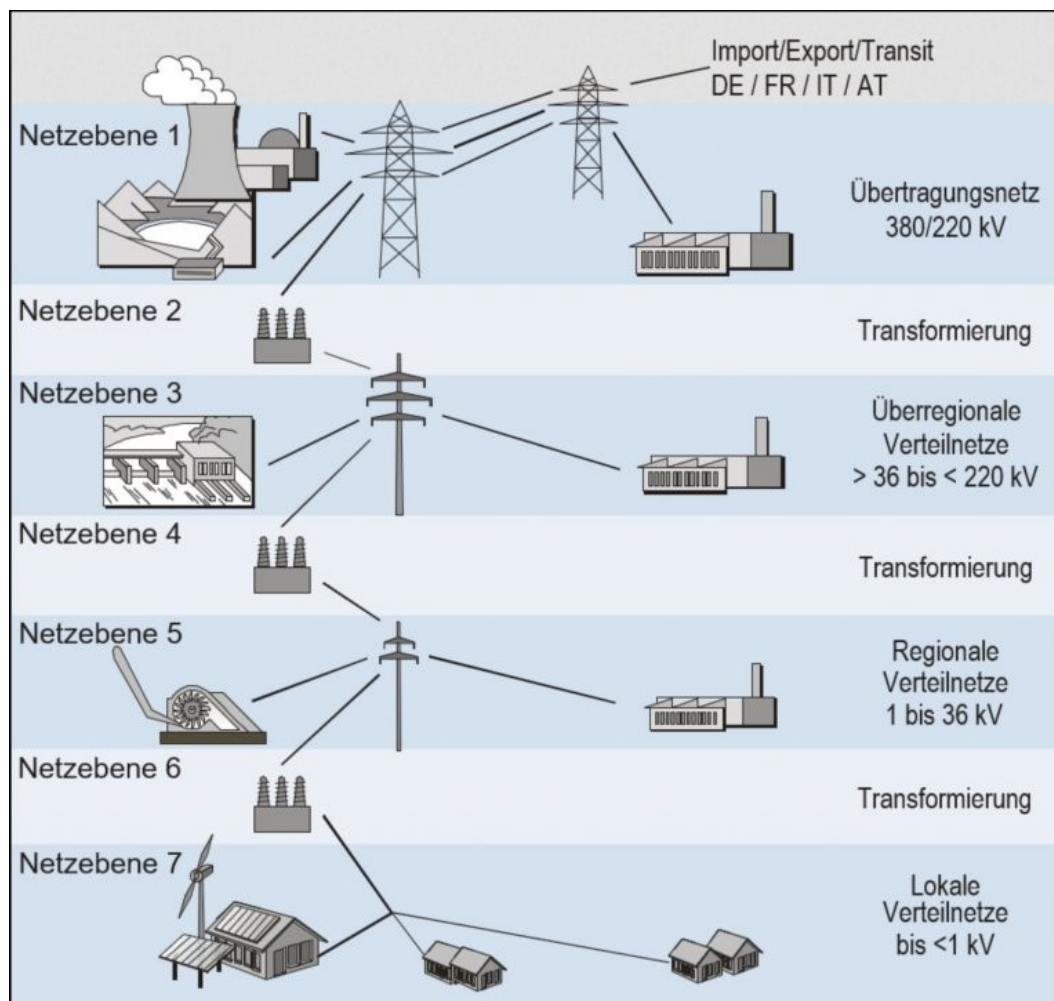


Abbildung 2.1.: Netzebenen nach [5]

Diese Netzebenen sind nach ihrer Topologie unterschiedlich aufgebaut, wie in Tabelle 2.1 ersichtlich ist.

Die Kriterien für die Auswahl der richtigen Netzform sind die Betriebssicherheit und Wirtschaftlichkeit. Je höher die Betriebssicherheit ist, desto höher ist der Ausbaugrad im Netz und mit diesem steigt nicht nur die Komplexität vom Schutzkonzept, sondern auch die Kosten [6]. Die in dieser Arbeit untersuchten NS-Netze haben alle eine gemischte Topologie aus Strahlennetz sowie Ring- bzw. Strangnetz ist.

Tabelle 2.1.: Charakteristika von Netztopologien. Eigene Darstellung nach [6]

Topologie			
Eigenschaften	Strahlennetz	Ringnetz, Strangnetz	Maschennetz
Grad der Versorgungssicherheit	gering	hoch	sehr hoch
Komplexität	Einfache Netzstruktur	Anspruchsvolles Schutzkonzept	Hohe Errichtungskosten
Einspeisung	Einseitige Einspeisung	Teilvermaschung – zweiseitige Versorgung	Mindestens zweiseitige Einspeisung
Einsatzgebiet	Einsatz vor allem in der Niederspannung in ländlichen Gebieten	Einsatz vor allem in der Mittelspannungsebene aber auch in der Niederspannungsebene bei hoher Lastdichte	Einsatz vor allem im Hochspannungsbereich

Wie eingangs erwähnt, unterliegt das Niederspannungsnetz durch den Ausbau der Elektromobilität zusätzlichen Lasten. Diese neuen Lasten, zusammen mit den bisherigen im Netz aufkommenden Lasten werden im nächsten Kapitel erläutert.

### 2.1.1. Lasten und Lastentwicklung

Die in dieser Arbeit betrachteten Lasten befinden sich alle in der Netzebene 7 und beziehen sich hauptsächlich auf Kleingewerbe sowie Haushalte. Hier spiegelt sich die generelle Situation vom Energiemarkt wider und zwar, dass die Energie nicht mehr wie früher im Top-Down-Prinzip vom Erzeuger zum Verbraucher gelangt. Das Gegenteil ist der Fall, die klassische Wertschöpfungskette wird durch den zunehmenden Ausbau von erneuerbaren Energien abgelöst und zwar durch eine dezentrale Einspeisung in das Stromnetz durch den Konsu-

menten. Diese Einspeisung ist auf die zunehmende Anzahl der PV-Anlagen rückzuführen [7].

Die Aufteilung der bei vorarlberg netz und in dieser Arbeit betrachteten Lasten sind aus Tabelle 2.2 zu entnehmen. Typischerweise werden die Lasten bzw. Verbraucherarten im NS-Netz in Gruppen eingeteilt.

Tabelle 2.2.: Lasten im Verteilernetz nach [8]

Kategorie / -	Leistung / $kW$	Anmerkung / -
Haushalt (Ein- und Mehrfamilienhäuser)	$\frac{W_{el}kWh}{2000h}$	Jahresstromverbrauch in $kWh$ wird mit 2.000 Volllaststunden $h$ auf Leistung $kW$ umgerechnet
Gewerbe und Industrie	Leistungsmessung	Bei leistungsintensiven Anlagen erfolgt eine Leistungsmessung di- rekt vor Ort
Heizung (z.B. Wärmepumpen)	$\frac{W_{el}kWh}{1500h}$	Jahresstromverbrauch in $kWh$ wird mit 1.500 Volllaststunden $h$ auf Leistung $kW$ umgerechnet
Landwirtschaft	15 $kW$	Bei ganzjähriger Bewirtschaftung
Ladestellen E-Mob	Je nach Höhe des Anschlussstroms: 10A $\Rightarrow$ 7 $kW$ 16A $\Rightarrow$ 11 $kW$ 32A $\Rightarrow$ 22 $kW$	Bei der Netzberechnung wird im- mer die volle Leistung verwendet.
Photovoltaik	lt. Anschlussmeldung	Angemeldete Leistung wird her- angezogen
Fischerhütten, kleinere Schuppen etc.		Kann vernachlässigt werden

Da wie eingangs erwähnt meistens keine genauen Informationen über die angeschlossenen Leistungen vorhanden sind, werden die Lasten nach folgender Klassifizierung angenommen (Tabelle 2.2). Lediglich bei Gewerbeanlagen mit größerem Energiebedarf ist eine Leistungsmessung vorhanden, was bedeutet, dass der Netzbetreiber genaue Informationen über die angefallene Leistung hat. Diese angenommenen Lasten werden auch bei vorarlberg netz für die Lastflussberechnung und die Netzplanung verwendet.

Vergleicht man in Tabelle 2.2 die Leistungen zwischen den Ladestellen und Landwirtschaft ergeben sich ähnlich hohe Leistungen welche sich im Bereich von 7kW bis 22kW befinden. In der Landwirtschaft hat der Verteilernetzbetreiber Erfahrungswerte für den zeitlichen Anfall der Lasten, wohingegen diese bei der E-Mob fehlen. Für den Verteilernetzbetreiber ergeben sich durch die schnelle Entwicklung der E-Mob und dem Zuwachs der Photovoltaikanlagen zwei Problemfelder. Das erste Problemfeld ist die steigende Anzahl von Netzanschlussanfragen im Bereich der E-Mob und dezentralen Energieerzeugungsanlagen (z.B. PV). Dies führt zu einer steigenden Anzahl von Maßnahmen, welche im Niederspannungsnetz getätigt werden müssen, um die Netzanschlüsse möglich zu machen (siehe Abbildung 2.2).

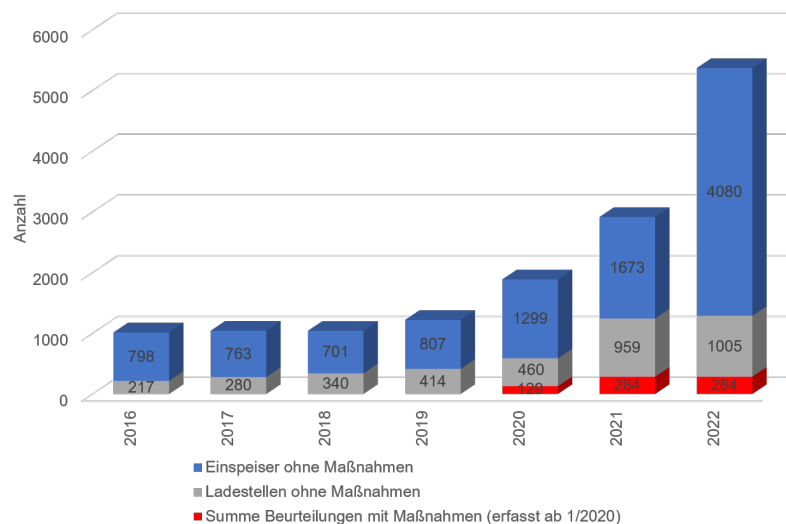


Abbildung 2.2.: Beurteilung angesuchter E-Mob Ladestellen bei vorarlberg netz

Maßnahmen umfassen dabei eine Vielzahl von Tätigkeiten wie z. B. ein klassische Netzerweiterung, sowie auch den Einsatz intelligenter Mess- und Regeltechnik. Im Jahr 2022 führen 5% der Anschlussanfragen zu Maßnahmen im Niederspannungsnetz. Diese Maßnahmen führen zu Kosten und operativen Aufwendungen. Wie die Abbildung 2.2 deutlich zeigt, ist diese Tendenz steigend.

Die zweite Problematik ist in Abbildung 2.3 ersichtlich. Die Leistungsspitzen eines typischen Haushaltsprofil sind hier über den zeitlichen Verlauf verteilt und es kommt ohne die E-Mob zu keinen höheren Ausreißern. Die hohen Leistungen der E-Mob im privaten Haushalt jedoch treten, wie in Abbildung 2.3 erkennbar ist, zu ähnlichen Zeiten auf und sorgen für zusätzliche hohe Leistungsspitzen im NS-Netz. Dies führt zu einer hohen Gleichzeitigkeit der auftretenden Last im NS-Bereich[8].

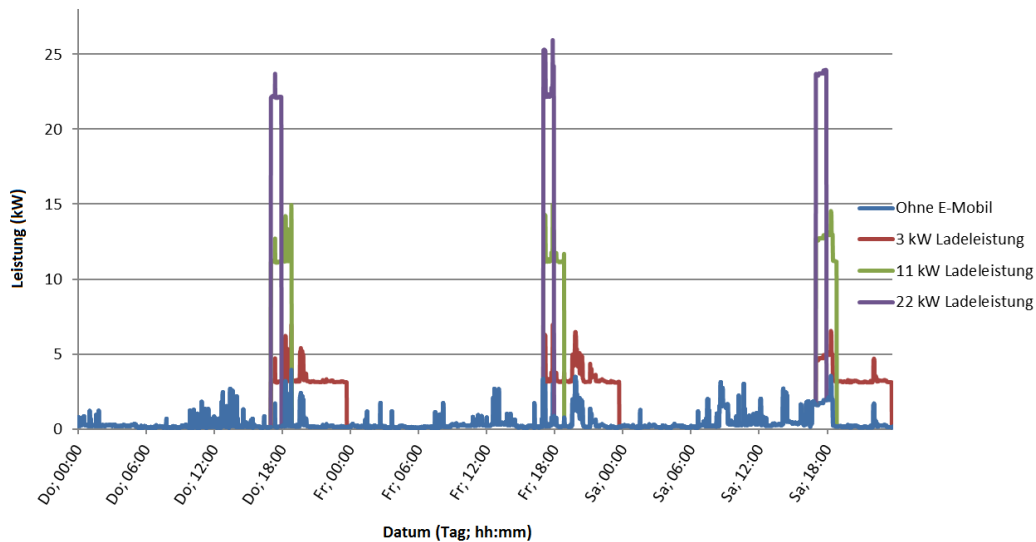


Abbildung 2.3.: Beispielhaftes Haushalts-Tagesprofil mit und ohne E-Mob [8]

Wie Abbildung 2.3 verdeutlicht, sorgt vor allem E-Mob für hohe und gleichzeitige Leistungsspitzen im NS-Netz und mit dem vermehrten Ausbau der E-Mob verschärft sich diese Situation weiter. Daher ist es für die Netzbetreiber in Zukunft essentiell, dass sie im NS-Netz über ausreichende Informationen zu den vorhandenen Leistungen verfügen.

Die gleichzeitig vorkommenden Lasten im NS-Netz lassen sich über den Gleich-

zeitkeitsfaktor (GZF) darstellen. Dieser drückt aus, wie wahrscheinlich es ist, dass alle Verbraucher gleichzeitig ihre maximale Last benötigen. Wie in Formel 2.1 dargestellt wird, ist der GZF als Quotient der Höchstlast eines Systems  $P_{max}$  aller Verbraucher  $V$  und der Summe der maximalen Einzellasten  $P_{max,i}$  über einen bestimmten Zeitraum definiert. Ein GZF von 1 bedeutet, dass alle Verbraucher gleichzeitig die maximale Last beziehen, während ein Faktor kleiner als 1 anzeigt, dass die Lastspitzen der einzelnen Verbraucher zu verschiedenen Zeiten auftreten [8]

$$GZF = \frac{P_{max}}{\sum_{i=0}^{i=V} P_{max,i}} \quad (2.1)$$

$P_{max}$  ... Maximale Last im System / kW

$P_{max,i}$  ... Summe der maximalen Einzellasten / kW

$V$  ... Index Verbraucher / -

Für die Berechnung des GZF bei vorarlberg netz werden die Leistungsdaten aus der internen Datenbank in Anlehnung an Tabelle 2.2 herangezogen. Dabei werden zwei Fälle unterschieden:

- **Leistungsmessung beim Kunden vorhanden:** Daten können direkt verwendet werden. Dies ist bspw. der Fall bei Kunden mit Smart Meter-Lastprofilauslesung oder bei größeren Gewerbeanlagen mit eigener Leistungsmessung.
- **Keine Leistungsmessung beim Kunden vorhanden:** Je nach Verbraucherart (Haushalt oder Heizungsanlage) wird der Jahresenergieverbrauch durch die entsprechenden Volllaststunden geteilt (siehe Tabelle 2.2)

Pro Trafostation wird der GZF aus dem Verhältnis des Schleppzeigerwerts (SW) und der Summe aller an der Trafostation angeschlossenen Objekte berechnet. Der SW wird am analogen Messgerät in der Trafostation in Ampere abgelesen und umgerechnet. Nachfolgend wird an einem schematischen Beispiel die Berechnung des GZF erörtert. Abbildung 2.4 zeigt eine Trafostation



(ONS oder iONS), an der ein Gewerbebetrieb mit Leistungsmessung direkt angeschlossen ist und 2 Haushalte, die über einen KVS von der Station versorgt werden. Einer der Haushalte verfügt über eine Leistungsmessung, beim anderen Haushalt ist nur der Jahresenergieverbrauch bekannt.

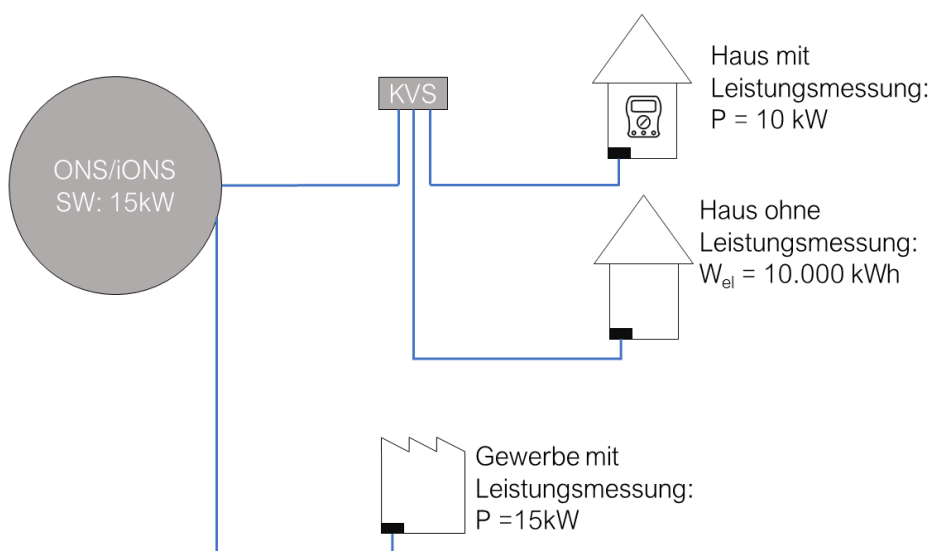


Abbildung 2.4.: Berechnung des GZF für ein schematisches Netz

In dem schematisch dargestellten Fall berechnet sich der GZF nach Gleichung 2.1 und Tabelle 2.2 wie folgt:

$$\begin{aligned}
 GZF &= \frac{P_{max}}{\sum_{i=1}^{i=3} P_{max,i}} \\
 &= \frac{15 \text{ kW}}{10 \text{ kW} + \frac{10.000 \text{ kWh}}{2.000 \text{ h}} + 15 \text{ kW}} \\
 &= \frac{15 \text{ kW}}{10 \text{ kW} + 5 \text{ kW} + 15 \text{ kW}} \\
 &= \frac{15 \text{ kW}}{30 \text{ kW}} \\
 &= 0.5
 \end{aligned} \tag{2.2}$$

Somit ergibt sich in dem dargestellten Beispiel ein GZF von 0,5, was bedeutet, dass die Gesamtlast in 50% der Fälle gleichzeitig auftreten.

Nach der Berechnung des GZF erfolgt die Skalierung der Lasten mittels GZF. Bei Anschlüssen direkt ab der Trafostation wird keine Skalierung vorgenommen, weil es zu keiner Gleichzeitigkeit mit anderen Lasten kommen kann, da es nur einen Verbraucher gibt. Dieser Fall trifft im schematischen Netz auf das Gewerbeobjekt zu. Bei diesem Objekt müssen also die Lasten nicht skaliert werden. Bei Fischerhütten, Ferienhäuser oder anderen nicht ganzjährig bewohnten Objekten muss eine händische Skalierung durchgeführt werden, weil der Verbrauch so gering ist, dass keine pauschale Anpassung der Lasten möglich ist.

In dem schematischen Beispiel berechnet sich die Skalierung wie folgt:

$$\begin{aligned} P_{skaliert,i} &= P_{max,i} \cdot GFZ \\ P_{skaliert,1} &= 10 \text{ kW} \cdot 0.5 = 5 \text{ kW} \\ P_{skaliert,2} &= 5 \text{ kW} \cdot 0.5 = 2.5 \text{ kW} \\ P_{skaliert,3} &= 15 \text{ kW} \end{aligned} \tag{2.3}$$

Für das Gewerbeobjekt ( $P_{skaliert,3}$ ) gelten in der Netzberechnung nach wie vor 15 kW. Beim Haushalt mit Lastprofilzeichnung reduziert sich die angenommene Leistung auf 5 kW ( $P_{skaliert,1}$ ) und beim Haushalt ohne Informationen über die Leistung wird eine Leistung von 2.5 kW angenommen ( $P_{skaliert,2}$ ). Diese Werte sind nun in Abbildung 2.5) dargestellt.

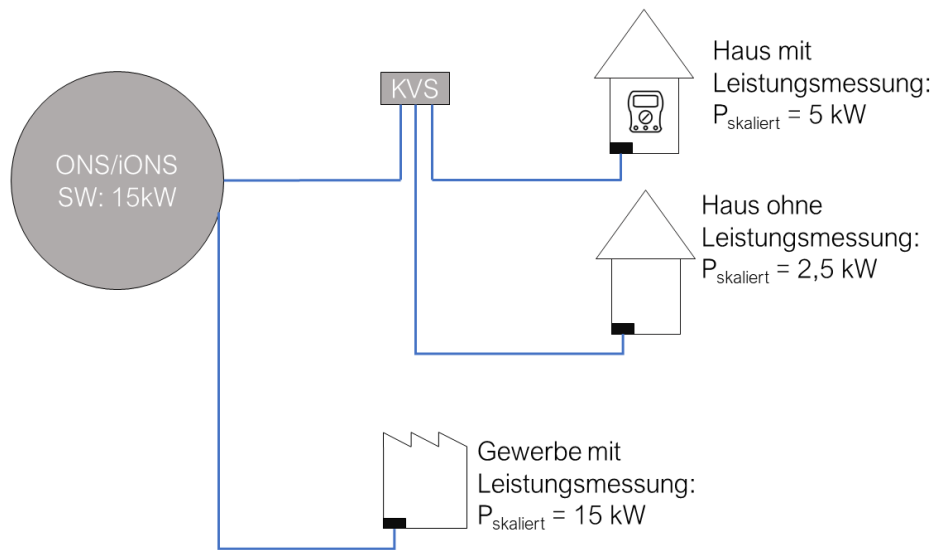


Abbildung 2.5.: Skalierte Lasten für ein schematisches Netz

Die so skalierten Lasten können nun in der Netzberechnung verwendet werden. Es ist allerdings darauf zu achten, dass nicht alle Lasten als reine Wirkleistung angenommen werden können. Vor allem bei Verbrauchern mit Frequenzrichtern kommt es zur Bildung von Blindleistung ( $Q$ ), welche zusammen mit der Wirkleistung ( $P$ ) im Verteilernetz die Scheinleistung ( $S$ ) bildet. Das Verhältnis zwischen Scheinleistung, Blindleistung und Wirkleistung wird über den Leistungsfaktor  $\cos \phi$  beschrieben. Die Erklärungen zu den im Netz befindlichen Größen sowie deren mathematischen Formulierungen sind angelehnt an [9] Die Scheinleistung (Einheit  $VA$ ) ist die komplexe Größe, die den Gesamteffekt in einem Verteilernetz darstellt. Sie setzt sich aus  $P$  und  $Q$  zusammen (Gleichung 2.4).

Die Wirkleistung (Einheit  $W$ ) ist die tatsächliche Leistung, die in einem Verteilernetz in nützliche Arbeit umgewandelt wird. Sie repräsentiert die Leistung, die aktiv zur Ausführung von Aufgaben wie Erzeugung von Licht, Bewegung oder Wärme genutzt wird (Gleichung 2.5).

Die Blindleistung (Einheit  $VA_r$ ) ist die Leistung, die in einem Wechselstromkreis nicht in nützliche Arbeit umgewandelt wird. Sie entsteht aufgrund von Phasenverschiebungen zwischen Spannung und Strom, die durch induktive oder

kapazitive Elemente im Stromkreis verursacht werden (Gleichung 2.6).

Die mathematischen Formulierungen lauten:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.4)$$

$$P = S \cdot \cos \phi \quad (2.5)$$

$$Q = S \cdot \sin \phi \quad (2.6)$$

$S$  ... Scheinleistung / VA

$P$  ... Wirkleistung / W

$Q$  ... Blindleistung / VAr

$\phi$  ... Leistungsfaktor / -

Ein praktisches Element im Verteilernetz, welches neben der Wirkleistung auch Blindleistung aufnimmt, ist z.B. ein Motor. Die Spulen und Widerstände im Motor bauen ein Magnetfeld auf und ab. Dadurch wird das Netz beim immer wieder entstehenden Feldaufbau mit Blindleistung belastet. Hier muss zwischen der Blindleistungsaufnahme bei induktiven Elementen und der Blindleistungsabgabe bei kapazitiven Elementen unterschieden werden. Beide Elemente haben einen Einfluss auf die Spannung. Bei kapazitiven Elementen wird die Spannung angehoben (übererregt) und bei induktiven Elementen wird die Spannung gesenkt (unterregt). Ein Wechselrichter wie z.B. bei einer Ladestelle für E-Mob oder einer PV-Anlage stellt ein kapazitives Element im Netz dar [10]. Um einen gezielten Einsatz der Blindleistung im Netz zu gewährleisten, wird bei großen Verbrauchern eine Blindstromkompensationsanlage oder ein zusätzlicher Blindstromzähler eingebaut. Die Betriebsmittel im Netz werden dadurch von Blindstromanteil entlastet und der Leistungsfaktor  $\cos \phi$  wird erhöht, was wiederum die Wirkleistung im System erhöht [11]. Der Wirkungsgrad eines Systems, ausgedrückt in Prozent (%), gibt an, wie effizient das System die zugeführte Energie in nützliche Arbeit umwandelt. Im Verteilernetz wird

der Wirkungsgrad  $\eta$  als das Verhältnis von Wirkleistung zur Scheinleistung bezeichnet und entspricht nach Gleichung 2.5  $\cos \phi \cdot 100\%$ . Die mathematische Formulierung lautet:

$$\eta = \cos \phi \cdot 100\% = \frac{P}{S} \cdot 100\% \quad (2.7)$$

Bei vorarlberg netz wird für den Wirkungsgrad bei der Trafostation eine Annahme getroffen. Hier geht man von einem Leistungsfaktor von  $\cos \phi = 0,90 \rightarrow \eta = 90\%$  aus. Diese Annahme wird in dieser Arbeit untersucht.

### 2.1.2. Rahmenbedingungen

Die Verteilernetzbetreiber in Europa unterliegen den Vorgaben der EN 50160. Die EN 50160 ist eine europäische Norm, die die Qualität der Stromversorgung in öffentlichen Stromnetzen festlegt. Sie wurde vom Technischen Komitee CE-NELEC (European Committee for Electrotechnical Standardization) entwickelt und legt die Grenzwerte für verschiedene Parameter der elektrischen Energieversorgung fest. Die EN 50160 definiert beispielsweise die zulässigen Spannungsabweichungen, Frequenzschwankungen, Oberschwingungen und Spannungseinbrüche im Stromnetz. Sie legt auch Anforderungen an die Stabilität und Zuverlässigkeit der Stromversorgung fest. Die Norm ist wichtig, um sicherzustellen, dass die elektrische Energieversorgung in Europa den festgelegten Qualitätsstandards entspricht und die Geräte und Systeme, die daran angeschlossen sind, ordnungsgemäß arbeiten. Sie dient als Referenz für Netzbetreiber, Energieversorgungsunternehmen und andere Akteure in der Elektrizitätsbranche, um die Qualität der Stromversorgung zu überwachen und zu verbessern [12]. In dieser Arbeit wird der größte Fokus auf die Einhaltung des Spannungsbands bzw. auf die Spannungsabweichungen gelegt, weshalb lediglich die Qualitätsstandards für das Spannungsband unten dargestellt sind. Die Werte des zulässigen Spannungsbands müssen dabei an der Systemgrenze zwischen Verteilernetz und Kundenanlage (meist der Hausanschlusskasten) eingehalten werden. Hier wird, wie in Tabelle 2.3 erkennbar ist, unterschieden zwischen normalen Betriebsbedingungen und schneller Spannungsänderung.

In Tabelle 2.3 ist erkennbar, dass gemäß der Norm 95% der 10-Minuten-

Tabelle 2.3.: Übersicht Spannungsbandeinhaltung [12]

Netz- zustand	Grenz- werte	Mess- und Auswerteparameter			
		Basisgröße	Integrations- intervall	Zeit- raum	Einzuhalt- ender Prozent- satz
Normale Betriebs- bedingungen	$U_N = 230 \text{ V}$ $\pm 10\%$	Effektiv- wert	10 Min	1 Woche	95%
	$U_N = 230 \text{ V}$ $+10\%$ bzw. $-15\%$	Effektiv- wert	10 Min	1 Woche	100%
Schnelle Spannungs- änderungen	Max. 5% von $U_N = 230 \text{ V}$	Effektiv- wert	10 ms	1 Tag	100%

Mittelwerte des Effektivwerts der Versorgungsspannung in der Niederspannung innerhalb des Bereichs  $U_N \pm 10\%$  liegen müssen. Dies bedeutet, dass die Spannungswerte um den Nennwert  $U_N$  (230 V) herum variieren dürfen, jedoch innerhalb einer Toleranz von  $\pm 10\%$  bleiben müssen. Darüber hinaus besagt die Norm, dass alle 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwerts der Versorgungsspannung innerhalb des Bereichs von  $U_N + 10\%$  und  $- 15\%$  liegen müssen. Das bedeutet, dass die verbleibenden 5% der Spannungswerte in einem breiteren Bereich nach unten schwanken dürfen, jedoch immer noch innerhalb der Grenzen von  $U_N + 10\%$  und  $U_N - 15\%$  bleiben müssen [12].

Die schnelle Spannungsänderung wird nur ein Mal täglich betrachtet und dies in einem Intervall vom 10 ms [12].

Da wie oben beschreiben die verschiedenen Netzteilnehmer das Spannungsniveau unterschiedlich stark beeinflussen, ist das Verhalten der Spannung ein aussagekräftiger Parameter für die Betrachtung eines zulässigen Netzzustands. Denn dadurch kann auch trotz der zusätzlichen Belastungen im Verteilernetz eine stabile und zuverlässige Stromversorgung sichergestellt werden.

Bei vorarlberg netz werden die Spannungsgrenzen, wie in Abbildung 6 ersichtlich, so definiert, dass im Hochlastfall im Umspannwerk 102% von  $U_N$  vorhanden sind. Der anschließende Spannungsfall im MS-Netz beträgt 5%. In diesen 5%-Spannungsfall gilt, dass das (n-1)-Prinzip stets eingehalten ist und wie eingangs erwähnt, die Spannungsversorgung selbst bei einem Ausfall einer weiteren Netzkomponente aufrecht erhalten werden kann. Da die Wahrscheinlichkeit, dass alle Annahmen zur gleichen Zeit auftreten (volle Auslastung des Trafos, Ausfall einer Netzkomponente sowie Hochlastfall im Umspannwerk), sehr gering ist, wird bei vorarlberg netz die untere Spannungsgrenze von 90% auf 88% gesenkt.

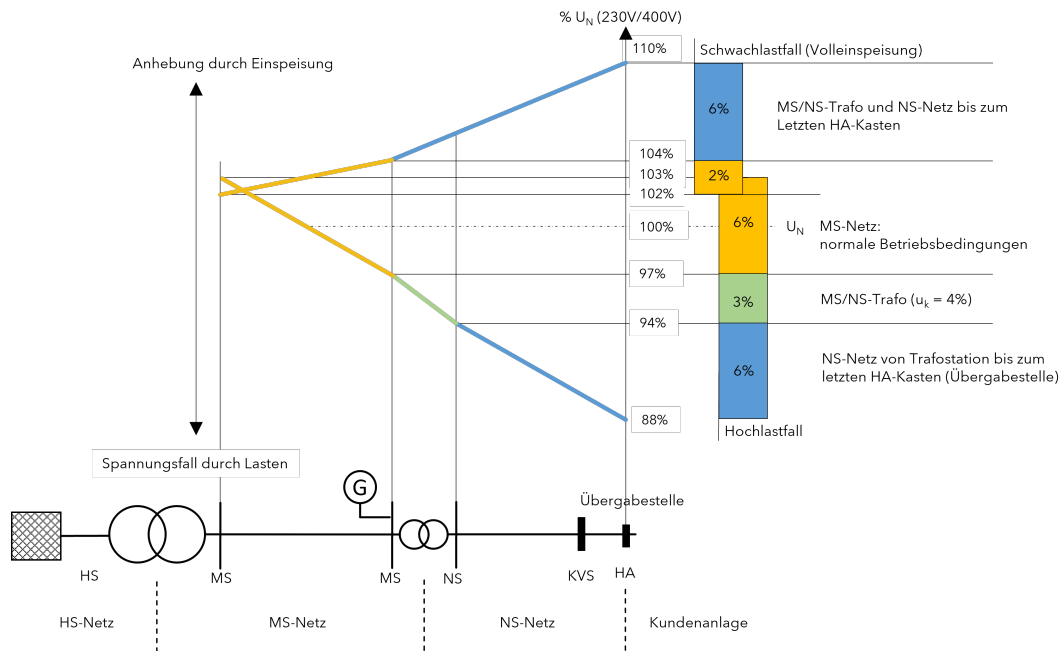


Abbildung 2.6.: Annahmen zum Spannungsband bei vorarlberg netz. Eigene Darstellung nach vorarlberg netz

Das Spannungsband bei vorarlberg netz im NS-Netz befindet sich somit zwischen 110% und 88% der Nennspannung. Dabei liegt die Betrachtung zwischen der NS-Seite des Trafos und der Übergabestelle beim Kunden. Eine wichtige Kennzahl aus Abbildung 2.6 ist der Spannungsfall von 6% von der NS-Seite beim Trafo bis zu der Übergabestelle zur Kundenanlage. Die Messungen, wie sie unten in Kapitel 4.1 erläutert werden, finden jedoch zwischen NS-Seite des

Trafos und dem letzten KVS statt. Zur Vereinfachung werden dennoch die 6% als Referenzwert für den Spannungsfall zwischen Trafostation und KVS herangezogen.

### 2.1.3. Entwicklungen

Wie eingangs erwähnt steigt die Netzbelastung durch die Verbreitung von E-Mob vor allem in den unteren Netzebenen (Netzebene 6 und 7). Dieser Wandel führt dazu, dass die Verteilernetzbetreiber hinsichtlich der von ihnen verlangten Qualitätskriterien an ihre Grenzen kommen. Aufgrund dessen muss sich das Verteilernetz weiterentwickeln bzw. muss es verstärkt werden. Dies kann entweder durch konventionellen Netzausbau erfolgen, oder durch die Einführung intelligenter Komponenten in das bestehende Verteilernetz [2]. Der konventionelle Netzausbau bezieht sich auf die Methode, dass das Stromnetz durch neue physische Komponenten wie Stromleitungen, Transformatoren oder Schaltanlagen erweitert wird oder bestehende Komponenten ausgetauscht werden. Die Einführung intelligenter Komponenten hingegen setzt auf den Ansatz, dass im Netz Sensoren, Messgeräte, intelligente Trafostationen (iONS) sowie regelbarer Ortsnetz Trafo (rONT) im bestehenden Netz verbaut werden. Dies führt dazu, dass der Netzbetreiber die Auslastung des Verteilernetzes anhand von realen Messgrößen betrachten kann und gezielte, effektive Änderungen vornehmen kann. Ein wichtiges Kernelement des intelligenten Netzausbaus bildet die bereits erwähnte iONS. Im Gegensatz zu den bisherigen ONS, welche für den Energiefluss vom Erzeuger in Richtung Verbraucher ausgelegt sind und mit konventionellen Transformatoren ausgestattet sind, bietet die iONS die Vorteile eines überwachten Netzes, in welchem auch bidirektionale Lastflüsse gemessen und gespeichert werden können. Die iONS bilden aufgrund ihrer Komponenten und den Daten, welche der Verteilernetzbetreiber mit ihnen erheben kann, eine Schlüsselstelle für zukünftige Planungen und Entwicklungen im Verteilernetz [13]

Zusätzlich zu der iONS bildet der rONT eine wichtige Komponente im intelligenten Netzausbau. Der rONT kann entweder in einer iONS eingebaut werden oder aber auch in einer konventionellen Trafostation implementiert werden. Die



ONS wurde traditionell ohne Steuereinrichtung im Verteilernetz eingebaut. Die Regelung der Spannung wurde im Hoch-/Mittelspannungsnetz durchgeführt. Im Gegensatz dazu kann der rONT anhand von Messungen auf der Unterspannungsseite, die Spannung am Niederspannungsverteiler unabhängig von der Oberspannungsseite regeln. Diese Regelung führt dazu, dass sich das Anschlusspotenzial im NS-Netz von z.B. PV-Anlagen sowie Ladestellen für die E-Mob erhöht ohne dass ein konventioneller Netzausbau stattfinden muss [14]

Wie in Abbildung 2.7 ersichtlich, bietet der rONT eine gute Möglichkeit das Spannungsband einzuhalten, ohne einen konventionellen Netzausbau zu tätigen. Bei einer höheren Einspeisung auf der Oberspannungsseite sowie der Unterspannungsseite regelt der Trafo die Nennspannung nach unten. Bei einer niedrigen Spannung durch Wärmepumpen und E-Mobilität regelt der rONT die Nennspannung nach oben.

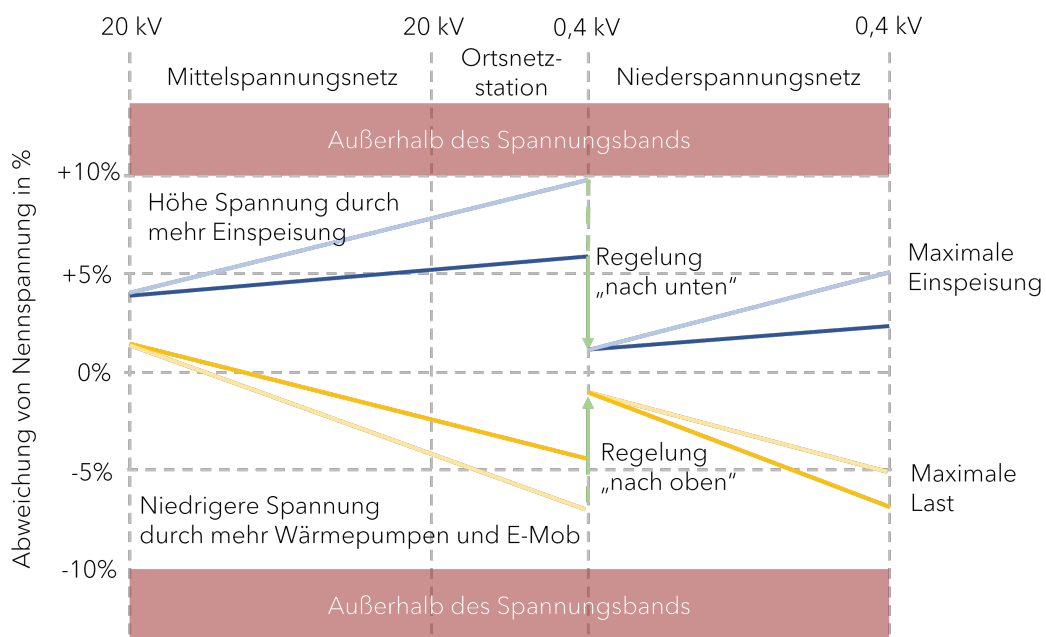


Abbildung 2.7.: rONT Auswirkung auf das Niederspannungsnetz. Eigene Darstellung nach [15]

Die Hauptkomponenten einer iONS sind:

- Transformator
  - rONT
  - konventioneller Transformator
- Mittelspannungsschaltanlage
  - Sensorik zur Strom-/Spannungserfassung
  - Intelligente Kurschluss-/Erdschlussanzeiger
  - Fernsteuerbare Leistungsschalter
- Niederspannungsverteiler (NS-Verteiler)
  - Monitoringsystem bei den einzelnen Niederspannungsabgängen
  - Aufzeichnung der Werte von Strom und Spannung von einzelnen Niederspannungsabgängen
- Fernwirkeinrichtung
  - Kommunikationsgeräte

Die Entscheidung, ob der konventionelle Umbau oder eine Implementierung intelligenter Komponenten im Verteilernetz forciert wird unterliegt dem Verteilernetzbetreiber. Jedoch wird eine Verstärkung im Netz gefordert, wenn die Vorgaben, welchen der Verteilernetzbetreiber unterliegt, nicht mehr eingehalten werden. Die Kontrolle dieser Vorgaben wird über die Netzberechnung und die im Netz befindlichen Messsysteme realisiert.

## 2.2. Messsysteme im NS-Netz

In diesem Kapitel wird der Einsatz von Messsystemen im Niederspannungsbereich bearbeitet. Das Hauptaugenmerk liegt dabei bei der Auswertung der Parameter wie der Leistung am Transformator sowie der Spannung am NS-Verteiler. Die betrachteten Messsysteme befinden sich sowohl in einer herkömmlichen ONS, als auch in einer iONS. Zusätzlich wird noch ein mobiles Messsystem –

die Power Quality Box – erklärt. Die Messungen im Mittelspannungsbereich sind für diese Untersuchung nicht relevant und können vernachlässigt werden.

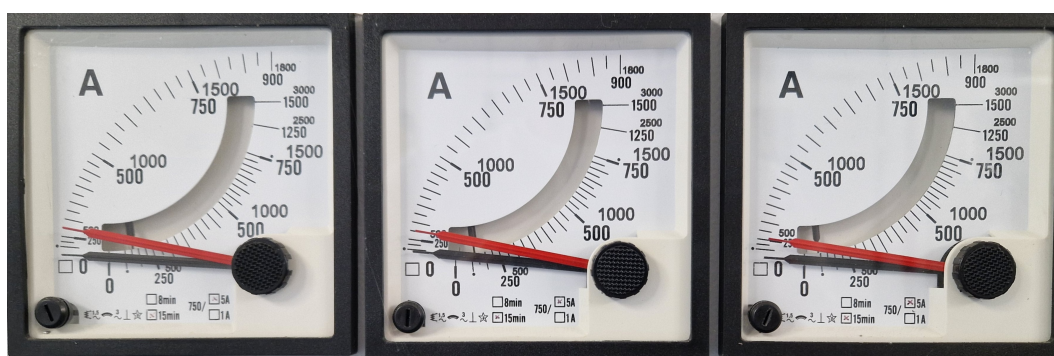
## 2.2.1. Messeinrichtung in Trafostationen

### 2.2.1.1. ONS

Konventionelle ONS verfügen üblicherweise über eine Analoganzeige für den jeweiligen Phasenstrom am NS-Verteiler. Diese analoge Anzeige wird durch ein Bimetall-Maximum-Strommesser realisiert. Wie in Abbildung 2.8 ersichtlich befindet sich auf der Skala ein schwarzer und ein roter Zeiger, auch Schleppeziger genannt. Der schwarze Zeiger steht für den momentanen Strom, welcher auf der jeweiligen Phase vorhanden ist. Der rote Zeiger wird vom schwarzen Zeiger mitgeschleppt und erfasst das Maximum der Strommittelwerte in einer einstellbaren Zeitdauer zwischen 8 und 15 Minuten. Bei vorarlberg netz ist es der maximale Mittelwert innerhalb von 15 Minuten.



(a)



(b)

Abbildung 2.8.: Bimetall-Maximum-Strommesser

Der Schleppzeiger wird durch das Prinzip vom Bimetall, welches aus zwei Metallen besteht, die unterschiedliche Wärmeausdehnungskoeffizienten haben, vom schwarzen Zeiger mitgeschleppt. Da die beiden Metalle unterschiedliche Ausdehnungskoeffizienten haben, verformt sich der Streifen durch Wärme. Dies führt zu einer Biegung des Bimetall Streifens. An einem Ende des Bimetall Streifens befindet sich der Schleppzeiger. Je größer der Stromfluss ist, desto stärker wird das Bimetall erhitzt und desto stärker verändert sich der Schleppzeiger bzw. desto höher ist der Wert auf der Anzeige. Sobald der Strom die maximale Kapazität, innerhalb von 15 Minuten erreicht hat, bleibt der Zeiger an dieser Position stehen, um den Spitzenwert anzuzeigen. Es ist wichtig zu beachten, dass ein Bimetall-Maximum-Strommesser aufgrund der Trägheit des Bimetalls nicht in der Lage ist, schnelle Änderungen des Stromflusses genau zu messen. [16]

Die Ablesung und Rückstellung des Schleppzeigers wird bei vorarlberg netz ein Mal jährlich durchgeführt. Nach der Ablesung wird der Wert in eine interne Datenbank eingepflegt und in einen Leistungswert mit einem Leistungsfaktor von  $\cos \phi = 0,90$  umgerechnet. Dieser Wert, die Trafo-Scheinleistung  $S_T$ , bildet die zentrale Größe für die statische Lastflussberechnung.

#### **2.2.1.2. iONS**

In den iONS erfolgt die Messung im Niederspannungsbereich über digitale Multifunktionsgeräte. Hier werden elektrische Größen wie Ströme, Spannungen, Frequenz etc. digital im zeitlichen Verlauf erfasst und dargestellt. Zusätzlich können einzelne NS-Abgänge gemessen und deren Werte können im Sekundenbereich direkt an den Netzbetreiber übertragen werden. Dadurch können Schwerpunkte im Verteilernetz direkt überwacht und ausgewertet werden. Bei Umbau einer ONS zur iONS werden die analogen Messgeräte gegen das UMD 97 von der Firma PQ Plus GmbH ersetzt. Wie Abbildung 2.9 zeigt, bietet diese Messeinrichtung einen zeitlichen Überblick über den Spannungsverlauf aller 3 Phasen, im Bild gemessen gegenüber dem Neutralleiter ( $U_{LN}$ ).

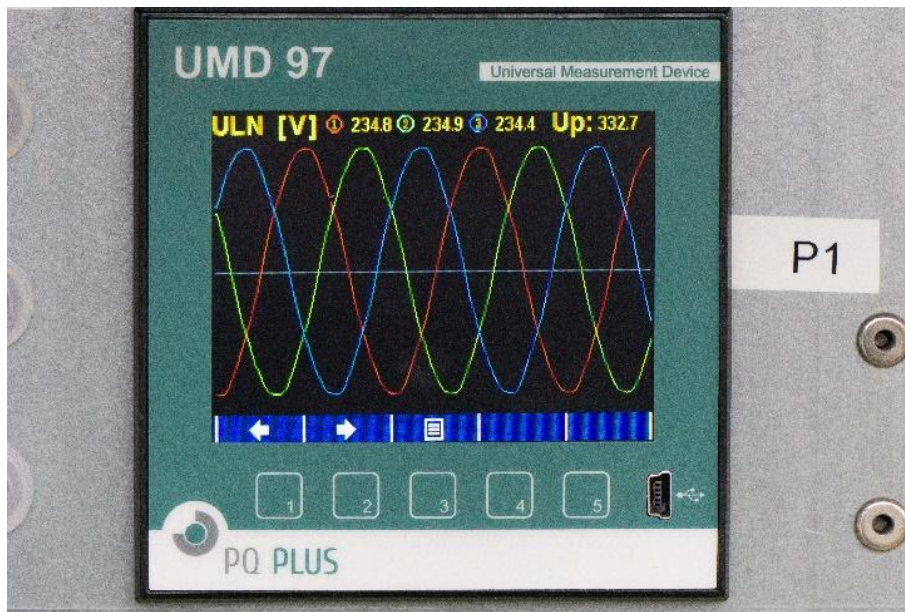


Abbildung 2.9.: Darstellung des Spannungsverlaufs mittels Messgerät UMD 97

Das Messgerät zeichnet dabei auch folgende Daten auf:

- Verkettete Spannung
- Phasenspannung
- Ströme
- Wirk-, Blind- und Scheinleistung
- Leistungsfaktoren
- Frequenz
- Temperatur

Der große Unterschied zwischen den beiden Messsystemen, vor allem in Bezug auf die zentrale Größe Trafo-Scheinleistung  $S_T$  ist, dass bei der ONS der Wert ein Mal jährlich abgelesen wird, während er bei der iONS in detaillierter Auflösung verfügbar ist. Dieses Mehr an Informationen über das Verteilernetz ist ein entscheidender Vorteil der iONS gegenüber den konventionellen ONS. Hinzu kommt bei einer ONS die Möglichkeit eines Parallaxenfehlers, welcher

die Ablesung verfälschen kann. Auch der Zeitpunkt sowie die Häufigkeit des maximalen Werts ist bei der ONS nicht bekannt. Auch konnte festgestellt werden, dass Erschütterungen im Nahbereich der Trafostation (z.B. durch Bauarbeiten) dazu führen können, dass sich die Position des Schleppzeigers verändern kann.

Eine Digitalisierung der Messinstrumente in den ONS liefert nicht nur zeitlich abhängige, sondern auch viel genauere und digital auslesbare Werte. Ebenfalls verfügen die digitalen Messgeräte über mehrere Funktionen. Eine dieser Funktionen beinhaltet die Auslesung von maximalen Werten wie Leistung, Blindleistung, Strom und Spannung. Dadurch kann auch der SW ersetzt werden. Dies führt zu einer genaueren Netzberechnung und dadurch zu einer effizienteren Netzplanung.

### 2.2.2. Mobile Messsysteme - Power Quality Box

Zusätzlich zu der eingebauten Messung in einer ONS oder iONS gibt es noch die Möglichkeit, die Spannungsqualität mittels mobilen Messsystemen bzw. Netzanalysatoren, auch Power Quality-(PQ-)Boxen, genannt zu überprüfen. Diese werden eingesetzt, wenn es kundenseitig Beschwerden hinsichtlich Spannungsschwankungen gibt oder die Berechnung eines Netzknoten Ergebnisse liefert, welche nicht erklärbar sind.

Bei vorarlberg netz werden PQ-Boxen von der Firma a-eberle GmbH verwendet. Die Geräte, welche für die Messungen in dieser Arbeit verwendet werden, sind die Netzanalysatoren PQ-Box 100, PQ-Box 50, PQ-Box 150, PQ-Box 200-300. Die Unterschiede zwischen den verwendeten Messgeräten sind so gering, dass für die Untersuchung irrelevant sind.

Folgende Möglichkeiten bieten die PQ-Boxen:

- **Spannungsdaten:** Es werden verschiedene Spannungsparameter kontinuierlich erfasst und aufgezeichnet, darunter Effektivwert, Frequenz, Phasenwinkel, Oberschwingungen, etc. Dadurch können Spannungsereignisse wie Spannungsspitzen, -einbrüche und -schwankungen erfasst und mögliche Fehlerquellen im Netz erhoben werden [17].
- **Stromdaten:** Es werden Schwankungen und Unterbrechungen der Strö-

me überwacht und aufgezeichnet. [17]

- **Beobachtungszeitraum:** Die Aufzeichnung der Daten kann über Tage, Wochen oder Monate erfolgen.[17]

Die Messung mit den PQ-Boxen unterliegt dem Prinzip der Rogowski-Spule. Der Strom wird pro Phase mit einer flexiblen Stromzange-/schleife (der namensgebenden Rogowski-Spule) gemessen. Die Rogowski-Spule besitzt keinen festen Kern, stattdessen wird die Spule um den Leiter gewickelt, durch den der zu messende Strom fließt. Die Wicklung ist so konstruiert, dass sie eine enge und gleichmäßige Induktivität um den Leiter bildet. Wenn ein Wechselstrom durch den zu messenden Leiter fließt, erzeugt er ein sich änderndes magnetisches Feld um den Leiter. Die Rogowski-Spule erfasst dieses magnetische Feld und erzeugt eine entsprechende elektrische Spannung in der Spule. Die Spannung wird mit Leitungen, welche direkt an der jeweiligen Phase im KVS angeschlossen sind gemessen [18]

In weiterer Folge bilden die in der ONS ermittelte Trafo-Scheinleistung  $S_T$ , die Daten der iONS und die Aufzeichnungen der PQ-Boxen die Basis für die Netzplanung und -berechnung.

## 2.3. Netzplanung

Die Netzplanung und Netzberechnung haben die Aufgabe, elektrische Stromnetze zu analysieren, zu entwerfen und zu optimieren, um strategisch sowie anlassbezogen die Netzsituation zu evaluieren und eine sichere und zuverlässige Stromversorgung zu gewährleisten. Dabei befasst sich die Netzplanung mit dem Entwurf, der Erweiterung und der Optimierung von Stromnetzen. Sie beinhaltet folgende Aufgaben:

- **Ausbau- und Erweiterungsplanung:** Die Netzplanung legt fest, wie das Stromnetz erweitert werden soll, um den steigenden Strombedarf und die Anforderungen neuer Anschlüsse zu erfüllen. Sie umfasst die Standortwahl für neue Umspannwerke, Leitungstrassen und Trafostationen.

- **Netzoptimierung:** Die Netzoptimierung analysiert das bestehende Netz und sucht nach Möglichkeiten, um Engpässe zu reduzieren, die Netzverluste zu minimieren und die Effizienz der Stromübertragung zu verbessern. Sie kann auch die Integration erneuerbarer Energien und die Förderung der Energieeffizienz umfassen.
- **Zuverlässigkeitsplanung:** Die Zuverlässigkeitsplanung zielt darauf ab, die Zuverlässigkeit der Stromversorgung zu maximieren, indem sie Maßnahmen zur Fehlererkennung, -vermeidung und -wiederherstellung im Netz plant. Dies umfasst die Festlegung von Redundanzen, Reserven und Backup-Lösungen, um Ausfälle und Unterbrechungen zu minimieren.

## 2.4. Netzberechnung

Demgegenüber befasst sich die Netzberechnung mit der mathematischen Modellierung und Analyse von Stromnetzen. Dabei sind folgende Aufgaben zu tätigen:

- **Lastflussberechnung:** Die Lastflussberechnung analysiert den Fluss von elektrischer Energie im Netz, um Spannungspegel, Stromstärken und Leistungen in den verschiedenen Netzkomponenten zu bestimmen. Sie hilft dabei, Engpässe, Überlastungen oder unerwünschte Spannungsabfälle im Netz zu identifizieren.
- **Kurzschlussberechnung:** Die Kurzschlussberechnung ermittelt die Ströme und Spannungen während eines Kurzschlusses im Netz. Dies ist wichtig, um die Auswahl und Einstellung von Schutzeinrichtungen wie Schutzrelais und Leistungsschalter zu bestimmen, um die Sicherheit des Netzes und der angeschlossenen Geräte zu gewährleisten.
- **Stabilitätsanalyse:** Die Stabilitätsanalyse untersucht das dynamische Verhalten des Netzes bei Störungen oder plötzlichen Laständerungen. Sie beurteilt die Netzstabilität und hilft bei der Festlegung von Maßnahmen zur Verbesserung der Netzstabilität, wie z. B. die Installation von Kompensationsgeräten oder die Anpassung der Regelungsstrategien.



Beide Bereiche haben zum Ziel ein effizientes und stabiles Stromnetz zu gewährleisten, welches für die steigenden Anforderungen im Verteilernetz gewappnet ist. [14] [19]

#### **2.4.0.1. Netzberechnungsarten**

Grundlegend kann bei der Netzberechnung zwischen zwei Arten unterschieden werden: die stationäre und die zeitreihenbasierte Netzberechnung.

Die stationäre Netzberechnung (statische Lastflussanalyse) ist eine vereinfachte Methode, bei der der Lastfluss im Netzwerk basierend auf angenommenen konstanten Lasten und einer festen Netzzusammensetzung berechnet wird. Es handelt sich um eine Momentaufnahme des Lastflusses, bei der die Werte von Spannungen, Strömen und Leistungen unter normalen Betriebsbedingungen berechnet werden. Die statische Lastflussanalyse gibt einen Überblick über den aktuellen Zustand des Netzes und hilft bei der Identifizierung von Überlastungen, Spannungsabfällen oder anderen Netzproblemen. Durch die Festlegung der an das Stromnetz angeschlossenen Leistungen können die Spannungen an den verschiedenen Netzknoten bestimmt werden. Dadurch können sowohl Abweichungen von der normalen Spannung als auch der Stromfluss in den Leitungen berechnet werden. [20]

Die zeitreihenbasierte Analyse betrachtet den Lastfluss im Netzwerk über einen bestimmten Zeitraum hinweg. Dabei werden historische Messdaten oder prognostizierte Lastprofile verwendet, um den Lastfluss in verschiedenen Zeitschritten zu simulieren. Im Gegensatz zur statischen Lastflussanalyse berücksichtigt die zeitreihenbasierte Analyse die dynamische Natur des Lastflusses, einschließlich saisonaler Schwankungen, Lastspitzen, zeitabhängiger Verbrauchsmuster und anderen zeitlichen Veränderungen. Diese Analyseermöglicht eine detaillierte Bewertung der Netzleistung, die Identifizierung von Leistungsspitzen und Engpässen zu bestimmten Zeiten sowie die Optimierung von Netzbetriebsstrategien. [2]

Der Hauptunterschied zwischen den beiden liegt also darin, dass die statische Lastflussanalyse eine Momentaufnahme darstellt und auf Annahmen basiert, während die zeitreihenbasierte Analyse einen zeitlichen Verlauf des Lastflusses

ses betrachtet und auf tatsächlichen Messdaten oder Prognosen basiert. Die zeitreihenbasierte Analyse liefert daher ein detaillierteres Bild der Netzleistung und ist nützlich für die Bewertung von Netzengpässen, die Identifizierung von Spitzenlastzeiten und die Optimierung des Netzbetriebs.

#### 2.4.0.2. Netzberechnung bei vorarlberg netz

Bei vorarlberg netz und im Zuge dieser Arbeit wird für die Netzberechnung das Netzberechnungsprogramm Neplan verwendet. Dabei nutzt die statisches Lastflussberechnung stets den Worst-Case-Fall, also wie eingangs beschrieben den ungünstigsten Netzzustand. Das mathematische Modell dahinter bildet das Newton-Raphson-Verfahren. Die Erklärung dieses Verfahren wird anhand der im Berechnungsprogramm genutzten Parameter und deren Grundlagen aufgebaut.

Wie in den beiden Formeln dargestellt, bilden die Ausgangspunkte der Lastflussberechnung die Netzgleichung und die Leistungsgleichung. Das Ziel besteht darin, die Auswirkungen der Lasten auf das Netzwerk zu ermitteln und sicherzustellen, dass die Spannungen innerhalb der zulässigen Grenzen liegen. [21]

Für die Netzgleichung gilt:

$$I = Y \cdot U \quad (2.8)$$

Für die Leistungsgleichung gilt:

$$S = U \cdot I \quad (2.9)$$

$I$  ... Vektor der Knoteneinspeise-Ströme / A

$U$  ... Vektor der Knotenspannungen / V

$Y$  ... Knotenadmittanzmatrix / S

$S$  ... Vektor der Knoteneinspeise-Leistungen / VA

Die Admittanz ist, wie in Abbildung 2.10 erkennbar, der komplexe Leitwert und der Kehrwert der Impedanz. Sie wird in der Einheit Siemens ( $S$ ) gemessen

und ist eine komplexe Größe, die aus einem Realteil (Wirkleitwert  $G$ ) und einem Imaginärteil (Blindleitwert  $B$ ) besteht. [19]

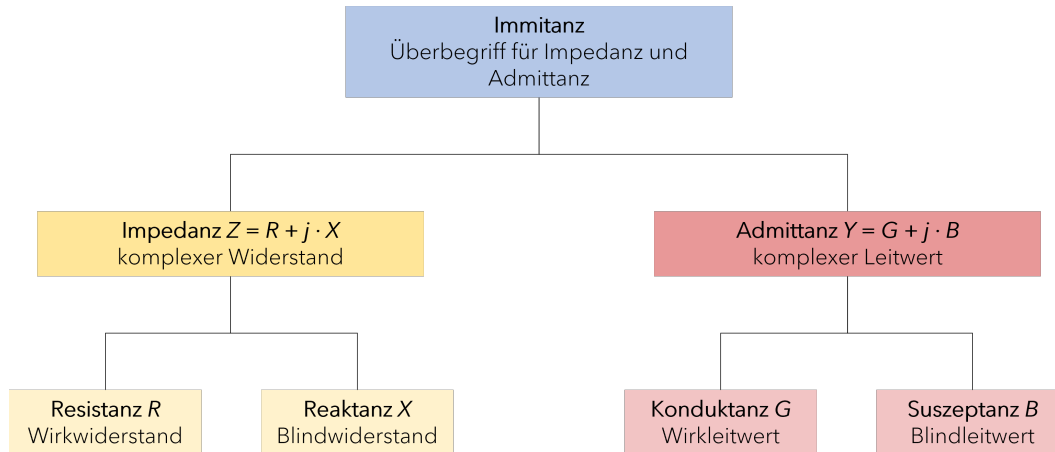


Abbildung 2.10.: Immitanz - Unterscheidung von Impedanz und Admittanz.  
Eigene Darstellung nach [19]

Beide Gleichungen zusammen bilden ein nichtlineares Gleichungssystem. Für das Newton-Raphson Verfahren muss die Leistungsgleichung nach dem Strom umgeformt werden und anschließend in die Netzgleichung eingesetzt werden. Jedoch benötigt es noch einen Real- und Imaginärteil. Für einen Verbraucher-knoten (z.B. ein KVS) benötigt es noch die Wirk- und Blindleistung. Für die Berechnung eines Knotens bildet sich folgende Fehlergleichung:

$$\Delta S_I = (P_i + j \cdot Q_i) - U_i \cdot \sum_{k=1}^n Y_{ik} \cdot U_k \quad (2.10)$$

$\Delta S_I$  ... Leistungsfehler / VA

$P_i$  ... Vorgegebene Wirkleistung / W

$j$  ... Imaginärer Anteil / -

$Q_i$  ... Vorgegebene Blindleistung / VAr

$U_i$  ... Komplexe Spannungen / V

$U_k$  ... Komplexe Spannungen / V

$Y_{ik}$  ... Elemente der Y-Matrix aus der jeweiligen Zeile und Reihe / S

Die Lösung dieser Gleichung erfolgt durch folgende Schritte:

1. **Berechnung der Leistungsfehler aller Knoten mit Hilfe der Knotenspannung:** Hier werden Spannung und Ströme im Netzwerk abgeschätzt und bilden somit den Startwert vom ersten Iterationsschritt.

$$\Delta S_i = S_{vor_i} - S_{ber_i} \quad (2.11)$$

2. **Berechnung der Spannungsänderung aller Knoten mit Hilfe der Jacobi-Matrix J:** Die Einträge der Jacobi-Matrix sind partielle Ableitungen der Ausgangsvariablen nach den Eingangsvariablen. Jeder Eintrag gibt an, wie sich die i-te Ausgangsvariable ändert, wenn die j-te Eingangsvariable variiert wird. Bei nichtlinearen Funktionen kann sich die Matrix von Punkt zu Punkt ändern.

$$\Delta U = J^{-1} \cdot \Delta S \quad (2.12)$$

3. **Berechnung der neuen Knotenspannung:**

$$U_{neu} = U_{alt} - \alpha \cdot \Delta U \quad (2.13)$$

Diese drei Iterationsschritte werden so lange durchlaufen, bis das Abbruchkriterium in Formel 2.14 erfüllt ist:

$$\epsilon = \sum_{i=1}^n |\Delta S_i| \quad (2.14)$$

$\Delta S_i$  ... Leistungsfehler / VA

$S_{vor_i}$  ... Leistung im vorangegangenen Berechnungsschritt / VA

$S_{ber_i}$  ... Leistung im aktuellen Berechnungsschritt / VA

$\Delta U$  ... Spannungsänderung am Knoten / V

$J^{-1}$  ... Jacobi-Matrix / -

$\Delta S$  ... Leistungsfehler / VA

$U_{neu}$  ... Neue vorhandene Spannung / V

$U_{alt}$  ... Alte Spannung der vorhergehenden Berechnung / V

$\epsilon$  ... Abbruchkriterium: Lösung welche in der Nähe der Nominalspannung liegt (Genauigkeitsschranke) / VA

Für die Nutzung des Newton-Raphson-Verfahrens muss ein geeigneter Startwert (z.B. Erfahrungswerte aus alten Berechnung) sowie maximale Iterationsschritte und ein klares Abbruchkriterium festgelegt werden. Zusätzlich muss das vorhandene Netz mittels Admittanz-Matrix in Netzknoten, welche alle Parameter beinhalten, umgewandelt werden. Eine Iteration dauert so lange, bis die Leistungen an den Knoten neu berechnet ist und wird dann von neuem gestartet. Bei jedem Iterationsschritt ergeben sich verbesserte Spannungsbeträge. Dies dauert so lange, bis das Abbruchkriterium oder die maximale Anzahl an Iterationsschritten erreicht ist. [19]

### 3. Wissenschaftlicher Stand

In der Literatur wird die Thematik des Anpassungspotentials der Lastflussberechnung an die Realität sowie die Optimierung der Netzplanung generell und im Zuge vom erhöhten Ausbau der E-Mob betrachtet. In der Dissertation von Zeilinger [22] wird angesprochen, dass die bisherigen klassischen Ansätze der Lastflussberechnung oft nicht einhergehen mit der realen Situation. Es werden z.B. elektrischer Speicher beschrieben, welche ein zeitlich variables Verhalten aufweisen und somit bei einer stationären Berechnung falsch betrachtet werden. Eine mögliche Herangehensweise besteht in der Nutzung von synthetischen Lastprofilen. Der Mehrwert in der Nutzung dieser Profile ergibt sich daraus, dass bei gut abschätzbaren Lasten mit einer geringen Anzahl an Informationen bereits eine hinreichend genaue Abschätzung des Verbrauchsprofils möglich ist.

Im Gegensatz dazu werden bei Thormann Messungen im Niederspannungsnetz durchgeführt. Diese Messungen dienen der Überprüfung des Lastverlaufs in einem Mehrparteienhaus. Aus den Messungen heraus werden die maximalen Effektivwerte aller Messwerte herangezogen und diese für die Lastflussberechnung verwendet. Die Messergebnisse und sonstigen bekannte Daten wie Klimadaten, PV-Einspeisewerte und Mobilitätsdaten werden für eine Simulation im Netzmodell herangezogen. Andere Komponenten im Netz, bei denen keine Messung möglich war, werden durch Lastprofile ersetzt. Auch hier wird auf den Unterschied zwischen Messung und Simulation hingewiesen. In der Messung am NS-Abgang eines Knotenpunkts wurde eine Abweichung von 8,6% zwischen Messung und Simulation festgestellt, wobei die Messung im höheren Bereich war. Dies ist auf die Mischung von synthetischen Lastprofilen und Messergebnissen sowie einem beschränkten Zeitraum zurückzuführen. [23]

Die Mischung von synthetischen Profilen sowie Messergebnissen findet sich

auch bei Flach wieder. Es wird eine Worst-Case-Auslegung sowie eine zeitreihenbasierte Simulation miteinander verglichen. Hier wird die Frage untersucht, ob in der Netzplanung die Auslegung weiterhin auf den Worst-Case-Fall erfolgen soll - und somit die selten vorkommenden Extremfälle die Auslegung dominieren sollen - oder ob der vermehrte Einsatz von synthetischen bzw. zeitreihenbasierten Modelle Vorteile bringt. Flach zeigt, dass beispielsweise die Trafoauslastung bei vier betrachteten Netzen im Worst-Case-Fall um 30% höher sind als in der Zeitreihensimulation. Er stellt auch fest, dass die unreflektierte Verwendung des SW zu den hohen Unterschieden führt. [24]

In den oben genannten wissenschaftlichen Arbeiten werden synthetische Lastprofile verwendet. Eine Einordnung der Qualität dieser Profile findet sich bei Hinterstocker et al. Sie kritisieren die Verwendung nicht mehr zeitgemäßer Profile und, dass es bei der Übernahme der Profile aus Deutschland zu keinen Anpassung auf die österreichischen Gegebenheiten gegeben hat. Die Datengrundlage für eine neue Bewertung bilden hier echte Messdaten, welche von Smart Metern stammen. Die Untersuchung zeigt, dass es einen erheblichen Unterschied zwischen den gemessenen Profilen und den Standardlastprofilen gibt: Je nach Kundengruppe und zeitlicher Unterscheidungen (Werkstage, Ferienzeiten, etc.) kommt es zu einer Abweichung zwischen den gemessenen und synthetischen Profil von bis zu 35% bis 55%. Dieser gravierende Unterschied zeigt die Dringlichkeit für die Erhebung und Nutzung echter Messdaten.[25]

Die Wichtigkeit und Notwendigkeit von Messdaten und die Nutzung dieser wird bei Mohibullah unterstrichen. Hier wird zum einen auf die wirtschaftlichen Verluste von Netzen eingegangen, welche kein bzw. ein schlecht ausgebautes Messsystem besitzen und zum anderen werden die technischen Vorteile herausgehoben, welche durch ein Spannungsüberwachungssystem entstehen. Als Conclusio wird eine PQ-Überwachung im Netz vorgeschlagen um einerseits die Einhaltung der Vorschriften zu überprüfen und andererseits eine effiziente Netzplanung zu gestalten, welche ein stabiles Gesamtsystem hervorbringt. [26]

Die Bedeutung von realen Messreihen gegenüber synthetischen Lastprofilen ist also nicht zu unterschätzen. Um dieses These mit der Praxis abzugleichen, werden im Zuge dieser Arbeit Interviews mit folgenden Energieversorgungsunternehmen durchgeführt:

- Innsbrucker Kommunalbetriebe AG
- Energie Klagenfurt GmbH
- Linz Netz GmbH
- Wiener Netze GmbH
- Kärnten Netz GmbH

Die Hauptthematik der Interviews bestand darin ein Stimmungsbild zu kreieren, welches die steigende Anzahl an E-Mob und die daraus resultierenden Netzberechnungen sowie Netzverstärkungsmaßnahmen widerspiegelt. Zusätzlich wurde abgefragt ob aufgrund von kritischen Netzberechnungen Messungen in diesem berechneten Netz installiert wurden und diese Messungen mit der durchgeführten Netzberechnung verglichen wurde. Ausgehend davon wurden Erfahrungswerte für einen Vergleich zwischen realen Netzsituationen und Berechnungen abgefragt. Aus den Ergebnissen von diesen einzelnen Interviews wird in dieser Masterarbeit ein Gesamtbild der Aussagen präsentiert.

Aus den Interviews mit verschiedenen Netzbetreibern ergeben sich interessante Erkenntnisse zum Vergleich von Netzberechnungen und der Realität. Einige der Netzbetreiber haben bereits Messungen in den Niederspannungsnetzen z.B. im KVS installiert und dies mit den Berechnungen verglichen und in einigen Fällen führten die Ergebnisse dazu, dass geplante Netzausbauten nicht durchgeführt oder anders gestaltet wurden. Teilweise wurden auch Optimierungsvorschläge beim Kunden angeboten. Diese beinhalteten z.B. geringer Ladeleistungen, welche wiederum zu günstigeren Netztarifen führten.

Die Messungen werden größtenteils nur Fallbezogen installiert. Beim Vergleich wurde festgestellt, dass die Berechnungen oft kritischer waren als die tatsächliche Situation im Netz. Zum Größten Teil beruhe dies wahrscheinlich auf die Nutzung vom höchsten Leistungswert in der Trafostation für die Berechnung. Jedoch ist der Vergleich von kurzzeitigen Messungen auch kritisch zu betrachten, da es schwer ist den Worst-Case-Fall zu reproduzieren. Im Fall einer Berechnung, bei welcher eine kritische Netzsituation entsteht, die Messung hingegen bessere Werte liefert, werden die Erfahrungswerte der internen Fachkräfte mit in die Beurteilung aufgenommen.



Es gibt jedoch Unterschiede in den Erfahrungen und der Handhabung von Netzverstärkungsmaßnahmen zwischen den Netzbetreibern. Einige führen regelmäßig Messungen durch und verwenden diese als Entscheidungsbasis, während andere mehr auf Berechnungen setzen und bei Bedarf Messungen durchführen. In einigen Fällen wurden auch interne Forschungsprojekte durchgeführt, bei denen Berechnungen mit zusätzlichen Messungen verglichen wurden. Dabei wurde festgestellt, dass die Realität oft besser war als die Berechnungen. Teilweise werden die Verstärkungsmaßnahmen zeitlich verschoben bis in dem betroffenen Gebiet sich mehrere und größere Lasten gesammelt haben und ein effizienterer und zielgerichteter Ausbau möglich ist. Es wurde auch auf Herausforderungen hingewiesen, wie die begrenzte Anzahl an Daten im Niederspannungsnetz und die Schwierigkeit, viele Messungen in kurzer Zeit einzubauen. Ein weiterer kritischer Aspekt ist der Vergleich dieser zeitlich limitierten Messwerte (2-3 Wochen) mit den Lasten von einem ganzen Jahr. Ein realer Vergleich wäre dann möglich, wenn man z.B. die Smart-Meter-Daten von einer Trafostation mit den Berechnungen vergleichen könnte. Einige Netzbetreiber haben bereits Projekte gestartet, um Netzlasten nachzubilden und mit Smart-Meter-Daten zu vergleichen. Mittels dieser Smart-Meter-Daten wurden die Lasten in eine Simulation eingebaut und es wurde ein Modell einer Trafostation mit diesen Daten nachgebaut. Anschließend wurde dieses Modell mit der Realität verglichen. Die Realität konnte zu 85% bis 90% nachgebildet werden. Dies ermöglicht eine genauere Analyse der Netzbelastung und eine bessere Planung von Netzausbauten.

Die Nutzung der Smart-Meter-Daten ist für den Netzbetreiber jedoch nicht vollständig und zeitlich unbegrenzt möglich. Bei der Nutzung von Smart-Meter-Daten muss der Netzbetreiber die Zustimmung vom Endverbraucher einholen und es muss eine Begründung für die Verwendung dieser Daten vorliegen. Die Daten müssen nach der angegebenen Verwendung wieder gelöscht werden. Die Nutzung der Daten muss in einem jährlichen Bericht an die zuständige Regulierungsbehörde gesendet werden [27].

Insgesamt zeigen die Interviews, dass der Vergleich von Netzberechnungen und der Realität eine wichtige Rolle spielt und wertvolle Erkenntnisse für die Netzplanung und den Netzbetrieb liefern kann. Die Interviews unterstreichen

die Wichtigkeit von Messwerten in der Niederspannung und das die Nutzung von Jahreshöchstwerten zu kritischen Netzberechnungen führt. Wenn eine Berechnung kritisch ist und die Messung hingegen besser, dann werden die Messwerte den Berechnungsergebnissen vorgezogen.

Die Netzbetreiber sind sich einig, dass Erkenntnisse aus einem Vergleich von Messungen und Berechnungen einen Mehrwert für die Netzplanung darstellen würden. Die daraus resultierenden Ergebnisse könnten als stille Netzreserven betrachtet werden. Sie könnten dazu beitragen, Netzreserven besser zu nutzen und kostengünstigere Netzausbau Lösungen zu finden. Insbesondere die Verfügbarkeit von echten Messdaten aus den Stationen und Kabelverteilschränken wird als wertvoll angesehen.

## 4. Methodik

Im Zuge dieser Arbeiten werden die Netzberechnungsansätze von vorarlberg netz mit realen Messergebnissen aus dem bestehenden Netz verglichen. Dieser Vergleich gibt Aufschluss darüber ob die Netzberechnungsansätze optimiert werden können oder ob diese nahe an der realen Situation im Netz sind. Für einen solchen Vergleich müssen Messungen im Niederspannungsnetz eingebaut werden. Für die gleichen Niederspannungsnetze müssen Netzberechnungen durchgeführt werden. In Abbildung 4.1 ist der Prozess für Schritte Messung, Berechnung und Vergleich schematisch dargestellt.

Die ersten Schritte im Zuge dieser Arbeit ist die Auswahl von fünf, den Kriterien entsprechenden, NS-Netzen. In diesen fünf Netzen werden für 3 Wochen im Januar Messungen mittels PQ-Boxen installiert und die Werte in den iONS, bei dem betroffenen NS-Strang, aufgezeichnet. Zusätzlich wird die Messung direkt am Trafo aufgezeichnet. Anschließend werden die Messreihen ausgewertet und aufbereitet. Nach der Aufbereitung werden die Messdaten grafisch in Python analysiert sowie Berechnungen für verschiedene Werte wie Spannungsdelta, Scheinleistung, Leistungsfaktoren etc. durchgeführt. Aus den Auswertungen ergeben sich die Inputparameter für die Netzberechnung. Als Inputparameter dienen die gemessene und skalierte Trafo-Scheinleistung  $S_T$  sowie die gemessenen Ströme aller Phasen  $I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}$ . Auf Basis dieser Inputwerte erfolgt die Berechnung für 4 verschiedene Szenarien. Nach der Durchführung der Berechnung mit den verschiedenen Szenarien wird das Ergebnis der Berechnung mit dem dazugehörigen Ergebnis der Messung verglichen. Der Vergleich behandelt die Differenz zwischen den Spannungsdeltas aus der Messung und aus der Berechnung.

Aus diesem Vergleich lassen sich Rückschlüsse darauf ziehen, ob die Berechnung nahe an der Messung ist und welche Inputparameter bei der Netzberech-

nung verändert werden können. Zusätzlich kann bestimmt werden, wie sich die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien innerhalb eines Netzes unterscheiden und zu welchem Zeitpunkt, welches Szenario zum Einsatz kommt. Die einzelnen detaillierten Inhalte der Methodik sind in den folgenden Abschnitten erklärt.

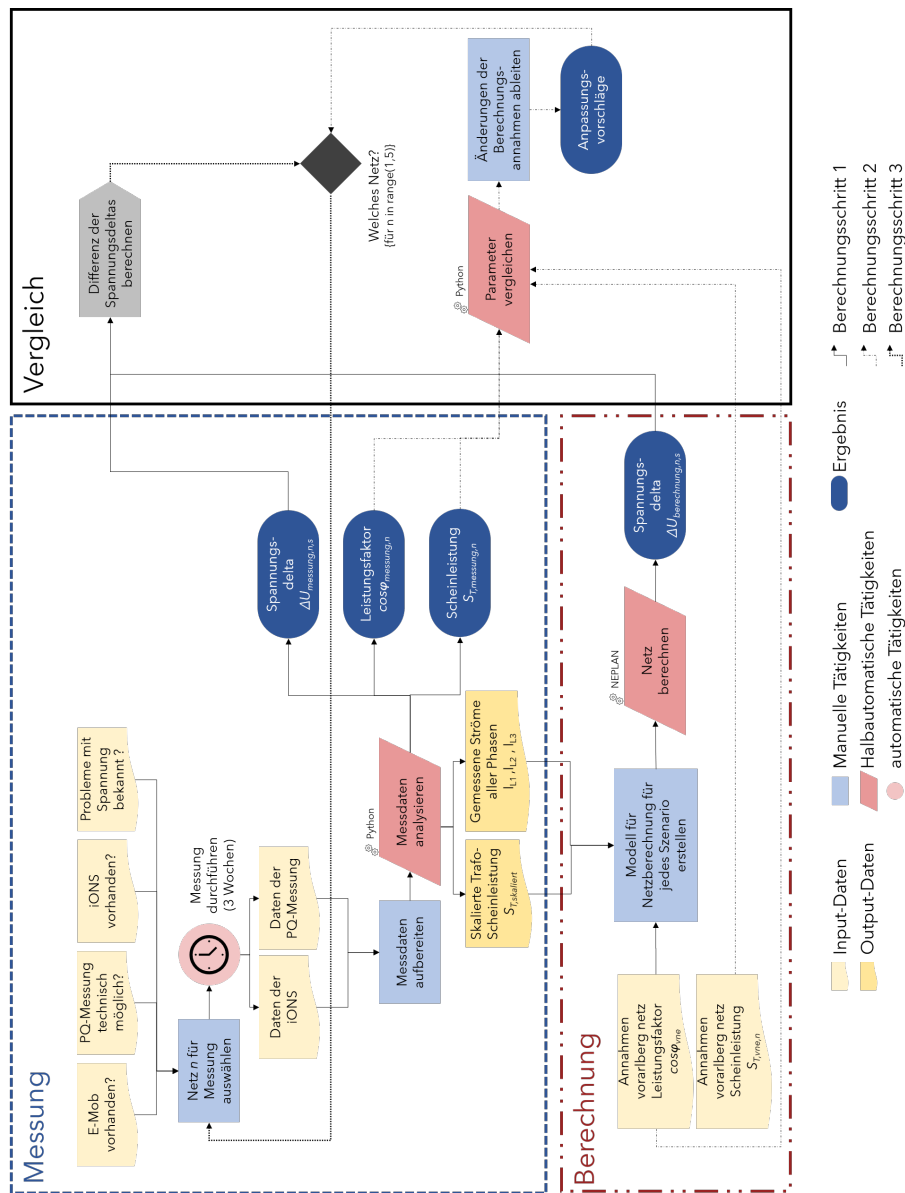


Abbildung 4.1.: Methodik zur Messung, Berechnung und Vergleich der Spannungswerte in den untersuchten Netzen

## 4.1. Messung

### 4.1.1. Messkonzept und Topologie

Für die Messungen werden fünf Niederspannungsnetze nachfolgenden Kriterien ausgewählt:

- Eingebaute Wallboxen für das Laden von E-Mob bei einzelnen Netzkunden
- Implementierte iONS oder Trafostation mit digitaler Messung
- PQ-Messungen im KVS möglich
- Gebiete in welchen es im Vorfeld Problematiken mit der Einhaltung vom Spannungsband gegeben hat

Der Aufbau und die Komponenten eines solchen Niederspannungsnetz sind in Abbildung 4.2 ersichtlich.

Die Messung wird zwischen der Trafostation und einem ausgewählten KVS eingebaut. Die verschiedenen topologischen Eigenschaften der betrachteten Netze sind in Tabelle 4.1 ersichtlich.

Die einzelnen Betriebsmittel in der Tabelle 4.1 sind folgendermaßen zu verstehen:

- **Anzahl Anschlüsse auf der iONS:** Alle Hausanschlüsse welcher auf der jeweiligen iONS angeschlossen sind
- **Anzahl Anschlüsse auf dem NS-Abgang:** Hausanschlüsse, welche sich zwischen der gemessenen NS-Leiste in der iONS und der PQ-Messung im KVS befinden
- **Anzahl Anschlüsse auf dem KVS:** Hausanschlüsse, welche sich auf dem KVS befinden in welchem die PQ-Messung installiert ist
- **Niederspannungsfreileitung:** Verbaute Freileitung zwischen iONS und KVS

- **Niederspannungskabel:** Verbautes Erdkabel zwischen iONS und KVS
- **E-Mob Ladestellen auf dem NS-Abgang:** E-Mob Ladestellen, welche sich auf dem gemessenen NS-Abgang in der iONS und dem KVS befinden
- **Anzahl KVS:** Anzahl der KVS, welche sich zwischen dem gemessenen NS-Abgang in der iONS und dem KVS befinden
- **Platzierung der Messung im Netz:** Angabe vom KVS in welchem die PQ-Messung installiert ist

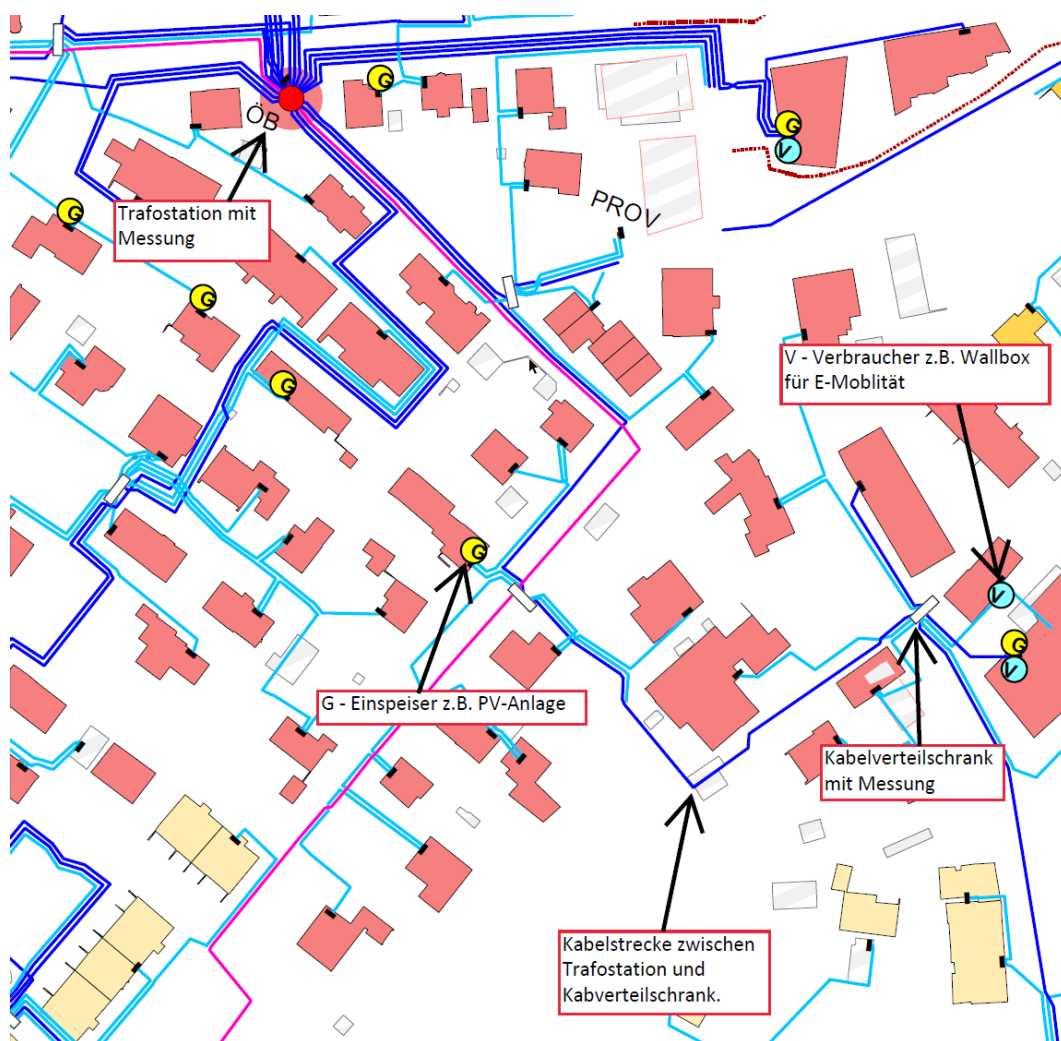


Abbildung 4.2.: Beispielhaftes Niederspannungsnetz

Tabelle 4.1.: Topologischen Eigenschaften der betrachteten NS-Netze

Eigenschaften		Netz	1	2	3	4	5
Anzahl Anschlüsse	an iONS /–		100	202	51	141	149
	NS-Abgang /–		23	43	26	42	98
	an KVS /–		10	17	6	10	12
Länge	NS-Freileitung / <i>m</i>		-	-	191	168	-
	NS-Erdkabel / <i>m</i>		341	320	372	587	1012
Anzahl E-Mob an NS-Abgang /–			2	3	4	4	2
Anzahl KVS /–			2	3	3	4	7
Platzierung der Messung im Netz			letzter KVS	vorletzter KVS mit E-Mob	letzter KVS	letzter KVS	vorletzter KVS mit E-Mob

#### 4.1.2. Messzeitraum

Für eine Nachahmung des Worst-Case-Falls wird der Messzeitraum gewählt, in dem traditionell ein erhöhter Energiebedarf herrscht. Die Messung betrachtet daher den Zeitraum von 10. Januar 2023 bis 25. Januar 2023.

#### 4.1.3. Messinstrumente und Messaufbau

Für die Messung in der Station werden die bereits in den iONS vorhandenen digitalen Messgeräte verwendet. Die Beschreibung dieser befindet sich in Kapitel 2.2.1.2. Die Messungen im KVS wird mit den in Kapitel 2.2.2 beschriebenen PQ-Boxen durchgeführt. Der technische Unterschied zwischen den verschiedenen PQ-Boxen ist für diese Arbeit nicht relevant. Der Messaufbau, welcher mittels PQ-Box in den KVS durchgeführt wird, ist in Abbildung 4.3 schematisch dargestellt.

Der für diese Arbeit gewählte Messaufbau ist in Abbildung 4.3 ersichtlich. Die Spannung wird mit den roten Leitungen direkt an der jeweiligen Phase im KVS angeschlossen. Hier ist ebenfalls erkennbar, dass die Spannung, über

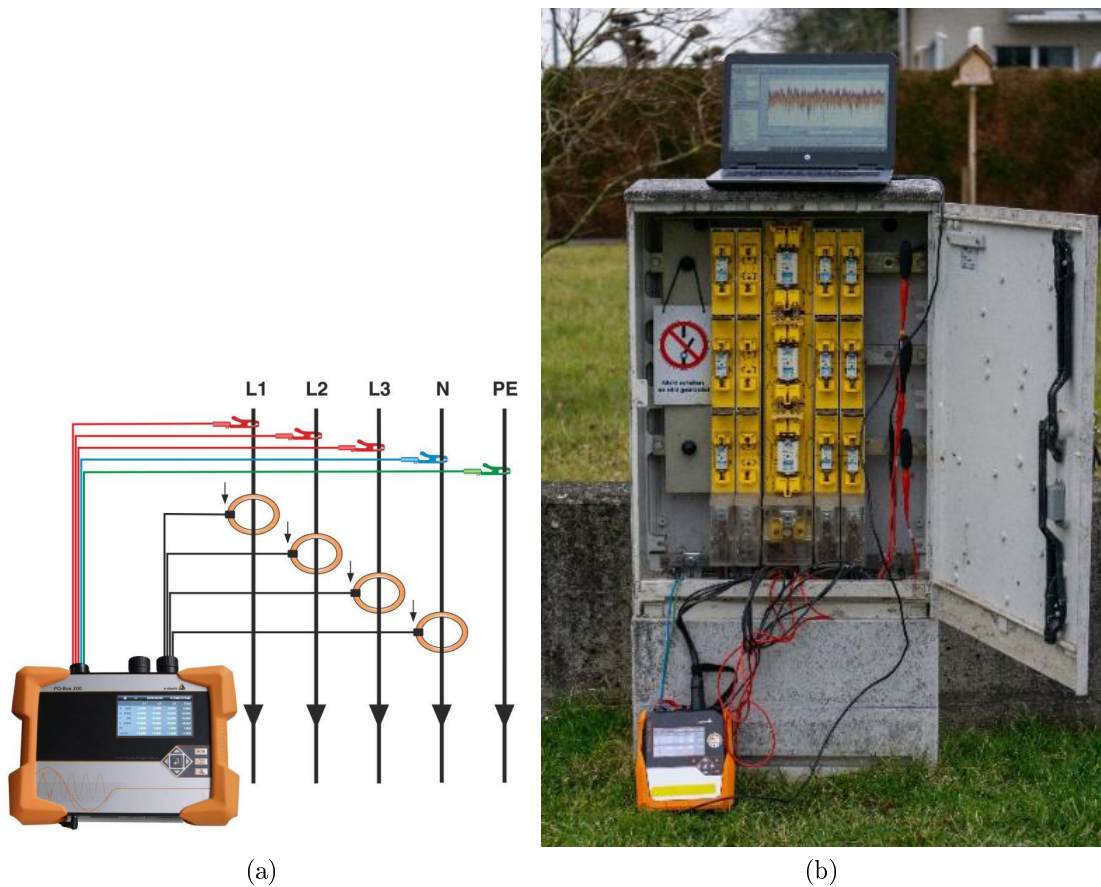


Abbildung 4.3.: Messaufbau PQ-Box in schematischer Darstellung a) [28] und im Netz b)

die roten Leitungen, direkt an der Sammelschiene im KVS gemessen wird. Der Strom wird mit den schwarzen Leitungen und mittels den Stromschlaufen nach dem Rogowski-Prinzip beim jeweiligen Leiter am NS-Eingang gemessen. Dieser Aufbau wird in allen fünf Netzen einheitlich durchgeführt.

#### 4.1.4. Messgrößen

Die PQ-Messung und die Messung in der iONS unterscheiden sich vor allem hinsichtlich der Messgrößen und der zeitlichen Auflösung (siehe dazu Tabelle 4.2). Minimal- und Maximalwerte sind nur bei den PQ-Messungen vorhanden.



Tabelle 4.2.: Messgrößen in der iONS und PQ-Box für jede Phase L1, L2, L3

Messgröße	Ort der Messung und zeitliche Auflösung		
	PQ-Messung in Minuten- Mittelwerten	iONS NS-Abgang Sekundenwerten	iONS Trafoabgang in 15-Minuten- Mittelwerten
Strom $I_{L_i} / A$	ja	ja	ja
Strom min. $I_{L_i, min} / A$	ja	nein	nein
Strom max. $I_{L_i, max} / A$	ja	nein	nein
Spannung $U_{L_i} / V$	ja	ja	ja
Spannung min. $U_{L_i, min} / V$	ja	nein	nein
Spannung max. $U_{L_i, max} / V$	ja	nein	nein
Wirkleistung $P_{L_i} / W$	ja	ja	ja
Wirkleistung min. $P_{L_i, min} / W$	ja	nein	nein
Wirkleistung max. $P_{L_i, max} / W$	ja	nein	nein
Blindleistung $Q_{L_i} / VAr$	ja	ja	ja
Blindleistung min. $Q_{L_i, min} / VAr$	ja	nein	nein
Blindleistung max. $Q_{L_i, max} / VAr$	ja	nein	nein
Scheinleistung $S_{L_i} / VA$	ja	ja	ja
Scheinleistung min. $S_{L_i, min} / VA$	ja	nein	nein
Scheinleistung max. $S_{L_i, max} / VA$	ja	nein	nein

#### 4.1.5. Datenaufbereitung

Um die Daten im Python grafisch darzustellen, müssen die Werte vorab aufbereitet werden. Das folgende Vorgehen wurde bei allen fünf Netzen identisch durchgeführt. Für eine bessere Nachvollziehbarkeit und Lesbarkeit wird das Vorgehen anhand von „Netz 1“ detailliert beschrieben und die Auswertung grafisch dargestellt. Für einen Vergleich und eine Auswertung der Messgrößen von

der iONS und der PQ-Messung wird folgendes Vorgehen getätigt:

**1. Schritt:**

- a) Umwandlung der iONS-Daten von CSV auf Excel
- b) Zusammenführung aller einzelnen Tage in eine Tabelle (Bei den iONS-Daten ist jeder einzelne Tag eine eigene CSV-Datei mit Sekundenwerten)

**2. Schritt:**

- a) Bildung von Minutenmittelwerten für einen Vergleich mit den PQ-Daten (Um die beiden Datensätze miteinander zu vergleichen, müssen zunächst aus den Sekundenwerten der iONS Minutenmittelwerte gebildet werden)
- b) Ergänzung fehlender Daten durch Interpolierung mit den umliegenden Werten

**3. Schritt:** Zusammenführung der PQ-Daten und iONS-Daten (Die jeweiligen zusammengehörenden PQ- und iONS-Daten werden in einer Excel-Datei pro Station zusammengeführt, um somit eine Importdatei für Python herzustellen)

**4. Schritt:** Import der Netze in Python (Die Netze werden alle in Python importiert, um diese grafisch auszuwerten und Vergleiche zu erstellen)

Eine Herausforderung stellt ein bisher unbekannter Fehler dar, der beim Import der CSV-Daten in eine Excel-Datei dafür sorgt, dass Dezimalpunkte nicht als Dezimaltrennzeichen erkannt werden und daher die importierten Werte um den Faktor 1000 von den realen Werten abweichen würden. Dieser Fehler muss manuell korrigiert werden. Was die Datenkonsistenz angeht mussten pro Netz und Messzeitraum ca. 50-70 Werte interpoliert werden, was einem Messfehler von ca. 0,0578% entspricht.

## 4.1.6. Messauswertung

Bei der Auswertung der Messungen wird vor allem die Einhaltung des Spannungsbands, welches in Kapitel 2.1.2 erläutert wurde, geachtet. Für diese Betrachtung war einerseits die Auswertung und grafische Darstellung der Spannung in der Station und die Spannung im KVS notwendig. Aufgrund der hohen Anzahl an Messdaten war eine grafische Darstellung im Minuten- und Stundenbereich zu unübersichtlich. Deshalb wird wie in Abbildung 4.4 ersichtlich eine tägliche Auflösung für die Sichtung des Spannungsverlaufs über den Messzeitraum gewählt.

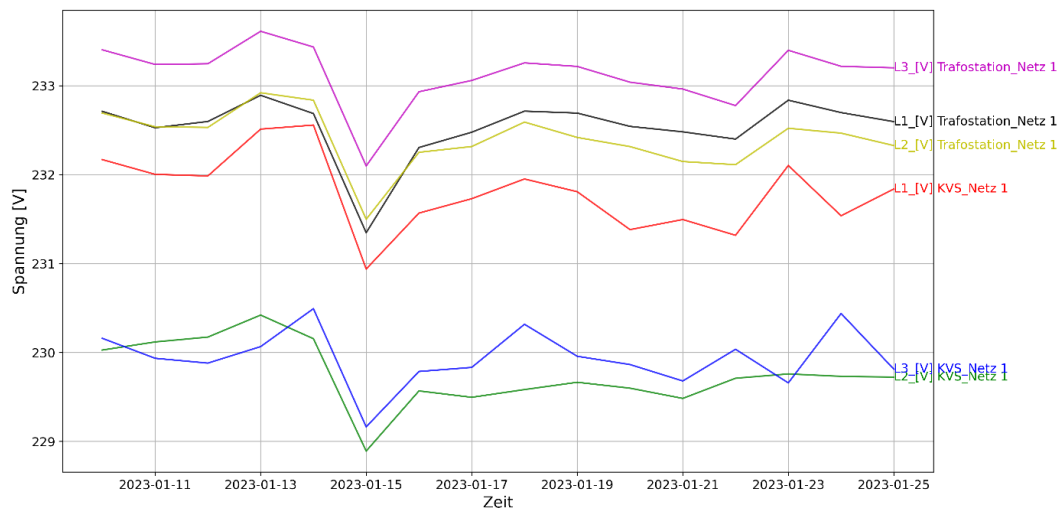


Abbildung 4.4.: Spannungsverlauf in Tagen über den Messzeitraum

Es ist erkennbar, dass es ein Delta bei den Phasen L1, L2 und L3 zwischen dem NS-Abgang in der Station und dem KVS gibt. Die Auswertung des Deltas zwischen ONS bzw. iONS und KVS wird aufgrund von folgenden zwei Vorgehen benötigt:

- Vergleich der Messung mit der Netzberechnung
- Kontrolle der Einhaltung des Spannungsbands

Für die Erhebung des Spannungsdeltas jeder Phase zwischen Trafostation und KVS wird über den gesamten Datensatz folgende Formel angewendet:

$$\Delta U = U_{iONS} - U_{KVS} \quad (4.1)$$

$\Delta U$  ... Spannungsdelta / V

$U_{iONS}$  ... Spannung an der Trafostation / V

$U_{KVS}$  ... Spannung am KVS / V

Um einen Vergleich zwischen Messung und Berechnung durchführen zu können, wird bei allen 5 Netzen das gleiche Vorgehen bei der Messung und der Berechnung durchgeführt. Die Herangehensweise für die Berechnung wird nachfolgend genauer erläutert.

## 4.2. Netzberechnung im Neplan

Die Netzberechnung mittels Neplan wird nachfolgendem Prinzip durchgeführt:

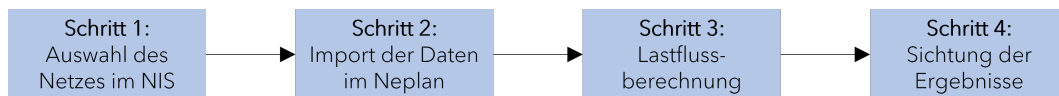


Abbildung 4.5.: Vorgehen bei der Netzberechnung im Neplan

### 1. Schritt: Auswahl des Netzes im NIS

Bei Schritt 1 wird im Netzinformationssystem (NIS) das zu berechnende Netz ausgewählt. Dabei ist zu beachten, dass im Auswahlbereich der zu berechnende Knotenpunkte sowie dessen Zuleitungen liegen. Falls der Knotenpunkt ein KVS ist, sollten die angeschlossenen Verbraucher ebenfalls im Auswahlbereich sein. Die Trafostation, welche das ausgewählte Netz versorgt, muss auch im Auswahlbereich liegen. Anschließend wird das ausgewählte Netz sowie alle Betriebsmittelinformationen abgespeichert. Die Abbildung 4.2 zeigt ein typisches Netz welches für den Import bei Neplan vorbereitet ist.

## 2. Schritt: Import der Daten im Neplan

Das abgespeicherte Netz inkl. sämtlichen Betriebsmittelinformationen und bekannten Verbrauchsdaten werden im Programm Neplan hochgeladen und stehen für die Berechnung bereit.

## 3. Schritt: Lastberechnung durchführen

In dieser Arbeit werden die Netzberechnung im Hintergrund automatisch von Neplan durchgeführt (Details zur Berechnung siehe Kapitel 2.4). Zusätzlich muss noch beachtet werden, dass die Berechnung von einem symmetrisch belasteten Netz ausgeht. Dies bedeutet, dass alle Phasen gleich belastet sind und alle Einspeiser sowie Verbraucher im Netz ideal aufgeteilt sind. Wie in Abbildung 4.6 (a) beispielhaft ersichtlich ist, wird das Netz mit den benötigten Komponenten schemenhaft dargestellt. Die einzelnen hinterlegten Werte bei den jeweiligen Betriebsmitteln können, wie in Abbildung 4.6 dargestellt betrachtet werden. Dadurch kann das komplette Netz noch einmal kontrolliert werden.

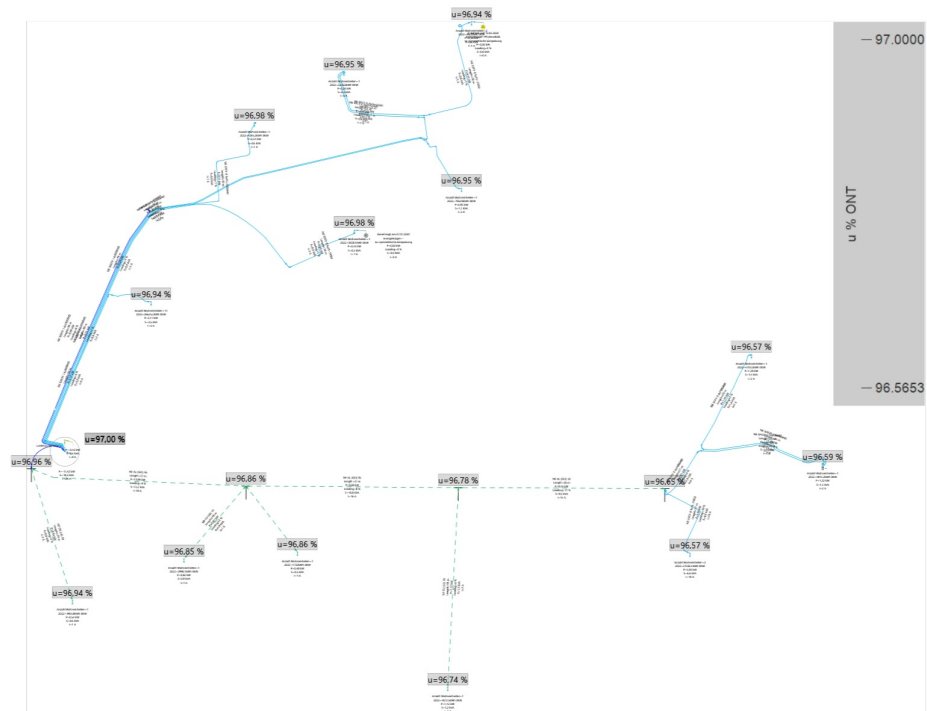


Abbildung 4.6.: Beispielnetz vor der Berechnung

#### 4. Schritt: Sichtung der Ergebnisse

Wird nun die Lastflussberechnung durchgeführt, erhält man ein berechnetes Ergebnis des Netzes (siehe dazu Abbildung 4.7). Dabei zeigt sich, dass das zulässige Spannungsband in diesem Netz nicht eingehalten werden kann und es teilweise zu einer Abweichung von der Nennspannung um 20,77% gibt. Rechts ist das komplette Spannungsband von 97% bis 79,23% erkennbar. Links ist ersichtlich, welche Verbraucher sich in welchem Bereich befinden.

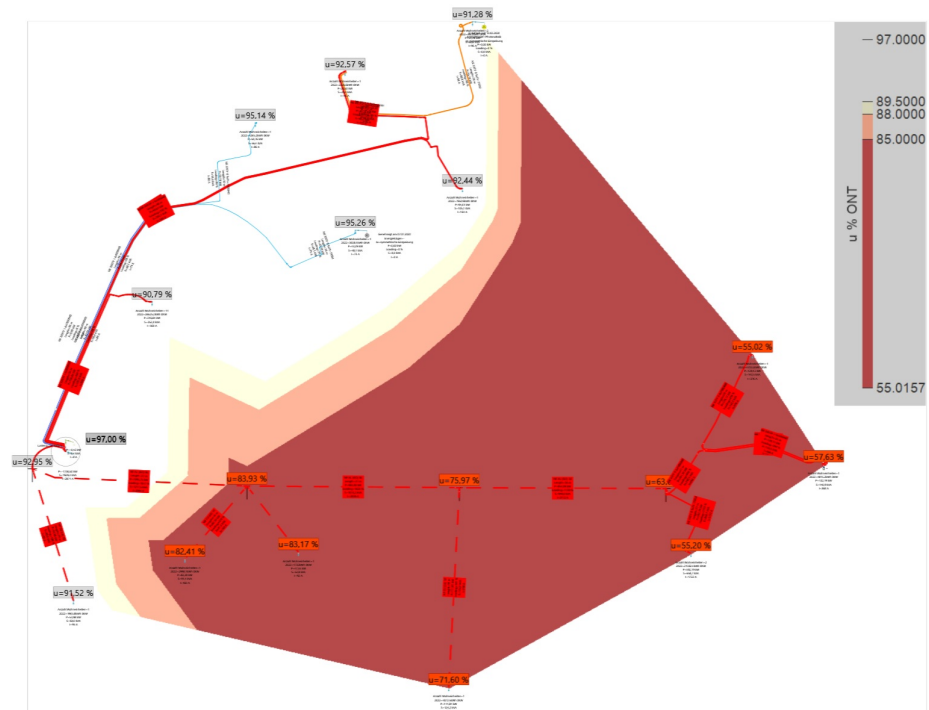


Abbildung 4.7.: Beispielnetz nach der Berechnung

Um nun die Einhaltung vom Spannungsband zu kontrollieren und Ergebnisse der beiden Verfahren miteinander zu vergleichen können, müssen bei beiden Verfahren die wichtigsten Kennzahlen ermittelt werden und es muss die gleiche Ausgangssituation geschaffen werden. Für den Vergleich des Spannungsbands zwischen iONS und KVS müssen die Spannungsdeltas von der Messung und der Berechnung miteinander verglichen werden. Deshalb wird die Häufigkeit der vorkommenden Spannungsdeltas zwischen iONS und KVS sowie deren Vorzei-

chen bei der Messung betrachtet. Wie in Abbildung 4.8 ersichtlich ist, befinden sich 95% der Werte in Netz 1 unter 4.66 V.

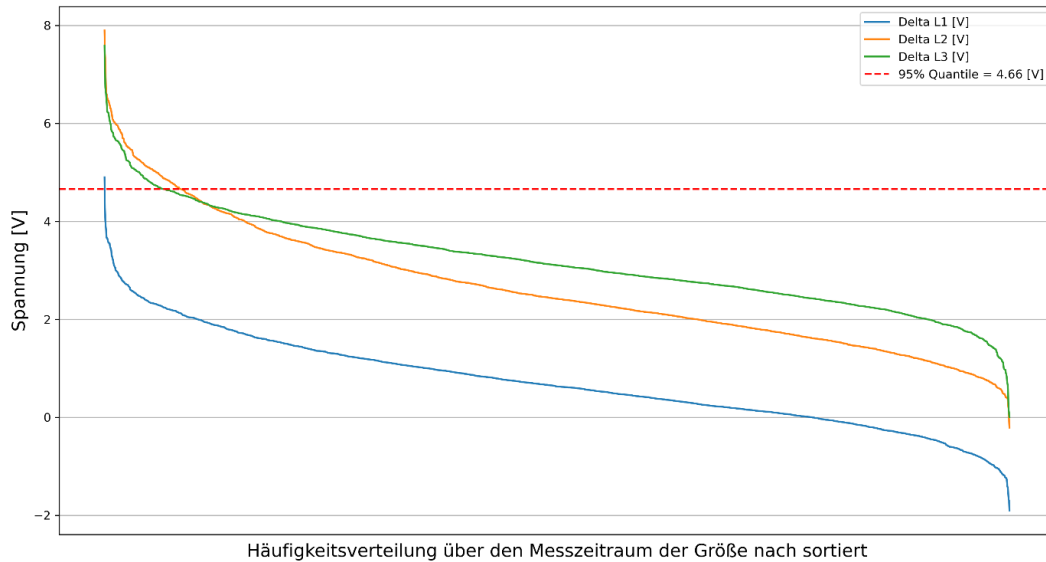


Abbildung 4.8.: Häufigkeit und Verteilung vom Spannungsdelta im Netz 1

Ebenfalls ist erkennbar, dass es Werte gibt, welche sich unter den Bereich von 0 V befinden. Wie in Formel 4.1 erkennbar ist, gibt es bei einem Spannungshub ein positives Vorzeichen und bei einem Spannungsfall ein negatives Vorzeichen.

Ein weiterer wichtige Wert für einen Vergleich mit der Netzberechnung bildet der SW, welcher in Kapitel 2.2.1.2 erklärt wird. Um einen Vergleich mit dem SW von vorarlberg netz erstellen zu können, wird auch der NS-Abgang, welche sich direkt an der Sekundärseite des Trafos befindet, ausgewertet. Die Messgrößen für die Auswertung befinden sich in Tabelle 4.2. Wie in Abbildung 4.9 ersichtlich, ist hier die gemessene Wirkleistung am Trafo der Größe nach über den Messzeitraum sortiert. Die Kennlinie wird benötigt, um einen Vergleich zwischen den Annahmen von vorarlberg netz und den realen Messungen zu tätigen.

Zur besseren Beurteilung der Auslastung der Trafostation wird in Abbildung 4.9 zusätzlich noch das 95%-Quantil aller Messwerte dargestellt. Es ist erkennbar, dass sich 95% aller Werte unter 398.25 kW befinden und die höheren Auslastungen selten vorkommende Ausreißer sind. Für einen Vergleich der

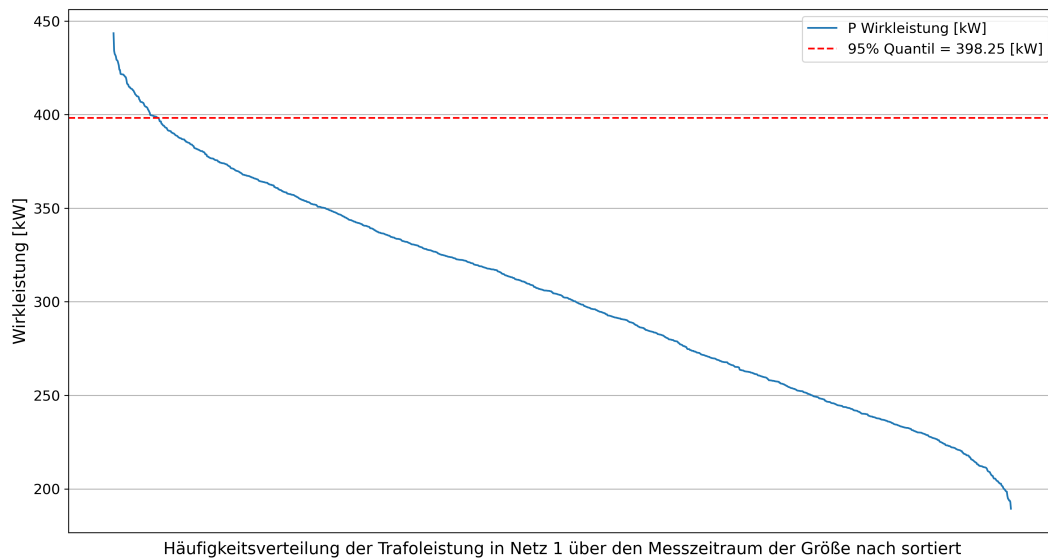


Abbildung 4.9.: Gemessene Wirkleistung im Netz 1

Leistungen aus den Messungen und den Annahmen von vorarlberg netz bietet Tabelle 4.3 eine Übersicht über die unterschiedlichen Herangehensweisen für die Eruiierung der Leistungen und die Leistungsfaktoren.

Tabelle 4.3.: Vergleich der Erhebung der Kennzahlen von vorarlberg netz mit der eigenen Messung

Parameter	Erhebung bei vorarlberg netz	Eigene Erhebung
Strom $I / A$	höchster SW	Messwert
Spannung $U / V$	Nennspannung $U_N = 400 \text{ V}$	Messwert
Leistungsfaktor $\cos \phi / -$	0,9 (Annahme)	Berechnung nach 2.7
Scheinleistung $S / VA$	$\frac{P}{\cos \phi}$	Berechnung nach 2.4
Wirkleistung $P / W$	$SW \cdot U_N \cdot \cos \phi$	Messwert
Blindleistung $Q / VAr$	keine Erhebung	Messwert

Bei vorarlberg netz wird der beim Schleppzeiger höchste Wert aller drei Phasen abgelesen und dieser gilt für die restlichen Phasen. Die Berechnung der Wirkleistung wird mit einer Nennspannung  $U_N = 400 \text{ V}$  und einem angenommen Leistungsfaktor von 0,9 realisiert. Da jedoch für die Dimensionierung der



Betriebsmittel die Scheinleistung ausschlaggebend ist, wird diese ebenfalls noch mit der eruierten Wirkleistung und dem angenommen Leistungsfaktor berechnet.

Im Gegensatz dazu stehen bei den Messungen auch die realen Wirk- und Blindleistungen zur Verfügung. Die Scheinleistung sowie der Leistungsfaktor können mit realen Werten berechnet werden. Für einen Vergleich der Messung und den Annahmen von vorarlberg netz werden die bestehenden Daten von vorarlberg netz verwendet und diese mit den Messungen verglichen.

Um einen Vergleich zwischen Messung und Netzberechnung zu erzielen, werden alle fünf Netze in das Programm Neplan hochgeladen, um dort die statische Lastflussberechnung durchzuführen. Bei der Berechnung ist jedoch noch zu beachten, dass es sich beim SW um den maximalen Wert von einem ganzen Jahr handelt. Wie beschreiben werden hier jedoch Messwerte aus lediglich drei Wochen für einen Vergleich herangezogen. Für einen realen Vergleich muss also die hinterlegte Skalierung im Neplan auf die Skalierung dieser drei Wochen geändert werden. Die Wirk- und Blindleistung, welche im Netz als Last auftreten, sind standardmäßig mit Faktor 1 skaliert. Ein Skalierungsfaktor von 1 bedeutet, dass die Lasten über das Jahr verteilt zu 100% vorkommen. Bei standardmäßigen Messungen im Netz durch vorarlberg netz wird für die Berechnung ebenfalls eine neue Skalierung verwendet. Dies geschieht jedoch immer nur fallbezogen, um eine neue Berechnung mit Messwerten für einen bestimmten Fall zu erzielen. Die Erkenntnisse daraus werden nicht veröffentlicht oder weiterverwendet, die Ergebnisse der neuen Berechnung werden lediglich für den betroffenen Fall verwendet. Für einen Vergleich werden nachfolgende Szenarien verwendet.

Für Szenario 1 wird die aus den gemessenen Werten berechnete maximale Scheinleistung am Trafo in kVA durch die im System hinterlegte Scheinleistung, welche auf dem abgelesenen SW und weiteren Annahmen beruht, dividiert. Szenario 1 bildet somit das Basisszenario. Dieser Vorgang ist in folgender Formel ersichtlich:

$$SF_{basis,n} = \frac{S_{basis,n}}{S_n} \quad (4.2)$$

$SF_{s,n}$  ... Skalierungsfaktor für das Basis-Szenario und Netz  $n$  / -

$S_{s,n}$  ... Scheinleistung für das Basis-Szenario und Netz  $n$  / kVA

$S_n$  ... Referenz-Scheinleistung für Netz  $n$ / kVA

Index  $n$  ... Index des Netzes / -

Für Szenario 2 wird der Wert des 95%-Quantils ( $S_{95\%,n}$ ) der Scheinleistung am Trafo durch die im System hinterlegte Scheinleistung, welche wie oben auf dem abgelesenen SW und weiteren Annahmen beruht, dividiert. Szenario 2 bildet somit das 95%-Szenario. Dieser Vorgang ist in folgender Formel ersichtlich:

$$SF_{95\%,n} = \frac{S_{95\%,n}}{S_n} \quad (4.3)$$

$SF_{95\%,n}$  ... Skalierungsfaktor für das 95%-Szenario und Netz  $n$  / -

$S_{95\%,n}$  ... Scheinleistung für das Basis-Szenario und Netz  $n$  / kVA

$S_n$  ... Referenz-Scheinleistung für Netz  $n$ / kVA

Index  $n$  ... Index des Netzes / -

Diese Berechnung führt bei den beiden betrachteten Szenarien zu den in Tabelle 4.4 ersichtlichen Skalierungsfaktoren. Die jeweiligen Skalierungsfaktoren werden im Netzberechnungsprogramm Neplan als Inputparameter angewendet, um die Netzberechnung durchzuführen.

Tabelle 4.4.: Skalierungsfaktoren der Netzte für 2 unterschiedliche Szenarien

Netz	Skalierungsfaktor	Skalierungsfaktor
	für Szenario 1 $SF_{basis,n}$ / -	für Szenario 2 $SF_{95\%,n}$ / -
1	0,9405	0,8459
2	0,6411	0,5056
3	0,2830	0,1923
4	0,9125	0,7132
5	0,9267	0,7274

Da die Änderung vom Skalierungsfaktor nur für den standardmäßigen Vergleich verwendet werden kann, wird in dieser Arbeit noch eine detailliertere und genauere Methode verwendet. Bei vorarlberg netz wird wie beschrieben standardmäßig der Skalierungsfaktor lt. Messung geändert und die Berechnung wird durchgeführt. Bei komplexeren Fällen werden die vorkommenden Ströme ab der ONS bzw. iONS in Richtung des betroffenen NS-Strangs gemessen und für die Berechnung verwendet. Zusätzlich werden die Ströme, welche vom KVS in Richtung ONS bzw. iONS vorkommen, gemessen. Dabei wird für die Berechnung der jeweils höchste vorkommende Strom verwendet. Ein Vorteil dieser Methode gegenüber der standardmäßigen Methode ist zum einen der höhere Informationsgehalt, was bedeutet, dass das Berechnungstool mehr Information über das Netz erhält. Es ist auch leichter erkennbar, ob es hohe Ausreißer gibt und wie oft diese vorkommen. Ebenso zeigt sich die Unsymmetrie im Netz. Für die Berechnung in beiden Fällen wird der höchste vorkommende 10-Minuten-Mittelwert herangezogen und dieser wiederum für alle 3 Phasen eingesetzt. Die Nutzung der Stromwerte dienen somit als Inputparameter für die Lastflussberechnung.

Die Nutzung dieser Methode führt zu zusätzlichen Szenarien. Die Szenarien bestehen aus dem Strombasisszenario und in 95%-Stromszenario. Diese Unterteilung beruht auf den Ansätzen der vorgehenden Szenarien. Wie auch beim Basisszenario wird einmal der höchste vorkommende Strom für die Berechnung verwendet und einmal, wie im 95%-Szenario, der Wert des 95%-Quantils aller Messungen. Somit ergibt sich folgende Szenarienmatrix (Tabelle 4.5).

Tabelle 4.5.: Szenarienmatrix

	maximaler Wert	95%-Quantilswert
Scheinleistung am Trafo / VA	Basisszenario	95%-Szenario
Gemessene Ströme / A	Strombasisszenario	95%-Stromszenario

Die Ergebnisse aus den Messungen sowie den Berechnungen mit dem jeweiligen Szenarien befinden sich in Kapitel 5.

# 5. Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aus der Untersuchung nach zuvor beschriebener Methodik dargestellt. Die Resultate dienen zur Beantwortung der Forschungsfrage und sollen zeigen, wo Potential für die Optimierung der Netzberechnungsansätze vorhanden ist und wie hoch dieses ist. Die Ergebnisse werden für alle genannten Szenarien (Tabelle 4.5) erstellt und am Beispiel des Netz 1 detailliert beschreiben. Zum Schluss werden die Ergebnisse aller Netze gesamthaft in einem Vergleich präsentiert.

## 5.1. Ergebnisse für Netz 1

In Abbildung 5.1 sind die gemessenen Spannungsdeltas pro Phase zwischen iONS und KVS in % ersichtlich. Die Messergebnisse sind der Häufigkeit nach von links nach rechts verteilt. Bei den Messwerten handelt es sich um 10-Minuten-Mittelwerte. Zusätzlich sind der maximal gemessene Wert sowie das 95%-Quantil aller Messwerte als Gerade eingezeichnet. Der 95%-Quantilswert sorgt für eine Abgrenzung zwischen den hohen Ausreißern und den zu unter dem 95%-Quantilswert vorkommenden Spannungsdeltas. Für eine Einordnung der Messgrößen ist der bereits in Kapitel 2.1.2 angesprochene, maximal zulässige Hochlastfall von 6% eingezeichnet (siehe Abbildung 5.1).

Die Prozentangaben beziehen sich immer auf den Referenzwert in der iONS. Der Referenzwert liegt bei einer Nennspannung von  $U_N = 230\text{ V}/400\text{ V}$  wobei dieser Wert für 100% steht. Beim Wert des 95%-Quantils ist erkennbar, dass 95% der Messwerte vom Spannungsfall zwischen iONS und KVS unter 2,03% liegen. Nur 5% liegen darüber und erreichen einen maximalen Wert von 3,43%. Bei den Werten im oberen 5%-Bereich handelt es sich um Einzelereignisse. Das Ergebnis zeigt ebenfalls, dass sich Netz 1 in Richtung Hochlastfall

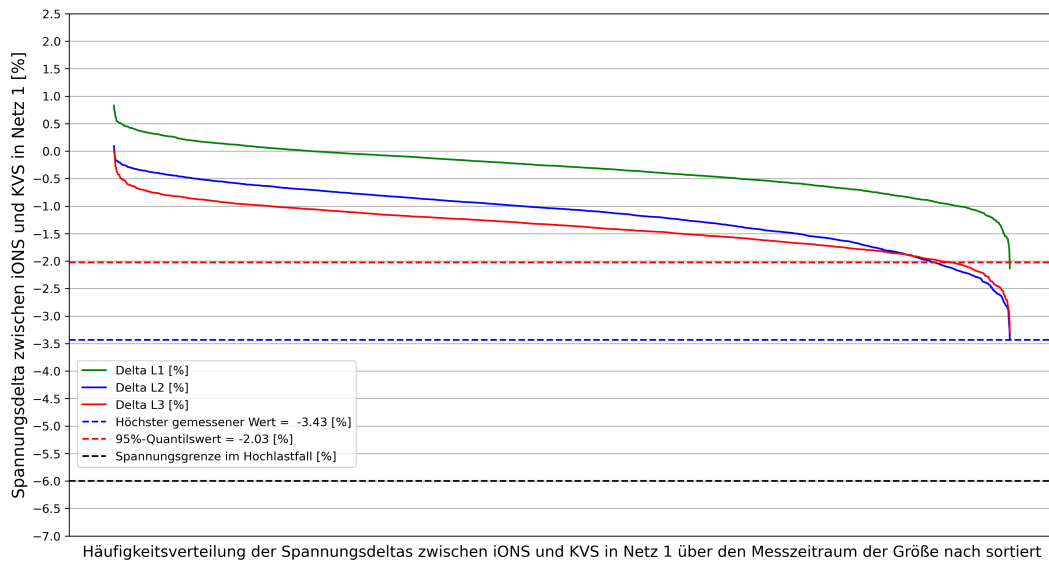


Abbildung 5.1.: Auswertung der Spannungsdelta mit 10-Minuten-Mittelwerten im Netz 1

bewegt, also mehr Energie bezogen als bspw. durch dezentrale Erzeugungsanlagen eingespeist wird, da die Spannungsdeltas größtenteils kleiner Null sind. Weiters zeigt sich, dass Netz 1 laut der Messung noch mehr belastet werden kann, da der Hochlastfall noch nicht erreicht ist. Beim höchsten gemessenen Wert könnte sich der Spannungsfall noch um 2,57% erhöhen bis die kritische Grenze von 6% erreicht ist. Betrachtet man diese 5% der Ausreißer nicht und geht vom 95%-Quantil aller Messwert aus, wäre ein zusätzlicher Spannungsfall von 3,97% möglich. Was bedeutet, dass dem Netz noch zusätzliche Lasten zugeführt werden können.

Da der Spannungsfall abhängig von den im Netz auftretenden Leistungen ist, werden diese ebenfalls mit dem höchsten gemessenen Wert sowie dem 95%-Quantilwert dargestellt (Abbildung 5.2). Die dargestellten Messwerte sind 15-Minuten-Mittelwerte. In der Abbildung wird zum einen die gemessene Wirkleistung sowie die berechnete Scheinleistung der Häufigkeit nach von links nach rechts dargestellt. Bei dieser Darstellung ist erkennbar, wie oft und vor allem wie hoch die maximalen Leistungswerte auftreten. Zusätzlich ist die Scheinleistung mit den Annahmen von vorarlberg netz dargestellt. Dies sorgt für einen Vergleich zwischen der realen Situation und den Annahmen.

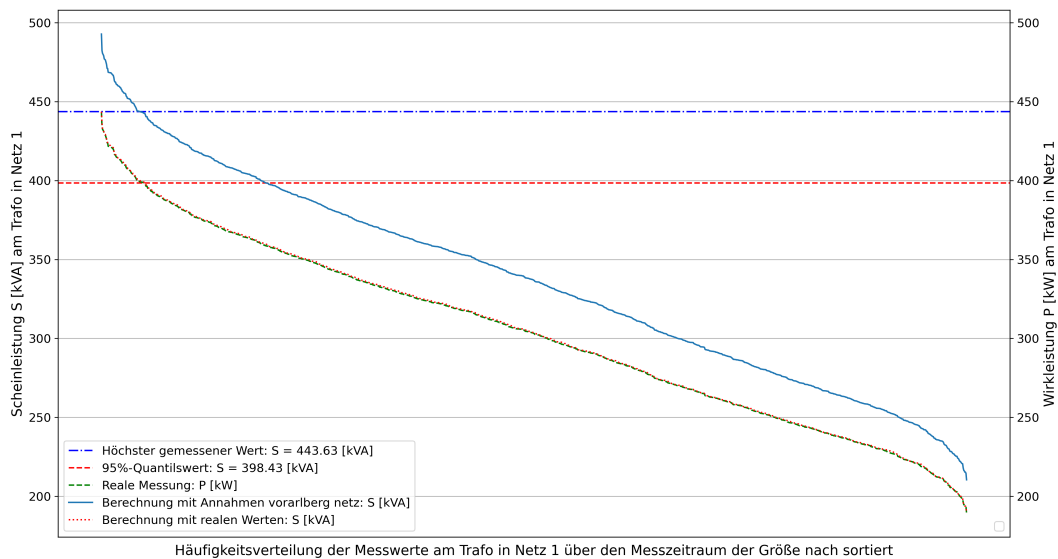


Abbildung 5.2.: Auswertung der Leistungen am Trafo in Netz 1

Die Scheinleistung mit der Annahme von vorarlberg netz mit einem Leistungsfaktor von  $\cos\phi = 0,90$  ist deutlich höher als die mit realen Werten berechnete Scheinleistung. Der Wert des 95%-Quantils zeigt auch hier, dass sich 95% aller Messwerte unter 398,43 kVA befinden. Der höchst gemessene Wert liegt bei 443,63 kVA.

Zusätzlich zeigt die Auswertung, dass sich die Wirk- und Scheinleistung auf der fast gleichen Linie bewegen und es hier kaum Unterschiede gibt. Dies und die höhere Scheinleistung mit den Annahmen von vorarlberg netz, lassen sich wie in Abbildung 5.3 ersichtlich auf die unterschiedlichen Leistungsfaktoren zurückführen. Die Abbildung zeigt die Abhängigkeit zwischen Wirkleistung und Leistungsfaktor. Hier ist der real gemessene Leistungsfaktor dem von vorarlberg netz angenommenen gegenübergestellt. Es ist erkennbar, dass sich der reale Leistungsfaktor zwischen 1 und 0,97 befindet. Die Annahmen von vorarlberg netz liegen hier pauschal bei einem Leistungsfaktor von 0,90. Der tatsächlich vorkommende Leistungsfaktor bzw. dessen Abhängigkeit von den im Netz vorkommenden Lasten wird von vorarlberg netz nicht berücksichtigt. Dieses Erkenntnis ist in Abbildung 5.3 ersichtlich. Es ist auch dargestellt, wie sich mit sinkender Leistung der Leistungsfaktor verringert, was bedeutet, dass bei

geringeren Lasten der Blindleistungsanteil größer ist als bei einer höheren Auslastung der iONS. Der Unterschied von einem Leistungsfaktor von fast 1 über den größten Teil des Messzeitraums ist eine wichtige Erkenntnis, da hier der große Unterschied zwischen realen Netzbedingungen und Annahmen bei den Berechnungen liegen. Die Messwerte bilden sich aus 15-Minuten-Mittelwerten.

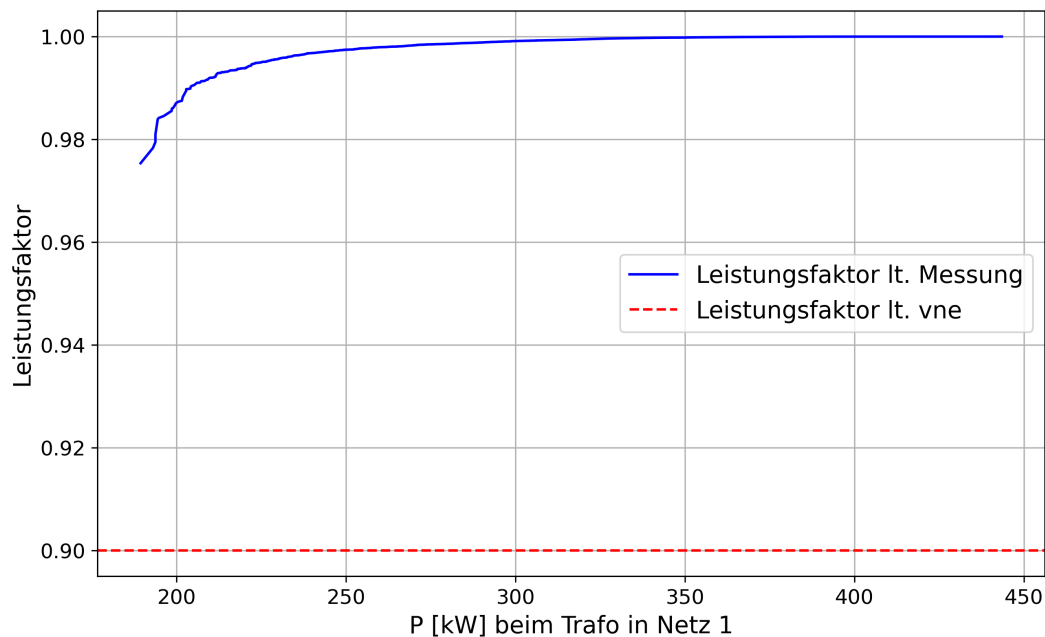


Abbildung 5.3.: Vergleich vom Leistungsfaktor zwischen Messung und Annahmen beim Trafo in Netz 1

Für einen Vergleich der Messungen und der Berechnung werden die Messergebnisse der iONS bzw. ONS anhand der in Tabelle 4.5 dargestellten Szenarien verwendet und im ersten Schritt die Berechnung mit dem Eingangssparameter der Trafo-Scheinleistung durchgeführt. Der Unterschied zwischen den verschiedenen Szenarien und den Messwerten ist in Abbildung 5.4 ersichtlich. Das Basisszenario spiegelt die durchgeführte statische Lastflussberechnung mit der gemessenen Scheinleistung wider. Die Skalierung für diese Berechnung ist aus Kapitel 4 zu entnehmen. Im direkten Vergleich dazu steht der höchste gemessene Werte – also das höchste gemessene Spannungsdelta – in Netz 1. Der Unterschied zwischen Basisszenario und höchstem gemessenem Wert ist mit nur 0,11% sehr gering. Beim 95%-Szenario wird der 95%-Quantilswert aller Leis-

tungsmessungen beim Trafo als Eingabeparameter für die Berechnung genutzt. Es zeigt sich, dass das Spannungsdelta beim 95%-Szenario etwas niedriger ist als die beiden vorher beschriebenen. Dies liegt daran, dass die oberen 5% der Leistungsspitzen nicht betrachtet werden. Vergleicht man hier das 95%-Szenario mit dem gemessenen 95%-Quantilwert der Spannungsdeltas, entsteht ein Delta von 1,24%.

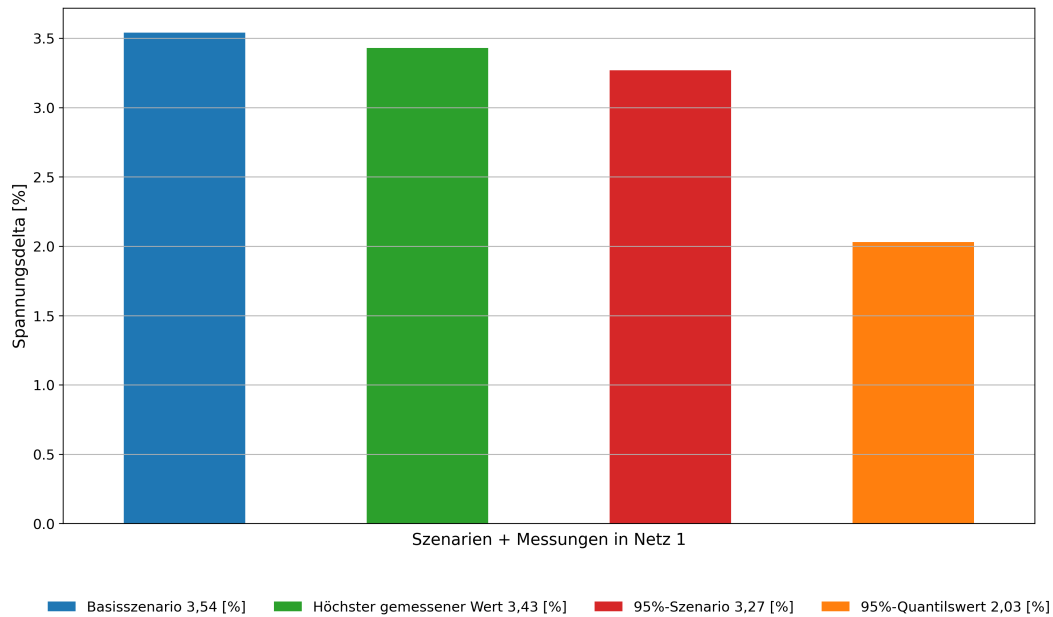


Abbildung 5.4.: Ergebnis der Berechnung und Messung in Netz 1

Es ist erkennbar, dass die zu 5% auftretenden Leistungsspitzen einen starken Einfluss auf die Berechnung haben. Die Abbildung zeigt, dass der 95%-Quantilwert um 1,40% niedriger ist als der höchste gemessene Wert, was bedeutet, dass die Ausreißer im Ausmaß von 5% eine Erhöhung des Spannungsdeltas um fast die Hälfte bewirken. Beim Basisszenario werden diese höchsten Werte auch berücksichtigt, daher liegt das Ergebnis dieser Berechnung mit einem Delta von 3,54% sehr nahe am höchsten Wert (3,43%).

Da beim SW von vorarlberg netz die Leistungsspitzen als Auslegungsparameter betrachtet werden, kommen diese großen Unterschiede zwischen Mess- und Berechnungswert zustande, obwohl dieser nur eine Momentaufnahme innerhalb eines ganzen Jahres abbildet. Für einen sichtbaren Vergleich der Messwerte



und der berechneten Werte mit dem Vorgehen von vorarlberg netz dient Abbildung 5.5.

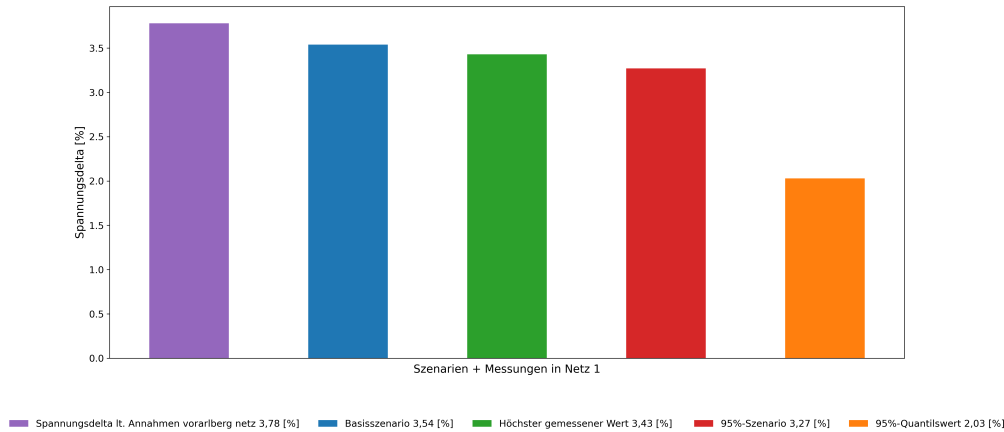


Abbildung 5.5.: Spannungsdeltas im Szenario- und Messvergleich und Vorgehensweise vorarlberg netz in Netz 1

Das berechnete Spannungsdelta von 3,78% auf Basis des SW von vorarlberg netz ist sehr nah am Delta des Basisszenarios (3,54%), sowie auch am höchsten gemessenen Spannungsdelta (3,43%). Dies bedeutet, dass im betrachteten Zeitraum die höchste Auslastung eines ganzen Jahres gut vergleichbar mit der höchsten Auslastung innerhalb des dreiwöchigen Messzeitraums ist. Die Abbildung 5.5 unterstreicht zusätzlich, dass die hohen und selten vorkommenden Leistungsausreißer zu hohen Spannungsdeltas führen.

Um eine noch genauere Aussage über die im Netz befindlichen Gegebenheiten treffen zu können, folgen nun die Ergebnisse der beiden strombasierten Szenarien. Wie in Kapitel 4 erklärt, werden auch in dieser Arbeit die vorkommenden Ströme von der iONS in Richtung NS-Strang sowie vom KVS in Richtung iONS gemessen und für die Berechnung verwendet. Die Abbildung 5.6 zeigt die gemessenen Ströme von der iONS bzw. ONS in Richtung KVS als Häufigkeitsverteilung. Als Referenzlinie ist der höchst gemessene Strom sowie der Wert des 95%-Quantils dargestellt. Die Stromwerte beruhen auf 10-Minuten-Mittelwerten, um diese mit den Spannungsdeltas vergleichen zu können.

Die Abbildung zeigt, dass zum einen 95% der Werte unter 64,01 A liegen,

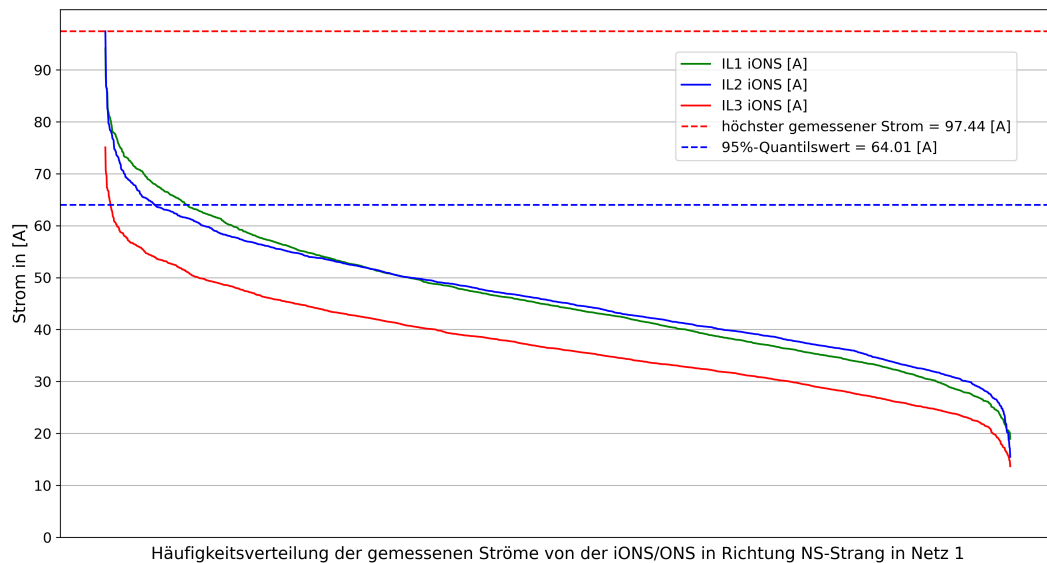


Abbildung 5.6.: Auswertung der Strommessung beim NS-Abgang in der iONS/ONS in Netz 1

was um knapp ein Drittel niedriger ist als der höchste gemessene Strom von 97,44 A. Da die Berechnung der Trafo-Scheinleistung von diesem SW abhängig ist, zeigt sich deutlich, dass die Lastspitzen in der Berechnung überproportional abgebildet werden. Weiters lässt sich in Abbildung 5.6 gut erkennen, dass es zu einer stark unsymmetrischen Belastung der Leiter kommt. Vor allem bei Phase  $I_{L3}$  sind die gemessenen Ströme deutlich niedriger als bei den Phasen  $I_{L1}$  und  $I_{L2}$ . Bei der Berechnung im Neplan wird im Zuge dieser Arbeit der höchste gemessene Strom als Eingangsparameter für die statische Lastflussberechnung benutzt sowie der Wert vom 95%-Quantil aller Strommessungen.

In Abbildung 5.7 sind hingegen die gemessenen Ströme von KVS in Richtung iONS bzw. ONS aufgetragen. Hier lässt sich das gleiche Verhalten wie oben erkennen: Es kommt zu großen Ausreißern, die den SW überproportional nach oben treiben und die Phasen sind sehr unsymmetrisch belastet. Der 95%-Quantilswert zeigt auch hier, dass 95% der Stromwerte im Netz 1 unter 52,45 A liegen, was sogar um mehr als ein Drittel geringer ist als der höchste gemessene Strom von 82,49 A. Das Strombasisszenario beinhaltet alle Messdaten inkl. der Ausreißer. Dadurch wird bei der Berechnung der höchste gemessene Strom von 82,49 A als Eingangsparameter für alle Phasen verwendet.

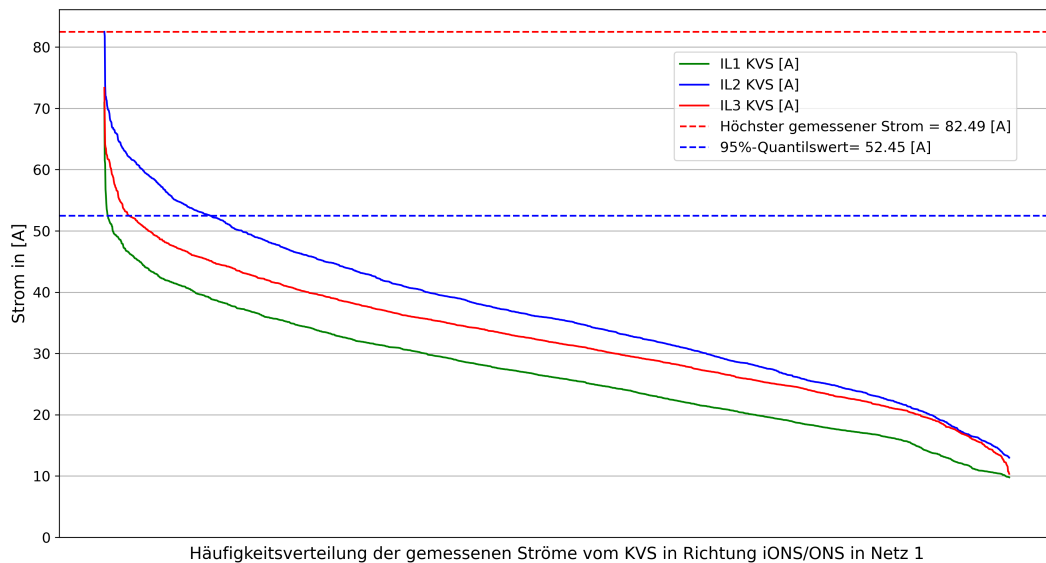


Abbildung 5.7.: Auswertung der Strommessung beim KVS in Richtung iONS/ONS in Netz 1

Die gemessenen Stromwerte werden als Eingangsparameter in die statische Lastflussberechnung im Neplan eingepflegt. Es werden jeweils die höchsten gemessenen Stromwerte der iONS in Richtung KVS sowie die höchsten gemessenen Stromwerte vom letzten KVS in Richtung iONS verwendet. Die höchsten Werte müssen dabei nicht zum gleichen Zeitpunkt erfolgen. Eine bessere Herangehensweise ist nicht nur die Betrachtung der höchsten Werte, sondern ein Vergleich der Werte zu gleichen Zeitpunkten. Jedoch wird die Nutzung der jeweils höchsten Werte auch bei vorarlberg netz verwendet um einen realistischen Vergleich zu erzielen wird in dieser Arbeit, dasselbe Vorgehen getätigt. Wie in Tabelle 5.1 erkennbar ist, werden für den Vergleich die bereits eruierten Spannungsdeltas aus der Messung herangezogen und mit dem neuen Berechnungsergebnis verglichen. Ziel von diesem Vergleich ist einerseits die Überprüfung, ob die höchsten Spannungsdeltas gleichzeitig mit der höchsten Stromauslastung stattfinden und andererseits, ob die Berechnung mit genaueren Eingabeparameter zu besseren Ergebnissen führt.

Beim 95%-Stromszenario liegt der Wert der Messung und der Berechnung so nah beieinander, dass man den Unterschied vernachlässigen kann. Dies zeigt, dass die Berechnung mit dem 95%-Stromszenario sehr nah an dem 95%-Quantilswert

Tabelle 5.1.: Übersicht Stromszenarien

Parameter	Netz 1: Strombasisszenario	Netz 1: 95%-Stromszenario
Strom iONS		
Messung	97,44	64,01
$I_{iONS \rightarrow KVS}/A$		
Strom KVS		
Messung	82,49	52,45
$I_{KVS \rightarrow iONS}/A$		
Spannungsdelta		
Berechnung	2,44	1,91
$\Delta_{berech}/\%$ von $U_N$		
Spannungsdelta		
Messung	3,43	2,03
$\Delta_{mess}/\%$ von $U_N$		

liegt. Dagegen liegt beim Strombasisszenario der Unterschied zwischen Messung und Berechnung bei ca. 1%, was in dieser Betrachtung erheblich ist. Auffallend ist, dass die Werte der Messung sogar ein schlechteres Spannungsdelta aufweisen als bei der Berechnung. Eine Ursache davon ist, dass bei allen Szenarien von einem symmetrisch belasteten Netz ausgegangen wird. Bei den Szenarien in dieser Arbeit als auch bei vorarlberg netz wird immer der höchste vorkommende Wert für alle Phasen angenommen. Bei der Messung jedoch kommen alle realen Werte vor und so kommen bei der Messung höhere Spannungsdelta vor als in der Berechnung.

Aufgrund dessen wird in Netz 1 eine unsymmetrische Berechnung durchgeführt. Für einen Vergleich zwischen der symmetrischen Herangehensweise und der unsymmetrischen, dienen die Messergebnisse aus Netz 1 als Grundlage. Dabei werden die maximal gemessenen Ströme pro Phase ab der iONS in Richtung KVS sowie in die umgekehrte Richtung genutzt, um die Berechnung unsymmetrisch durchzuführen. Bei jedem Netzknoten muss im Vorhinein die Verteilung der Lasten von einer Phase auf drei Phasen eingestellt werden. Desto mehr Verbraucher im betrachteten Netz sind, desto höher ist der Aufwand welcher betrieben werden muss um eine unsymmetrische Berechnung durchzuführen. Der hohe Aufwand ist ein Grund, weshalb dies bei vorarlberg netz nicht stan-

dardmäßig durchgeführt wird.

Die Tabelle 5.2 dient zu Übersicht über die Ströme, welche in Netz 1 pro Phase gemessen wurden. Hier wird einerseits die symmetrische sowie die reale, unsymmetrische Aufteilung dargestellt. Alle Werte sind auch hier 10-Minuten-Mittelwerte. Es ist erkennbar, dass die einzelnen Phasen in der Realität unterschiedlich belastet sind, analog zu den Ergebnissen oben. Ebenfalls wird aufgezeigt, dass die Annahme der höchsten Belastung für alle drei Phasen zu großen Unterschieden zwischen der Realität und den Annahmen führen. Bei der symmetrischen Betrachtung wird beim 95%-Szenario der höchste Wert von 95% der vorkommenden Werte für die Berechnung herangezogen. Beim Basisszenario wird der höchste Wert aller Messwerte für die Berechnung genutzt. Bei beiden Szenarien wird der jeweilige Wert für alle 3 Phasen gleich angenommen.

Tabelle 5.2.: Strom im Vergleich: Symmetrisch und Unsymmetrisch in Netz 1

Parameter	Symmetrisch		Unsymmetrisch	
	95%-Quantilswert	Höchster Wert	95%-Quantilswert	Höchster Wert
<i>iONS</i> → <i>KVS</i>				
$I_{L1,iONS}/A$			68,54	94,14
$I_{L2,iONS}/A$	64,01	97,43	64,63	97,43
$I_{L3,iONS}/A$			54,33	75,07
<i>iONS</i> ← <i>KVS</i>				
$I_{L1,KVS}/A$			43,53	70,93
$I_{L2,KVS}/A$	58,84	82,49	58,84	82,49
$I_{L3,KVS}/A$			49,90	73,34

Dies spiegelt sich auch im höheren Spannungsdelta im Gegensatz zu der unsymmetrischen Berechnung wider (Tabelle 5.3). In den unsymmetrisch berechneten Szenarien wird jede Phase für sich betrachtet und es werden die gemessenen Werte in der Berechnung eingesetzt. Das Ergebnis ist ein niedrigeres Delta zwischen *iONS* und *KVS*. Dies bestätigt, dass zwar ein hoher Wert beim Ver-

gleich zwischen symmetrischer und unsymmetrischer Berechnung (bei beiden Szenarien) vorkommt, dieser jedoch nur auf einer Phase anfällt und die beiden anderen Phasen in der Realität weniger belastet sind.

Bei der Nutzung vom höchsten Wert in der Berechnung der symmetrischen Betrachtung ist das höchste vorkommende Spannungsdelta gleich dem höchsten Spannungsdelta in der Unsymmetrischen Betrachtung. Dies weist darauf hin, dass die Berechnungsansätze sehr gut den schlechtesten Fall berechnen, jedoch nicht die unsymmetrische Belastung abdecken und sich daher bei der unsymmetrischen Berechnung deutlich geringere Spannungsdeltas auf  $L1$  und  $L3$  ergeben. Die Spannungsdeltas in der symmetrischen Betrachtung stammen dabei aus Abbildung 5.4.

Tabelle 5.3.: Spannungsdeltas im Vergleich: Unsymmetrisch und Symmetrisch in Netz 1

Parameter	Symmetrisch		Unsymmetrisch	
	95%-Quantilswert	Höchster Wert	95%-Quantilswert	Höchster Wert
Berechnung				
$\Delta_{L1,berech}/\%$			1,80	2,59
$\Delta_{L2,berech}/\%$	3,27	3,54	2,37	3,54
$\Delta_{L3,berech}/\%$			1,40	1,98
Messung				
$\Delta_{L1,mess}/\%$			1,01	2,13
$\Delta_{L2,mess}/\%$	2,03	3,43	2,21	3,43
$\Delta_{L3,mess}/\%$			2,08	2,13

Generell zeigt Tabelle 5.3, dass die jeweiligen Messungen und Berechnung in der unsymmetrischen Betrachtung und mit der Nutzung vom höchsten Wert

sehr nah beieinander sind. Bei der symmetrischen Betrachtung und der Nutzung vom 95%-Quantilwert ist ersichtlich, dass der Wert vom Spannungsdelta mit 3,27% aus allen drei Spannungsdeltas gebildet wird und somit nicht der unsymmetrischen Betrachtung entspricht. Die Werte können nach oben und nach unten abweichen.

Die Nutzung der Stromszenarien bietet nur dann einen Vorteil, wenn zeitgleich eine unsymmetrische Berechnung durchgeführt wird. Bei Nutzung beider Verfahren wird die unsymmetrische Belastung in der Berechnung nachgebildet, dadurch wird die unterschiedliche Strombelastung sowie die Verzerrung vom Spannungsdreieck ersichtlich.

In den restlichen 4 Netze wird der Vergleich der Netzberechnung und Messung lediglich auf Basis einer symmetrischen Belastung durchgeführt, da der Aufwand für eine Durchführung der unsymmetrischen Berechnung in der Realität zu groß ist. Vollständigkeitshalber werden die Stromszenarien weiterhin angewendet. Im Folgenden werden die Ergebnisse aller Netze dargestellt und miteinander verglichen.

## 5.2. Ergebnisse über alle Netze

Im Kapitel 5.1 wurde bei der Auswertung der Leistungen am Trafo die Erkenntnis gewonnen, dass die Annahmen eines Leistungsfaktor von  $\cos \phi = 0,90$  zu einer höheren Annahme der Trafo-Scheinleistung führt, als eigentlich vorhanden. Dieses Verhalten ist in Abbildung 5.8 dargelegt. Die einzige Ausnahme bildet Netz 3, in welchem die beiden Werte sehr nah beieinander sind. Bei allen anderen Netzen lässt sich eine teilweise große Abweichung zwischen höchstem gemessenen Wert und der von vorarlberg netz angenommenen Trafo-Scheinleistung feststellen (im Falle von Netz 5 sogar  $\geq 50$  kVA). Mit dem 95%-Quantilwert werden die hohen und selten vorkommenden Leitungsspitzen nicht betrachtet, sondern nur die unteren 95%, also der Großteil aller Werte. Der Mittelwert der Abweichungen über alle Netze zwischen 95%-Quantilwert und den höchsten gemessenen Wert liegt bei 69,62 kVA (größte Abweichung bei Netz 5 mit knapp 100 kVA). Dies wird vom Mittelwert der Abweichung über alle Netze zwischen 95%-Quantilwert und den Annahmen von vorarlberg netz mit einem Wert von

108,53 kVA um 38,94 kVA übertroffen (größte Abweichung wieder bei Netz 5 mit über 150 kVA).

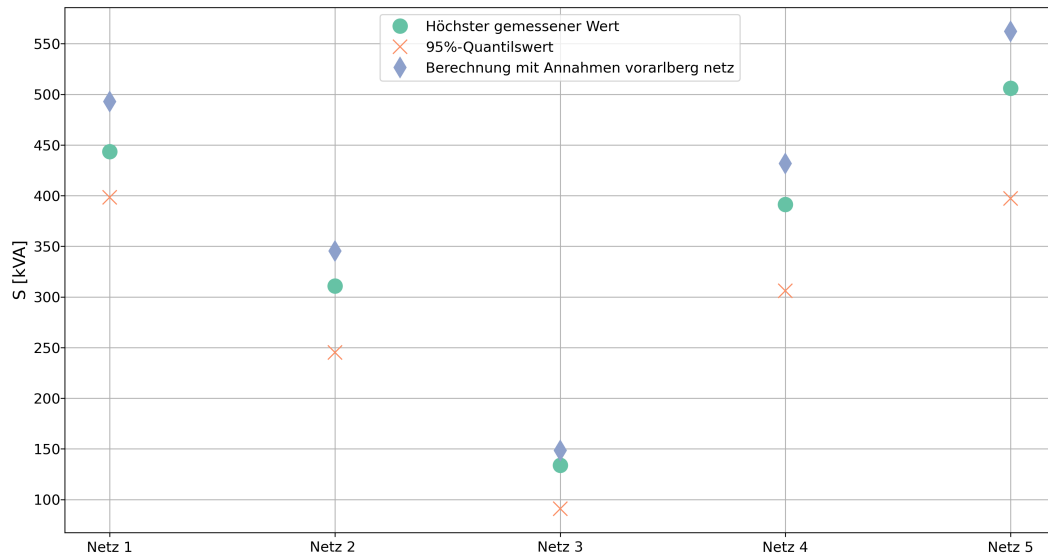


Abbildung 5.8.: Scheinleistungen am Trafo in verschiedenen Szenarien über alle Netze

Dies führt zur Erkenntnis, dass die Annahme zur Leistung am Trafo von vorarlberg netz zu hoch ist und dass die Ausreißer im Netz die Berechnung überproportional stark beeinflussen. Zur Überprüfung der Annahmen des Leistungsfaktors  $\cos \phi = 0,90$  sind die gemessenen Leistungsfaktoren in Abbildung 5.9 als Boxplot dargestellt. Es zeigt sich, dass im Messzeitraum alle Leistungsfaktoren deutlich über der Annahme von vorarlberg netz liegen. Es findet sich in der gesamten Messung kein Wert, der niedriger als  $\cos \phi = 0,97$  ist. Es bestätigt sich somit die Erkenntnis von Netz 1 und auch die Erkenntnis aus der Abbildung 5.8, dass die Annahmen von vorarlberg netz beim Leistungsfaktor zu niedrig angesetzt sind, was zu einer überproportional hohen Trafo-Scheinleistung und daher auch zu überhöhten Spannungsdeltas zwischen ONS bzw. iONS und KVS führen.



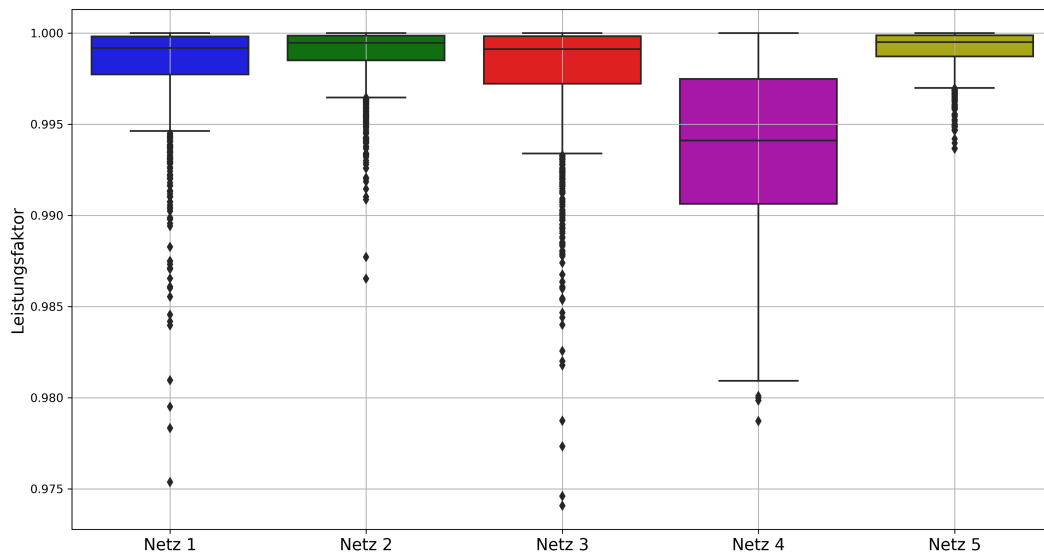


Abbildung 5.9.: Leistungsfaktor am Trafo in allen Netzen im Messzeitraum von 3 Wochen

Daran anschließend werden nun - analog zu Netz 1 - die Spannungsdeltas der restlichen vier Netze zwischen gemessenen und berechneten Werten verglichen.

Der Vergleich der Messwerte und der Szenarien ist in Abbildung 5.8 dargestellt. Die Ergebnisse von Netz 1 sind bereits oben ausführlich behandelt und werden daher hier nicht mehr im Detail beschrieben. Die Ergebnisse von Netz 2 und Netz 5 zeigen ein sehr ähnliches Verhalten, hier sind die höchsten Messwerte höher als die anderen erhobenen Werte. Der 95%-Quantilswert ist bei beiden Netzen der niedrigste Wert direkt gefolgt vom Delta laut dem 95%-Stromszenario. Dies ist darauf zurückzuführen die genaueren Parameter vorhanden sind und somit ein genaueres Ergebnis erzielt werden kann. Das 95%-Szenario liegt über den beiden Werten und deckt somit den gemessenen 95%-Quantilswert sowie das 95%-Stromszenario ab. Auffallend ist, dass bei diesen beiden Netzen der höchste gemessene Wert höher als alle berechneten Szenarien ist. Dies kann auf die eingangs beschriebene unsymmetrische und symmetrische Belastung zurückgeführt werden.

Ein einander ähnliches Verhalten weisen auch Netz 3 und Netz 4 auf. Hier liegt der Fall vor, dass die hohen gemessenen Spannungsdeltas nicht vom Basiszenario abgedeckt werden. Aufschluss darüber gibt der hohe Strom, welcher

in Netz 3 und Netz 4 vorkommt – siehe dazu Anhang A.1. Dieser sorgt für ein erhöhtes Berechnungsergebnis. Bei Netz 3 ist somit das Delta beim Strombasisszenario sehr viel höher als der höchst gemessene Wert und auch deutlich höher als das Delta des Basisszenarios. Das Verhalten der 95%-Szenarien spiegelt sich auch hier wider: Die Berechnung sind höher als der 95%-Quantilwert. In Netz 4 ist auffallend, dass der höchst gemessene Wert sehr gut mit dem Strombasisszenario übereinstimmt und im Gegensatz zum Basisszenario genauere Ergebnisse liefert.

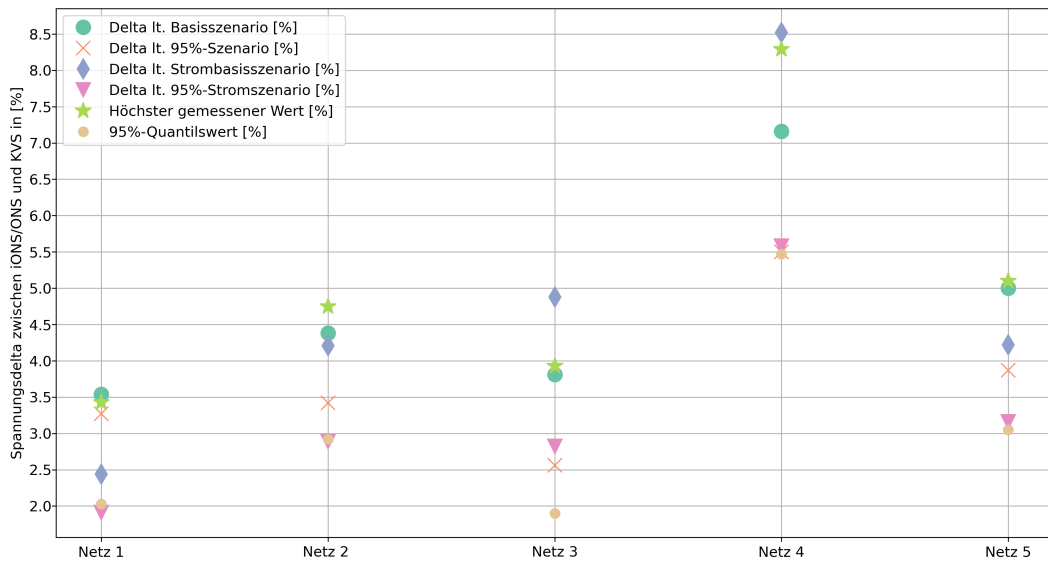


Abbildung 5.10.: Spannungsdeltas und Messwerte zwischen iONS/ONS in allen Netzen mit allen Szenarien

Bei allen Netzen in Abbildung 5.10 ist ersichtlich, dass das 95%-Szenario höher als der 95%-Quantilwert ist und somit 95% der gemessenen Spannungsdeltas, welche im Messzeitraum vorkommen, abdecken. Auch die Berechnung mit dem 95%-Stromszenario deckt den 95%-Quantilwert ab oder liegt (wie bspw. in Netz 1) nur leicht darunter, sodass dieser Unterschied vernachlässigbar ist. Die Schwierigkeit der Einordnung von Messergebnissen und Berechnung findet bei den hohen und selten vorkommenden Ausreißern statt.

Die jeweiligen Szenarien werden mit den dazugehörigen Messwerten verglichen und das Delta zwischen diesen beiden Werten gebildet. Dabei wird ersichtlich, dass die Berechnung mit dem Basisszenario sehr nah an der Messung ist

– einziger Ausreißer ist hier Netz 4 mit einem Unterschied zwischen Basisszenario und höchstem Wert von 1,13% – dies bedeutet, dass die Berechnung des schlechtesten im Netz vorkommenden Wertes sehr gut ist. Jedoch ist die Häufigkeit und die Dauer von diesem nicht bekannt. Dafür kann das 95%-Szenario herangezogen werden und dies mit dem 95%-Quantilswert verglichen werden. Mit diesem Vorgehen sind 95% der Vorkommnisse im Netz abgedeckt und es ist noch ein Spielraum von bis zu 1,24% zum höchsten 95%-Quantilswert der Messung offen. In Tabelle 5.4 sind diese Aussagen dargestellt.

Das Strombasisszenario verhält sich wie das Basisszenario, der höchste Wert wird gut repräsentiert. Der Vergleich zur Messung zeigt, dass diese Vorgehensweise maximal 1% unter dem höchsten Messwert liegt. Das 95%-Stromszenario ist noch näher an der Realität und repräsentiert den 95%-Quantilswert. Mit dieser Vorgehensweise können sehr genaue Beurteilungen im Netz erfolgen. Die farbliche Hinterlegung in der Tabelle folgt dieser Logik:

$x \geq 1,00$	$0,50 > x \geq -0,50$	$-0,50 > x > -1,00$
$1,00 > x \geq 0,50$		$x \leq -1,00$

Tabelle 5.4.: Deltas zwischen Szenarien und Messungen

	Netz 1	Netz 2	Netz 3	Netz 4	Netz 5
Delta zwischen Basisszenario und höchstem Wert [%]	0,11	-0,37	-0,12	-1,13	-0,10
Delta zwischen 95%-Szenario und 95%-Quantilswert [%]	1,24	0,50	0,66	0,03	0,82
Delta zwischen Strombasisszenario und höchstem Wert [%]	-0,99	-0,54	0,95	0,23	-0,88
Delta zwischen 95%-Stromszenario und 95%-Quantilswert [%]	-0,12	-0,03	0,92	0,11	0,11

Um einen Vergleich mit der herkömmlichen statischen Lastflussberechnung und dem 95%-Szenario darzustellen, dient Tabelle 5.5. Hier wird nur das 95%-

Szenario sowie der 95%-Quantilswert in einem Vergleich betrachtet. Es wird jeweils das standardmäßige Basisszenario mit dem einfachen 95%-Szenario sowie dem 95%-Quantilswert verglichen und das Delta zwischen den beiden dargestellt. Dieses Delta bildet bei der Einführung der 95%-Betrachtung das jeweilige Optimierungspotential ausgehend von der höchsten vorkommenden Last, welche im Netz gemessen wurde.

Tabelle 5.5.: Optimierungspotential in allen Netzen

	Netz 1	Netz 2	Netz 3	Netz 4	Netz 5
Delta zwischen Basisszenario und 95%-Szenario [%]	0,27	0,96	1,25	1,66	1,13
Delta zwischen Basisszenario und 95%-Quantilswert [%]	1,51	1,46	1,91	1,69	1,95

Es zeigt sich, dass in allen betrachteten Netzen das Basisszenario höher als das 95%-Szenario ist. In Netz 1 und Netz 2 ist der Unterschied gering, während die restlichen Netze große Abweichungen aufweisen. Ebenfalls hohe Unterschiede sind zwischen dem Basisszenario und dem 95%-Quantilswert. Dies zeigt, dass eine Berechnung mit dem Basisszenario zu sehr hohen Spannungsdeltas führt.

Als Gegenstück zu Tabelle 5.5 dient Tabelle 5.6. Hier ist das 95%-Szenario mit dem Basisszenario und dem höchsten Wert verglichen. Es ist erkennbar, dass diese über alle Netze im negativen Bereich sind. Dies bedeutet, dass bei einer Nutzung der 95%-Szenarien und dem Eintreffen des höchsten Werts oder dem berechneten Basisszenario kommt, es höhere Spannungsdeltas im Netz gibt als berechnet. Bei Netz 1 würde es in diesem Fall zu keiner großen Abweichung des Spannungsdeltas kommen, wohingegen bei den restlichen Netzen eine deutliche Erhöhung zu erwarten ist.

Tabelle 5.6.: Sicherheitsbetrachtung der Optimierungspotentiale

	Netz 1	Netz 2	Netz 3	Netz 4	Netz 5
Delta zwischen 95%-Szenario und Basisszenario [%]	-0,27	-0,96	-1,25	-1,66	-1,13
Delta zwischen 95%-Szenario und höchstem Wert [%]	-0,16	-1,33	-1,37	-2,79	-1,23

In nachfolgendem Kapitel 6 wird die Methodik sowie die Ergebnisse kritisch betrachtet und etwaige Schwachstellen eruiert sowie einen Vergleich zum wissenschaftlichen Stand erhoben. Ein Fazit der Ergebnisse sowie die Beantwortung der Forschungsfrage und Empfehlungen an vorarlberg netz befinden sich in Kapitel 7.

## 6. Diskussion

Ein Vergleich zwischen einer zeitbasierten Messungen mit einer Vielzahl an Werten und einer statischen Lastflussberechnung mit nur einem Wert für die Leistungen, Spannungen und Ströme im Netz führt im ersten Schritt zu einer Vereinfachung der Messreihen. Hier werden Maximale Werte herangezogen sowie 95%-Quantils-Mittelwerte gebildet um einen Vergleich zu erzielen. Dies führt zu einer Vereinfachung der Betrachtungsweise von den vorhandenen Messreihen. Jedoch ist es unabdinglich um einen solchen Vergleich zu realisieren und die gewünschten Schlussfolgerungen daraus zu ziehen.

Auch die Nutzung der extrem Werte bzw. der jeweils höchsten Werte pro Szenario ist zu hinterfragen. Denn diese finden – wie auch bei den Annahmen von vorarlberg netz – teilweise nicht gleichzeitig statt. Ein extremer Ausreißer beim letzten KVS führt nicht unbedingt zu einem erhöhten Wert in der iONS. Es ist möglich, dass sich der Rest vom Netz in einem niedrigen bzw. normalen Bereich befindet und nur eine Last beim letzten KVS zu einem Ausreißer führt. In einem Worst-Case-Fall geht es jedoch darum solche Lasten abdecken zu können.

Die symmetrische Betrachtung bei vorarlberg netz und in dieser Masterarbeit führt zu einer zusätzlichen Vereinfachung der Messergebnisse. Im Zuge der Arbeit und vor allem in Abschnitt 5.1 wird aufgezeigt, dass die vorhandenen Netze nicht symmetrisch belastet sind. Diese Betrachtung führt teilweise zu einem verfälschten Ergebnis, da weder in der Berechnung noch bei den Szenarien die reale Netzsituation dargestellt wird. Für einen realistischen Abgleich der Berechnung sowie der realen Netzsituation wäre eine unsymmetrische Betrachtung sinnvoller. Diese ist jedoch mit einem sehr hohen Aufwand in der Berechnung verbunden. Eine weiter detaillierte Methode stellt die Nutzung der Stromszenarien dar. Hier ist zumindest die unsymmetrische Betrachtung ersichtlich und

fachkundiges Personal kann die Berechnung besser beurteilen, aber auch hier ist ein höherer Aufwand von Nöten. Es wird eine Messung beim NS-Abgang in der Station benötigt sowie PQ-Boxen beim KVS. Beide in dieser Arbeit vorliegenden Vorgehen führen zwar zu einem höheren Informationsgehalt sind jedoch für Standard Berechnungen mit einem zu hohen Aufwand verbunden.

Eine wichtige Rolle um Messgrößen mit der statischen Lastflussberechnung zu vergleichen spielt der Messzeitraum. Im Zuge dieser Arbeit findet dieser zwar in einem Wintermonat statt, beträgt jedoch nur 3 Wochen. Ebenfalls lag die Durchschnittstemperatur im Januar 2023 um 2,2 Grad über dem langjährigem Mittel [29]. Somit spielen zukünftige Wetterereignisse bzw. klimatische Veränderung eine große Rolle und haben einen hohen Einfluss auf die Ergebnisse dieser Untersuchung. Mittel- und langfristig können sich die Lasten im bestehenden Netz verändern, dies führt ebenfalls zu Veränderungen der Ergebnisse. Jedoch kann auch dann die verwendete Methodik genutzt werden um mit den neuen Erkenntnissen einen Vergleich der Ansätze zu realisieren.

Um einen noch genaueren Vergleich zwischen den Szenarien und den Ansätzen von vorarlberg netz zu erstellen müsste man die Messungen und die Berechnung über den Zeitraum von einem Jahr miteinander vergleichen. Mit der Methodik, welche in diese Arbeit angewendet wurde, wäre dies machbar. Dann wäre auch eine Skalierung der Netze wie in Kapitel 4.2 dargestellt nicht notwendig da man den gleichen Zeitraum miteinander vergleicht. Im Zuge dieser Arbeit wurde der Messzeitraum von drei Wochen gewählt und es kann durchaus sein, dass der Hochlastfall in diesem Zeitraum nicht vorkommt.

In Kapitel 5.1 werden in Abbildung 5.5 die Ergebnisse von drei Wochen mit dem Ergebnis von einem ganzen Jahr verglichen. Diese Betrachtung dient dazu um einen sichtbaren Vergleich zwischen den Szenarien und dem SW von vorarlberg netz zu erstellen. Jedoch muss hier beachtet werden, dass der Zeitraum von drei Wochen im Vergleich zu einem Jahr steht und es, wie schon erwähnt, sein kann, dass in diesen drei Wochen der höchste Wert vom Netz nicht abgebildet ist. Nichtsdestotrotz wird der Unterschied der Betrachtungsweisen dargestellt und es entsteht ein sichtbares Bild für die Unterschiedlichen Annahmen und Ergebnisse.

## 7. Fazit und Ausblick

In diesem Kapitel wird ein Fazit für die wichtigsten Erkenntnisse und Ergebnisse dargestellt. Aus diesem Fazit heraus wird die eingangs gestellte Forschungsfrage beantwortet und Empfehlungen ausgesprochen. Weiters folgt ein Ausblick in die Zukunft für eine weitere Nutzung der Daten.

Wie eingangs beschrieben, wird bisher immer die höchste Auslastung in der Trafostation als Berechnungsparameter für die statische Lastflussberechnung verwendet. Dies führt zu hohen Spannungsdeltas zwischen der Trafostation und dem betrachteten Knotenpunkt in der Berechnung. Die Untersuchung hat gezeigt, dass die Ergebnisse der statischen Worst-Case-Berechnung mit den höchsten Messwerten gut übereinstimmen. Die hohen vorkommenden Spannungsdeltas zwischen Trafostation und letztem KVS sind durch die bei vorarlberg netz durchgeführte Netzberechnung realitätsnah dargestellt. Dies gilt allerdings nur unter der Betrachtung der höchsten vorkommenden Niederspannungsparameter sowohl bei der Berechnung, als auch bei den Messergebnissen. Somit lässt sich zur Beantwortung der Forschungsfrage sagen, dass die Abweichungen von der statischen Worst-Case-Berechnung und den höchsten Messwerten sehr gering sind.

Weiters hat die Messung sehr deutlich gezeigt, dass diese hohen Auslastungen äußerst selten auftreten. Die vorliegende Arbeit zeigt über alle Netze hinweg, dass hohe Leistungsspitzen im Messzeitraum vorkommen, die Häufigkeit dieser jedoch sehr gering ist. Für eine Optimierung der Eingangsparameter wird daher der 95%-Quantilwert eingeführt. Dieser deckt 95% der vorkommenden Lasten im Netz ab und die 5% der übrigen Leistungsspitzen werden vernachlässigt, da sie als Ausreißer klassifiziert werden. Das gleiche Bild zeigt sich bei der Messungen der Spannungsdeltas zwischen ONS bzw. iONS und dem jeweiligen letzten KVS: Die hohen Spannungsdeltas treten nur sehr selten auf ( $\leq 5\%$  der



Fälle). Auch hier wurde der 95%-Quantilwert eingeführt, um diesen mit der Berechnung zu vergleichen. Es lässt sich sagen, dass es mit der Nutzung des 95%-Szenarios möglich ist, die Eingangsparameter der statischen Worst-Case-Berechnung zu optimieren.

Bei allen betrachteten Netzen ist der Wert des 95%-Quantils der gemessenen Spannungsdeltas kleiner dem Berechnungsergebnis des 95%-Szenarios. Dies schafft einen Sicherheitspuffer zwischen der Berechnung und den realen Messergebnissen. Die Höhe des Sicherheitspuffers variiert je nach Netz zwischen 0,03% und 1,24% (siehe Tabelle 5.4). Dem Netzbetreiber wäre es somit möglich, eine statische Lastflussberechnung durchzuführen und das Ergebnis der Berechnung um den jeweiligen Wert zu vermindern. Voraussetzung dafür ist, dass die Netze topologisch ähnlich sind.

Die Schwachstelle dieser Herangehensweisen ist, dass bei einer 95%-Betrachtung das Restrisiko bestehen bleibt, dass es zu höheren Leistungsspitzen bzw. zu höheren Spannungsdeltas kommen kann als angenommen. Dies würde bspw. für Netz 2 nach Tabelle 5.6 bedeuten, dass das Spannungsdelta im höchsten Lastfall um 1,33% höher ist als bei einer angenommenen 95%-Betrachtung. Dieses erhöhte Spannungsdelta ist aber nur selten und von kurzer Dauer. Falls bei der Berechnung bekannt ist, dass diese Gefahr besteht, sollte der Netzbetreiber Messungen im Netz installieren und die Berechnung unsymmetrisch sowie mit den Stromszenarien durchführen. Dies führt zu einer weiteren Optimierung der Netzberechnung und zwar durch eine unsymmetrische Betrachtung der Netzsituation. Bei der unsymmetrischen Berechnung entsprechen die im Netz vorkommenden Lasten der realen Netzsituation auf allen 3 Phasen. Es lässt sich sagen, dass in der unsymmetrischen Betrachtung alle Deltas niedriger oder gleich hoch sind wie in der symmetrischen Berechnung, was bedeutet, dass sich zusätzliche Sicherheitspuffer ergeben (Tabelle 5.3). In der Praxis ist der Aufwand dieser Herangehensweise durch den Einbau von Messungen sehr hoch und sollte nur bei kritischen oder nicht erklärbaeren Netzsituationen erfolgen.

Die eingeführten Stromszenarien bieten ebenfalls einen genaueren Blick auf die im Netz befindlichen Werte. Es wird nicht nur die Leistung am Trafo betrachtet, sondern die Ströme in Richtung NS-Strang sowie die Ströme vom KVS in Richtung ONS bzw. iONS. Eine solche Betrachtung benötigt jedoch Mes-

sungen im NS-Netz und sollte nur in Kombination mit einer unsymmetrischen Berechnung durchgeführt werden. Die Ausführung beider Vorgehensweise ist sollte genutzt werden, wenn das Ergebnis der normalen Netzberechnung nicht plausibel ist.

Desweiteren konnte die Untersuchung zeigen, dass die Annahmen der hohen Trafo-Scheinleistung abhängig vom Leistungsfaktor  $\cos \phi$  sind. Wie auch schon eingangs erwähnt und von Flach ebenfalls beschrieben ist die hohe hinterlegte Last beim Trafo abhängig vom abgelesenen SW und der berechneten Trafo-Scheinleistung [24]. Diese Trafo-Scheinleistung ist wiederum abhängig vom angenommenen Leistungsfaktor von  $\cos \phi = 0,90$ . Die Messungen, welche im Zuge dieser Arbeit durchgeführt wurden belegen jedoch, dass der Leistungsfaktoren in den betrachteten Netzen zwischen 0,999 und 0,990 liegt und somit die Annahme von vorarlberg netz mit einem Leistungsfaktor von 0,90 sehr kritisch ist. Dieser Eingangsparameter kann in Zukunft bei der Netzberechnung optimiert werden. Eine Empfehlung wäre hier einen Leistungsfaktor von  $\cos \phi = 0,95$  anzusetzen, um auch die kritischen Netze abzudecken. Die Analyse hat also gezeigt, dass vor allem die Annahmen der Trafo-Scheinleistung und des Leistungsfaktors bei vorarlberg netz bei der Netzberechnung optimiert werden können ohne unzulässige Netzzustände zu erreichen. Auch hat sich gezeigt, dass bei der Nutzung des 95%-Szenarios eine Optimierung der Berechnung von 0,27% bis 1,66% in den betrachteten Netzen möglich ist. Dies bedeutet, dass höhere Leistungen am Knotenpunkt zugelassen werden können, ohne einen unzulässigen Netzzustand zu erreichen. Dies ist vor allem im Zuge des steigenden Ausbaus der E-Mob von Bedeutung. Die Verwendung des 95%-Szenario ist für den Netzbetreiber ohne zusätzlichen Aufwand möglich.

In Zukunft liegt die Herausforderung in der Netzberechnung bei der Übertragung der hier vorgestellten Ergebnisse von fünf untersuchten Netzen auf eine größere Anzahl an Netzen. Dabei sollte eine kosteneffiziente Vorgehensweise gewählt werden. Dies unterstreicht auch die Aussagen der durchgeführten Interviews sowie von Mohibullah, dass zur minimalinvasiven und wirtschaftlich vertretbaren Vorbereitung der Netze für die steigenden Lasten eine Digitalisierung der vorhandenen Netzstruktur unabdinglich ist [26]. Eine potentielle zukünftige Informationsquelle stellen die im Netz verbauten Smart Meter dar.

Die Nutzung dieser ist jedoch wie eingangs erwähnt derzeit nur eingeschränkt möglich. Eine weitere Möglichkeit zur Reduzierung der auf Niederspannungsebene notwendigen Messgeräte stellt die Nutzung des Klassifikationsverfahrens dar. Dabei werden relevante und wichtige Merkmale von Objekten (bspw. einem NS-Netz) benötigt, um diese einer Klasse zuzuschreiben. Bei einem NS-Netz sind dies netzspezifische Merkmale wie die Anzahl der vorhandenen ONS bzw. iONS, die Anzahl der Hausanschlüsse, Kabellängen und -querschnitte usw. Daraus können wiederum Netzklassen entworfen werden, welche als Vorlage dienen, um die im Verteilernetz vorkommenden NS-Netze den topologisch passenden Netzklassen zuzuweisen [30]. Bei vorarlberg netz sind zum größten Teil die netzspezifischen Merkmale vorhanden und könnten für ein Klassifikationsverfahren herangezogen werden. Zusätzlich zu den netzspezifischen Merkmalen müssten nur in ausgewählten Netzen Messungen vorgenommen werden und die Ergebnisse dieser Messungen ebenfalls als Merkmale eingepflegt werden. Eine Zuweisung der bestehenden NS-Netze zu den erstellten Netzklassen würde dann dazu führen, dass man für die restlichen Netze keine Messungen benötigen würde, sondern die Netze entsprechend den Ergebnissen und Gegebenheiten der zugewiesenen Netzklassen behandelt.

# Literatur

- [1] *E-Autos (BEV) in Österreich 2023*. de-DE. Juni 2023. URL: <https://www.beoe.at/statistik/> (besucht am 06.07.2023).
- [2] *Netzberechnungen Österreich Einfluss der Entwicklungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf das österreichische Stromnetz*. Studie. österreichs energie, Nov. 2020, S. 46. URL: <https://oesterreichsenergie.at/downloads/publikationsdatenbank/detailseite/netzberechnungen-oesterreich-auswirkungen-von-pv-und-e-mobilitaet>.
- [3] *Auswirkungen von Wind und Sonne*. Statista Infografiken. 2. Jan. 2023. URL: <https://de.statista.com/infografik/27643/anteil-von-solar-und-wind-an-der-nettostromerzeugung-in-deutschland> (besucht am 12.05.2023).
- [4] *Österreich - Monatlicher Stromverbrauch 2023*. de. URL: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1108164/umfrage/woechentlicher-stromverbrauch-in-oesterreich/> (besucht am 06.07.2023).
- [5] *Netzebenen im Stromnetz*. de-DE. URL: <https://energeiaplus.com/tag/netzebenen/> (besucht am 06.07.2023).
- [6] Valentin Crastan. *Elektrische Energieversorgung. 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik*. 4., bearbeitete Auflage. OCLC: 921608323. Heidelberg: Springer Vieweg, 2015. 668 S. ISBN: 978-3-662-45984-3 978-3-662-45985-0.
- [7] Christian Aichele und Oliver D. Doleski, Hrsg. *Smart Market: vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt*. OCLC: 895442502. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014. 853 S. ISBN: 978-3-658-02778-0 978-3-658-02777-3.

- [8] Lukas Schober. „Analyse über die Auswirkungen unterschiedlicher Durchdringungen durch Elektrofahrzeuge in Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung tariflicher Anreizmodelle“. Master Thesis. Dornbirn: Fachhochschule Vorarlberg, 2017.
- [9] *Elektrotechnik*. URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-8351-9095-5> (besucht am 18.05.2023).
- [10] Ismail Kasikci. *Planung von Elektroanlagen: Theorie, Vorschriften, Praxis*. 3., vollständig überarbeitete und erweiterte Auflage. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2018. 649 S. ISBN: 978-3-662-56426-4.
- [11] Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl und Matthias Haslbeck M.Sc. *Zukünftige Bereitstellung von Blindleistung und anderen Maßnahmen für die Netzsicherheit*. Abschlussbericht. Regensburg: INA, 2016.
- [12] *DIN EN 50160:2020-11*. URL: <https://www.dke.de/de/normen-standards/dokument?id=7146305&type=dke%7Cdokument> (besucht am 06.05.2023).
- [13] *Intelligente Ortsnetzstationen für zukunftssichere Energieverteilung*. 2015. URL: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:0f81d76b2b388548add30d15420dc38277ba6480/version:1682520123/a-intelligent-transformer-substation-de.pdf> (besucht am 06.05.2023).
- [14] Johannes Schmiesing. *Regelbare Ortsnetztransformatoren zur Integration regenerativer Erzeugungsanlagen in ländlichen Mittelspannungsnetzen*. Cuvillier Verlag, 2. Aug. 2016. 169 S. ISBN: 978-3-7369-8292-5.
- [15] *Regelbare Verteilungstransformatoren*. de-DE. URL: <https://windenergie.ressource-deutschland.de/netzanbindung-2/regelbarer-verteilungstransformator/> (besucht am 06.07.2023).
- [16] *Analogmessgeräte für Wechselstrom (AC), Bimetall-Amperemeter mit Schleppzeiger*. URL: <https://www.klauspoetter.com/de/produkte-liste/messtechnik/analoge-messinstrumente/ac-groessen/bq-bimetall-maximum-strommesser-detail> (besucht am 06.05.2023).
- [17] *Power Quality Analysatoren*. A. Eberle. URL: <https://www.a-eberle.de/power-quality-mobil/> (besucht am 12.05.2023).

- [18] W. Rogowski und W. Steinhaus. „Die Messung der magnetischen Spannung: Messung des Linienintegrals der magnetischen Feldstärke“. In: *Archiv für Elektrotechnik* 1.4 (Apr. 1912), S. 141–150. ISSN: 0003-9039, 1432-0487. DOI: 10.1007/BF01656479. URL: <http://link.springer.com/10.1007/BF01656479>.
- [19] Karl Friedrich Schäfer. *Netzberechnung - Verfahren zur Berechnung von elektrischer Energieversorgungsnetze*. 1. Aufl. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 15. Jan. 2020. 601 S. ISBN: 978-3-658-26732-2. URL: <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-658-26733-9>.
- [20] Niklas Requate. „Anwendung parametrischer Sensitivitätsanalyse in der Lastflussberechnung von elektrischen Energienetzen“. Master Thesis. Bremen: Universität Bremen, 2017.
- [21] *Neplan*. Neplan – power system analysis. URL: <https://www.neplan.ch/?lang=de> (besucht am 16.05.2023).
- [22] Franz Zeilinger. „Methodik zur Bewertung und zum Vergleich von Verteilnetz-Management-Konzepten“. Thesis. Technische Universität Wien, 2022. DOI: 10.34726/hss.2022.29907. URL: <https://repositum.tuwien.at/handle/20.500.12708/81218> (besucht am 22.05.2023).
- [23] Bernd Thormann BSc. „Auswirkungen der Elektromobilität auf die Niederspannungsebene“. Master Thesis. Leoben: Montan Universität Leoben, 2017.
- [24] Ferdinand Flach. „Bewertung von statischen Worst-Case- und zeitreihenbasierten Netzsimulationen unter Berücksichtigung zukünftiger Anforderungen in der Niederspannungsebene“. Magisterarb. Regensburg: OTH - Ostbayerische Technische Hochschule Regensburg, Mai 2023.
- [25] Michael Hinterstocker, Serafin von Roon und Marina Rau. *Bewertung der aktuellen Standardlastprofile Österreichs und Analyse zukünftiger Anpassungsmöglichkeiten im Strommarkt*. Deutsch. Studie. Graz: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2014, S. 7. URL: <chrome-extension://efaidnbmninnibpcajpcglclefindmkaj/https://www.tugraz.at/>

fileadmin/user\_upload/Events/Eninnov2014/files/lf/LF\_Hinterstocker.pdf (besucht am 17.06.2023).

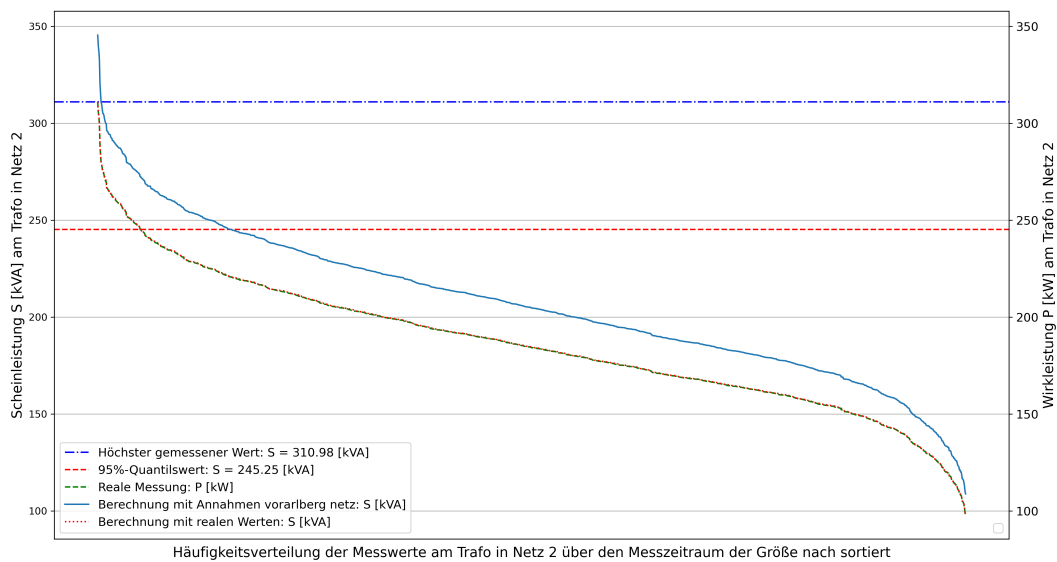
- [26] Mohibullah und Shahedul Haque Laskar. „Power quality issues and need of intelligent PQ monitoring in the smart grid environment“. In: *2012 47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*. Sep. 2012, S. 1–6. DOI: 10.1109/UPEC.2012.6398437.
- [27] *RIS - Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 § 84a - Bundesrecht konsolidiert*. URL: <https://www.ris.bka.gv.at/eli/bgbl/i/2010/110/P84a/NOR40155010> (besucht am 10.07.2023).
- [28] *Netzanalysator & Transientenrekorder PQ-Box 200*. de-DE. URL: <https://www.a-eberle.de/produkte/mobiler-netzanalysator-pq-box-200/> (besucht am 21.07.2023).
- [29] *Weterring Vorarlberg*. de. URL: <https://weterring.at/news/2023/weterrueckblick-januar-2023> (besucht am 13.06.2023).
- [30] Sebastian Breker. *Klassifikation von Niederspannungsnetzen mit Support Vector Machines :: Bewertung des Aufnahmevermögens für Dezentrale Erzeugungsanlagen* /. Kassel, Germany: kassel university press, 2015. ISBN: 3-7376-0015-5.



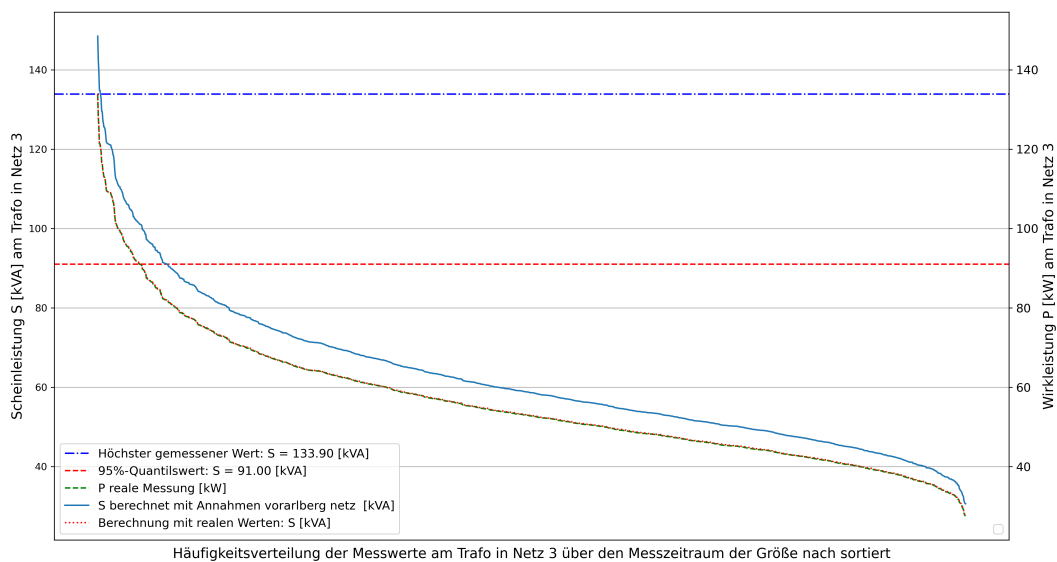


# A. Anhang

## A.1. Leistungen der Trafostationen aller Netze

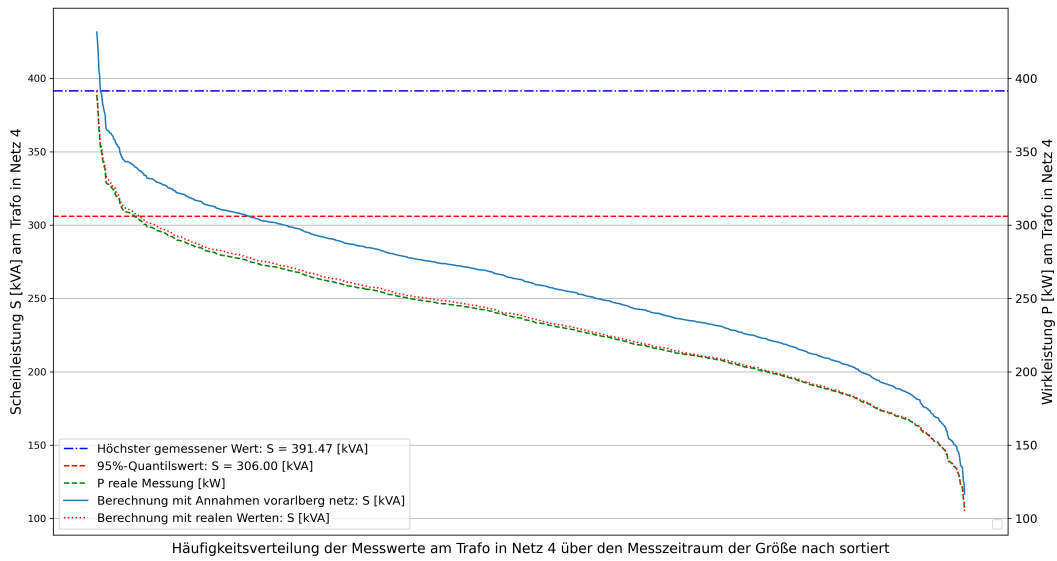


(a)

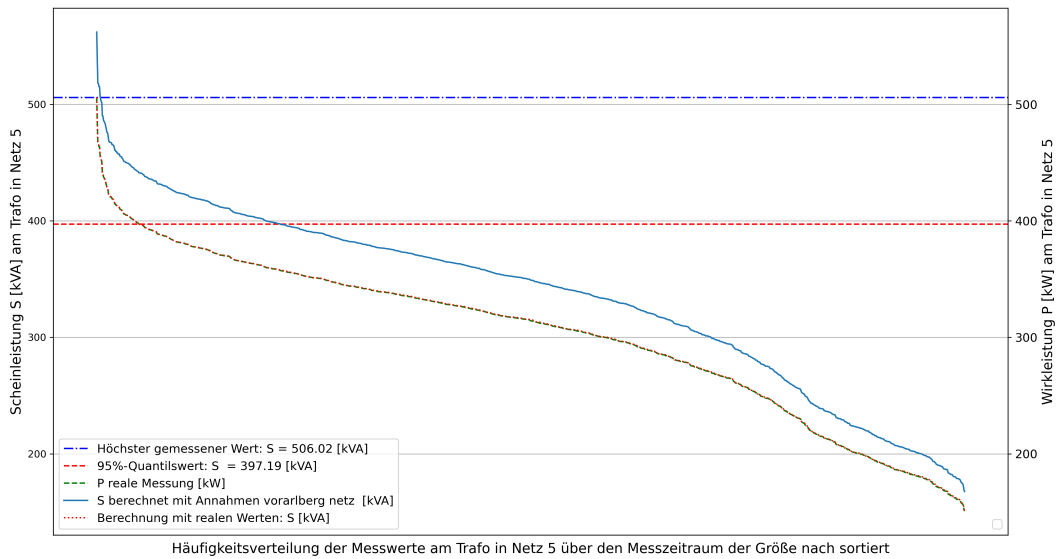


(b)

Abbildung A.1.: Leistungen Netz 2 (a) und Netz 3 (b)



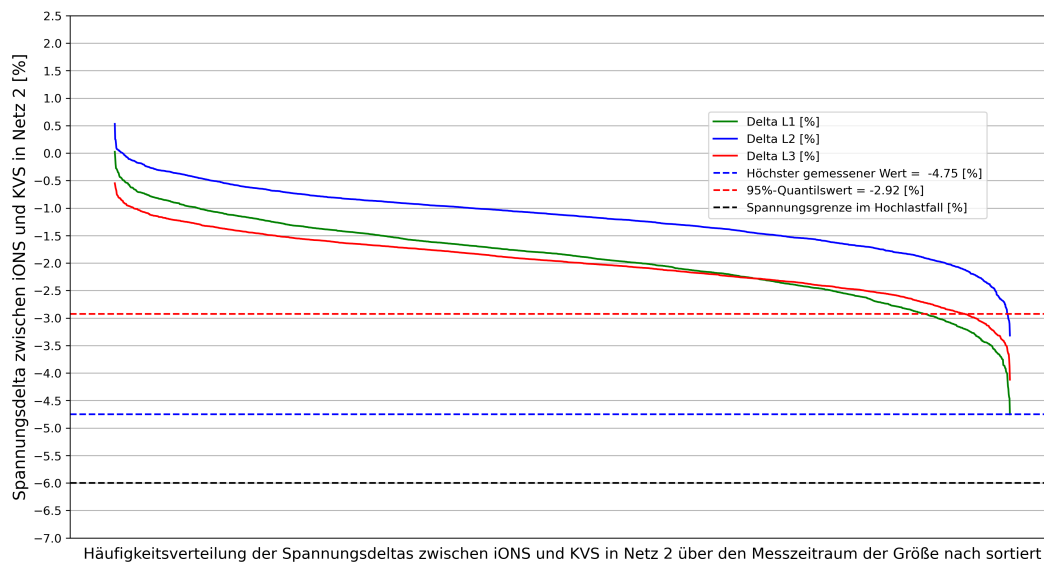
(a)



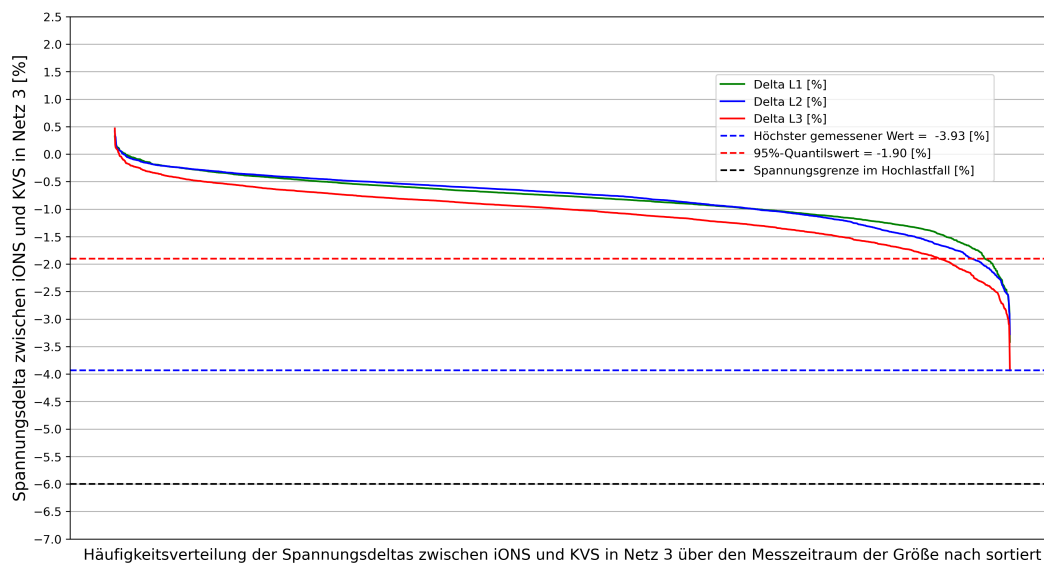
(b)

Abbildung A.2.: Leistungen Netz 4 (a) und Netz 5 (b)

## A.2. Spannungsdeltas aller Netze

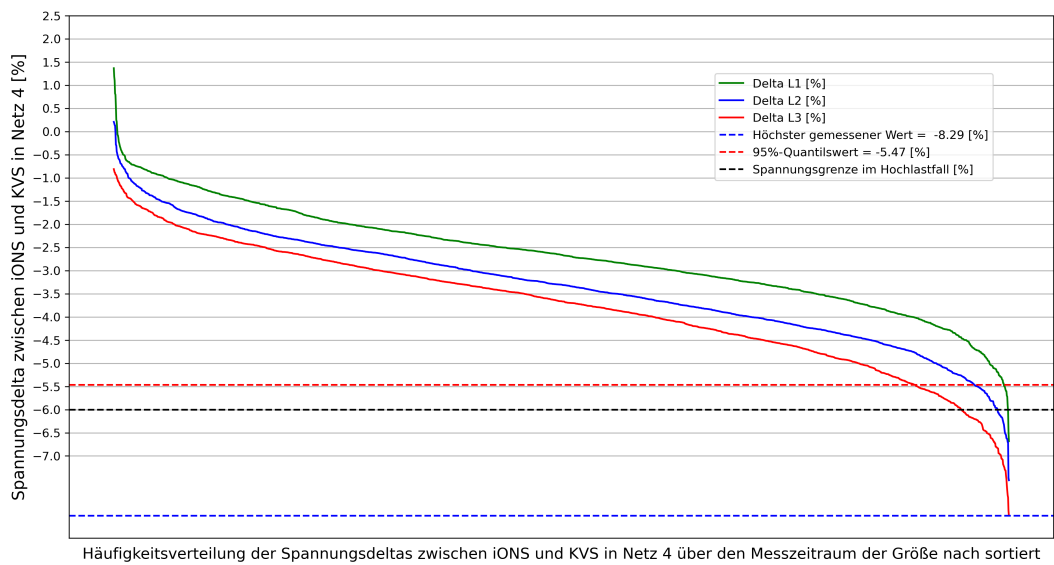


(a)

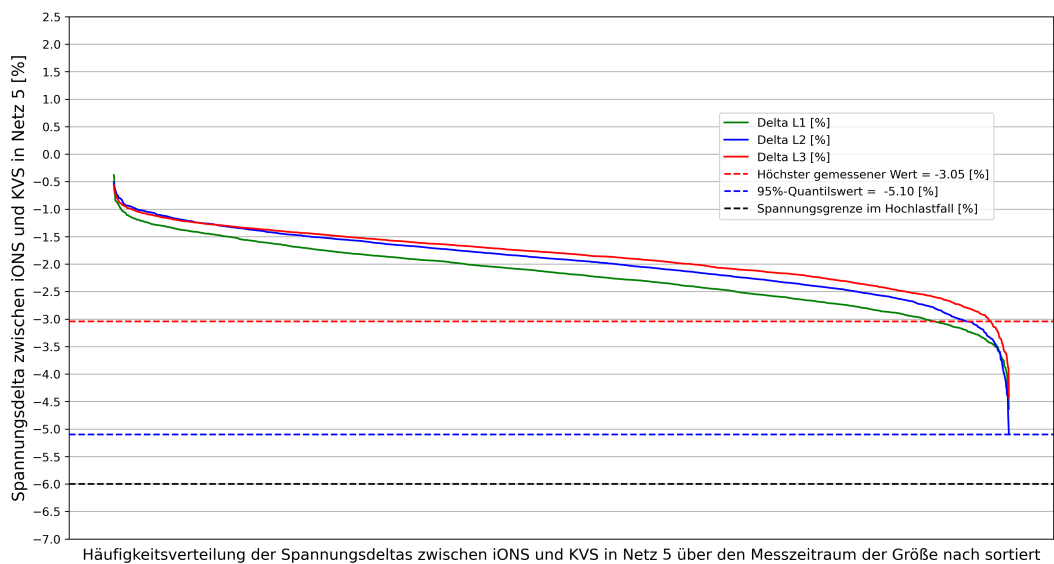


(b)

Abbildung A.3.: Spannungsdeltas Netz 2 (a) und Netz 3 (b)



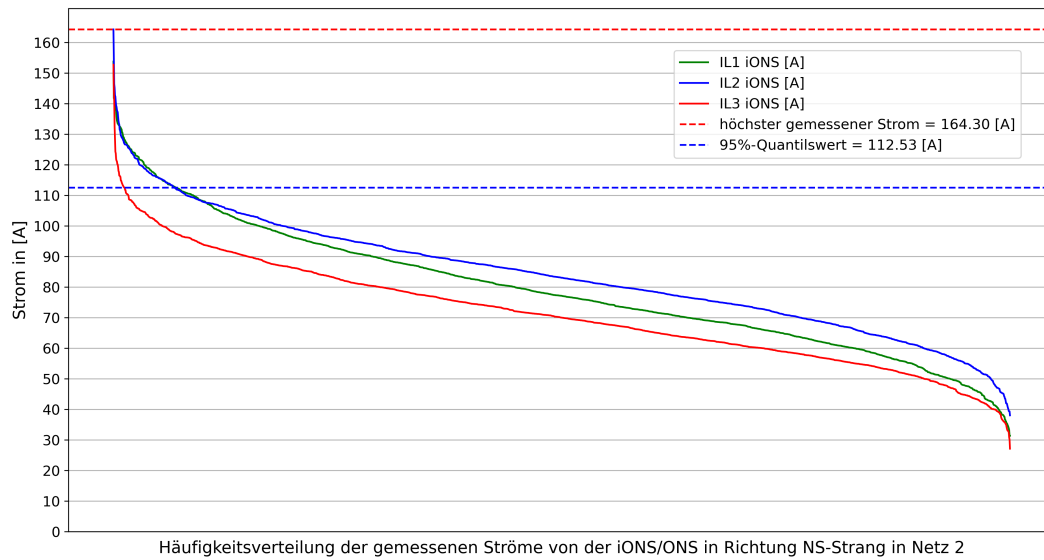
(a)



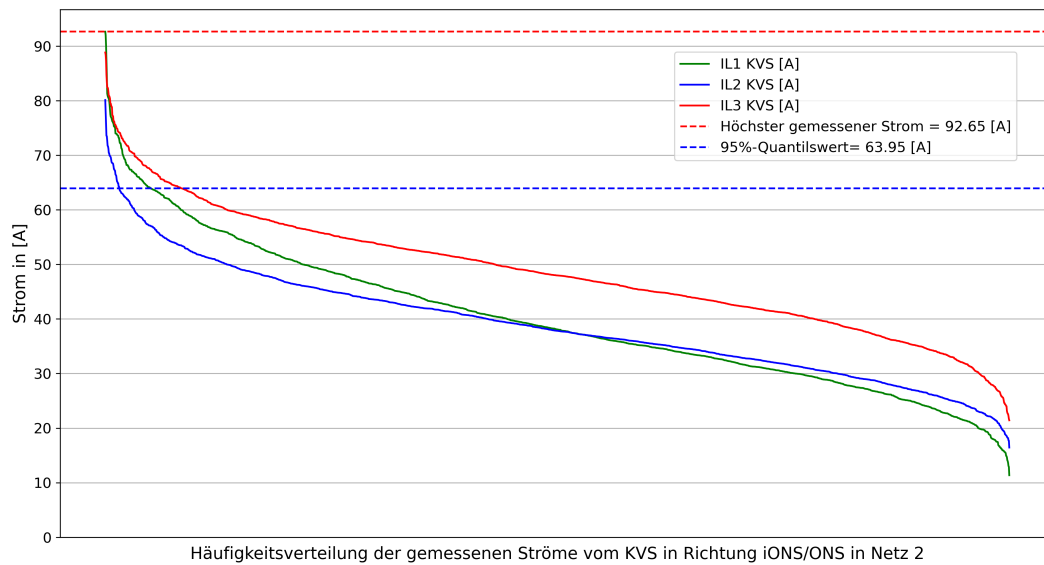
(b)

Abbildung A.4.: Spannungsdeltas Netz 4 (a) und Netz 5 (b)

### A.3. Auswertung der Ströme aller Netze

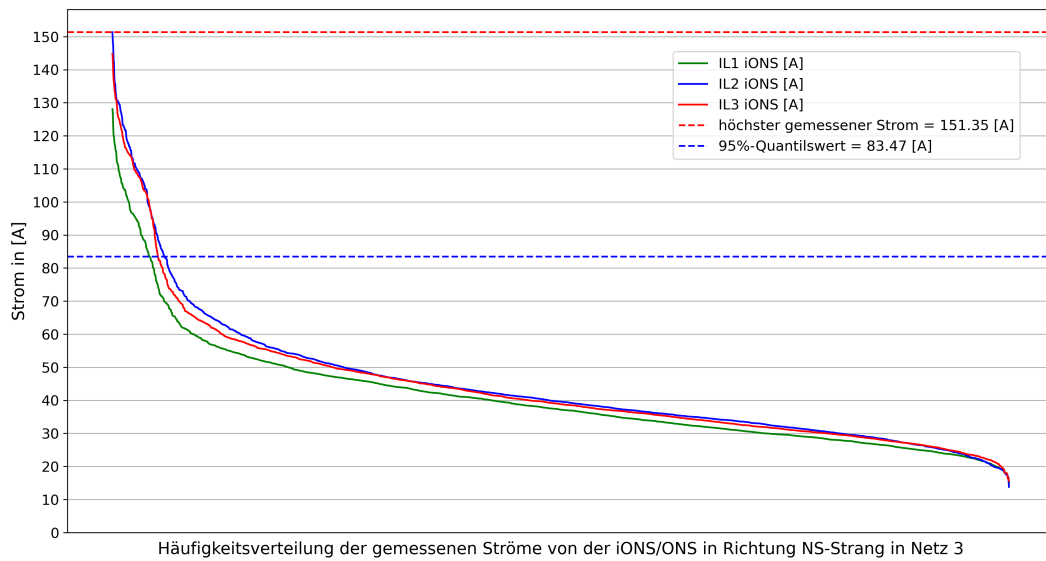


(a)

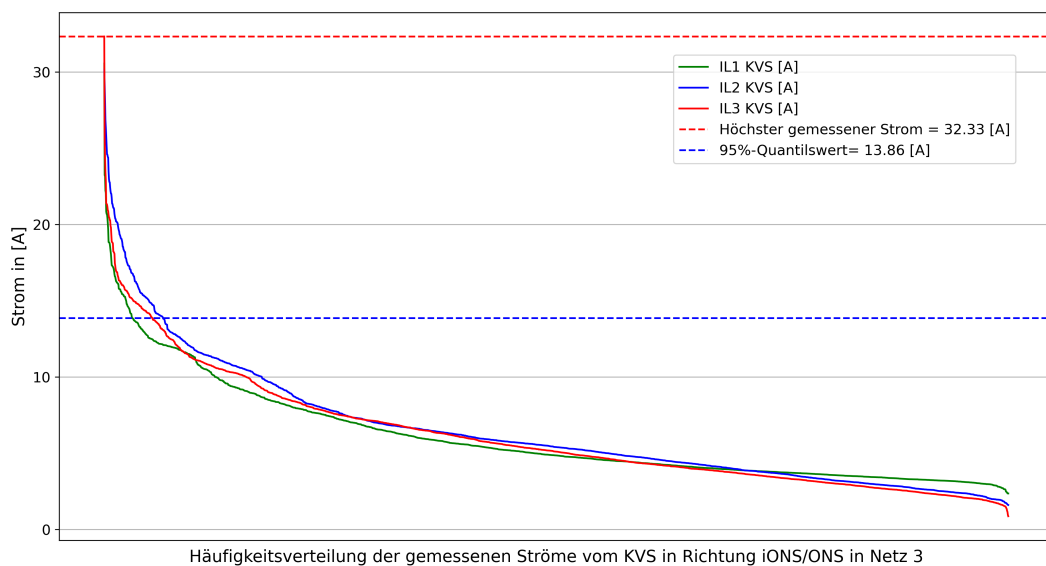


(b)

Abbildung A.5.: Ströme Netz 2: beim NS-Abgang in der iONS (a) und beim NS-Abgang im KVS (b)

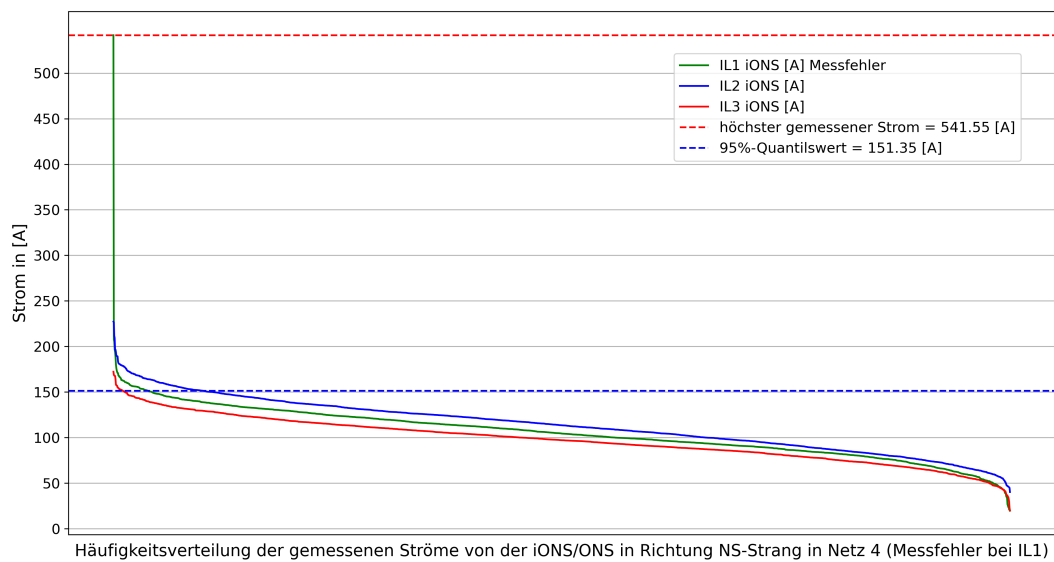


(a)

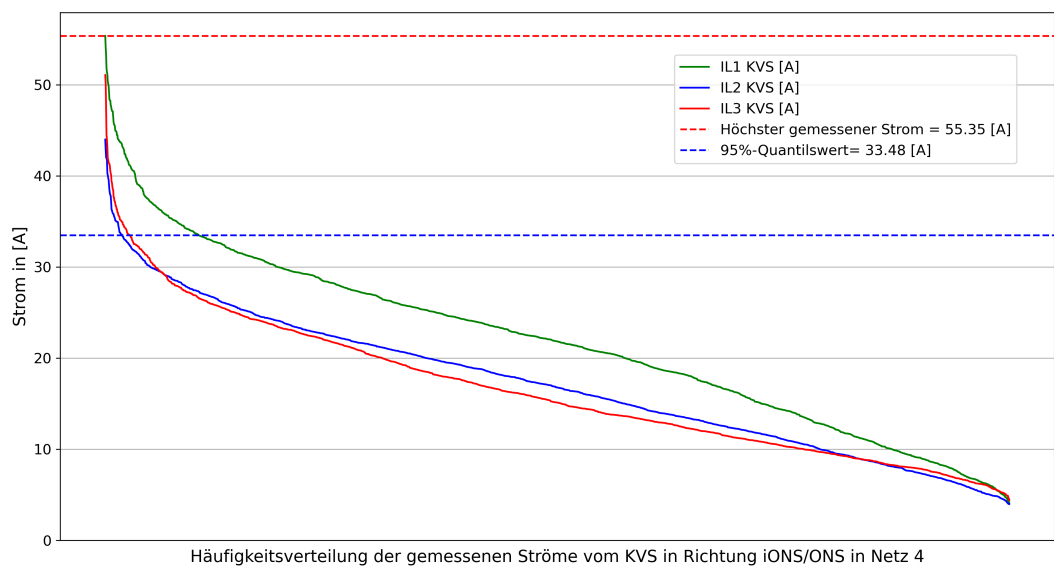


(b)

Abbildung A.6.: Ströme Netz 3: beim NS-Abgang in der iONS (a) und beim NS-Abgang im KVS (b)

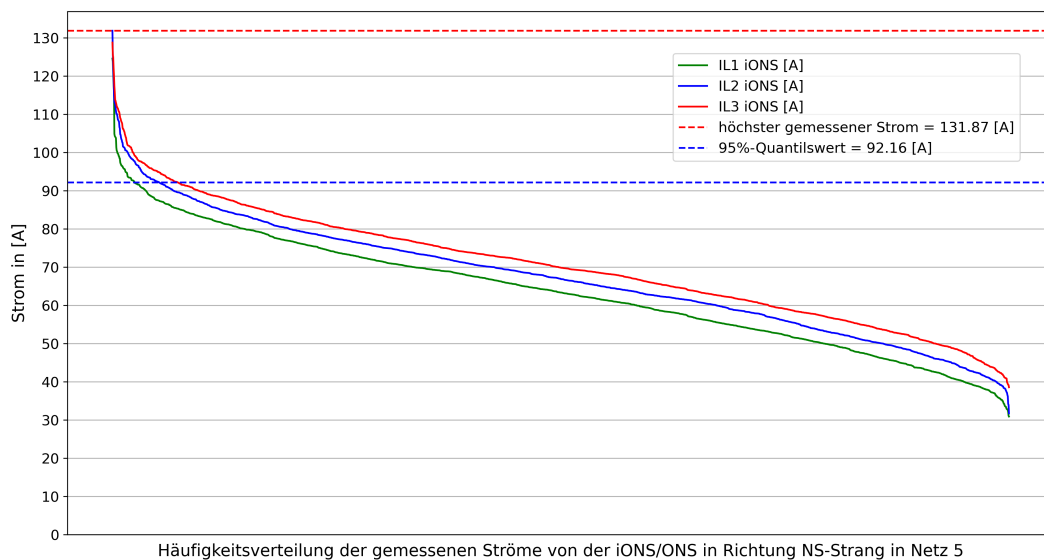


(a)

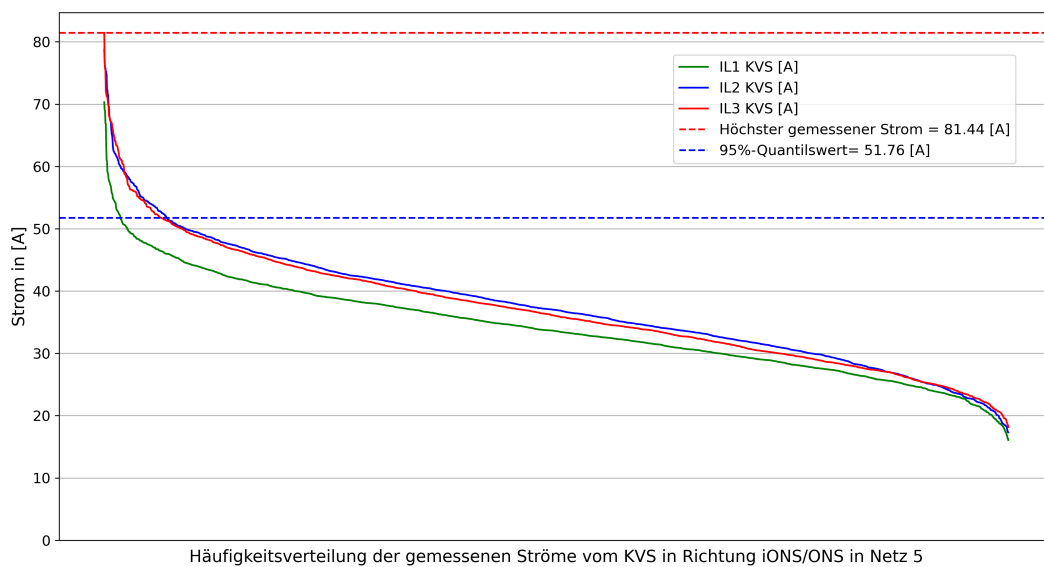


(b)

Abbildung A.7.: Ströme Netz 4: beim NS-Abgang in der iONS (a) und beim NS-Abgang im KVS (b)



(a)



(b)

Abbildung A.8.: Ströme Netz 5: beim NS-Abgang in der iONS (a) und beim NS-Abgang im KVS (b)



# Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides statt, dass ich die vorliegende Masterarbeit selbstständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Stellen sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher weder in gleicher noch in ähnlicher Form einer anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Dornbirn, Juli 2023

Matthias Nicolussi-Zatta, BSc.