

Philipp Schachinger, BSc

# **Simulation und Validierung eines admittanzbasierten Messsystems zur Erfassung von dynamischen Transformatorauslastungen**

## **Masterarbeit**

zur Erlangung des akademischen Grades  
Diplom-Ingenieur

eingereicht an der  
**Technische Universität Graz**

Betreuer

Ao.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Herwig Renner

Dipl.-Ing Stephan Weinberger

Institut für elektrische Anlagen und Netze

Institutsleiter: Univ.-Prof. DDipl.-Ing. Dr.techn. Robert Schürhuber

Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Graz, Juli 2019

## Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Diplomarbeit identisch.

---

Datum

---

Unterschrift

# Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei allen Bedanken, die mich während meines Studiums und beim Erstellen dieser Arbeit unterstützt haben:

Ein Danke geht an die Firma EET - Efficient Energy Technology GmbH mit Christoph Grimmer und Stephan Weinberger, die mir die Erstellung dieser Arbeit ermöglicht haben, sowie an alle Kolleginnen und Kollegen bei EET für die gute Zusammenarbeit und das freundliche Arbeitsumfeld.

Danke an Herrn Ao. Univ.-Prof.Dipl.-Ing.Dr.techn. Herwig Renner, der mich bei dieser Arbeit betreut hat und mir immer mit Rat zur Seite stand.

Ein besonderer Dank gilt den Mitgliedern des Dynamobauzeichensaales und allen Studienkolleginnen und Studienkollegen für die unzähligen Stunden des gemeinsamen Lernens und Feierns. Ohne diese Freundschaften und den Zusammenhalt wäre das Studium in dieser Art nicht möglich gewesen.

Zu guter Letzt gilt Veronika und meiner Familie ein großer Dank, die mich während meines Studiums immer unterstützt und motiviert haben.

# Kurzfassung

**Titel:** Simulation und Validierung eines admittanzbasierten Messsystems zur Erfassung von dynamischen Transformatorauslastungen.

**Schlüsselwörter:** Transformatorauslastung, Niederspannungsverteilstetze, Neuronale Netzwerke, Impedanzmessung

Durch die steigende Anzahl an erneuerbaren Energiequellen im Niederspannungsnetz wird Leistungsmonitoring von Transformatoren immer wichtiger. Ziel dieser Arbeit war die Simulation und Validierung eines Messgerätes, welches die Last eines Niederspannungsverteilstetztransformators durch hochfrequente Impedanzmessungen ermittelt. Dadurch ist keine direkte Strommessung am Transformator mehr notwendig. Hierzu wurden Niederspannungsnetze bezüglich ihres Frequenzverhaltens analysiert und simuliert. Im weiteren wurden diese Ergebnisse genutzt, um ein neuronales Netzwerk zu entwerfen, welches die gesuchte Lastimpedanz aus den Messgrößen berechnen kann.

# Abstract

**Titel:** Simulation and validation of an admittance-based measurement system for dynamic transformer load detection

**Keywords:** transformer load, low voltage distribution grid, neural networks, frequency response of loads

The increasing distributed energy production in low voltage distribution grids requires more online monitoring of transformer loads. The aim of this thesis was, to validate and simulate a new measurement device, which calculates the transformer load through a high frequency impedance measurement. For that, low voltage distribution grids have been analysed and simulated. After that, a artificial neural network was built, which calculates the load impedance out of the measured quantities.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Danksagung</b>	<b>iii</b>
<b>Kurzfassung</b>	<b>iv</b>
<b>Abstract</b>	<b>v</b>
<b>1 Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>1</b>
<b>2 Einleitung</b>	<b>3</b>
<b>3 Methoden und Anwendungen von hochfrequenten Impedanzmessungen</b>	<b>4</b>
3.1 Aktuelle Anwendung von hochfrequenten Signalen in Stromnetzen . . . . .	4
3.2 Rahmenbedingungen zu hochfrequenten Impedanzmessungen . . . . .	5
3.2.1 Einbau- und Messort . . . . .	5
3.2.2 Ersatzschaltbilder . . . . .	6
3.2.3 Filter . . . . .	8
<b>4 Simulation von Niederspannungsnetzen</b>	<b>10</b>
4.1 Netzdaten . . . . .	10
4.1.1 Transformatoren . . . . .	10
4.1.2 Leitungen . . . . .	11
4.1.3 Lasten . . . . .	12
4.2 Aufbau der Simulationsumgebung . . . . .	16
4.3 Simulationsergebnisse . . . . .	20
4.3.1 Vergleich von Netzen . . . . .	26
4.3.2 Einfluss der Mittelspannungsebene und Auswirkungen von Änderungen im Netz . . . . .	29
4.3.3 Charakterisierung der ersten Resonanzstelle . . . . .	30
<b>5 Machine Learning</b>	<b>35</b>
5.1 Grundlagen . . . . .	35
5.2 Anwendungen in der Energietechnik . . . . .	36
5.3 Ziele und verwendete Methoden . . . . .	36

## Inhaltsverzeichnis

5.4	Möglichkeiten der Anwendung beim GridMate . . . . .	37
5.5	Einschränkungen der Anwendung . . . . .	47
5.6	Erweiterung der Trainingsdaten . . . . .	48
<b>6</b>	<b>Zusammenfassung</b>	<b>53</b>
	<b>Literatur</b>	<b>61</b>

# 1 Abkürzungsverzeichnis

GM	GridMate
$P$	Wirkleistung in W
$S$	Scheinleistung in VA
$Q$	Blindleistung in VAr
$U$	Spannung in V
$\varphi$	Phasenwinkel
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor
$Z$	Impedanz in $\Omega$
$R$	Widerstand in $\Omega$
$L$	Induktivität in H
$C$	Kapazität in F
$Y$	Admittanz in S
$j$	Imaginäre Zahl
$\omega$	Kreisfrequenz in $\frac{rad}{s}$
$\omega_R$	Resonanzkreisfrequenz in $\frac{rad}{s}$
$\omega', ''$	Grenzfrequenzen
$B$	Bandbreite
$Q$	Schwingkreisgüte
$u_k$	Kurzschlussspannung in %
$u_R$	Wirkspannung in %
$u_x$	Streuspannung in %
$P_k$	Lastverluste in W
$d$	Dämpfungsfaktor
$D$	Dämpfung
$Z_{\pm 5\%}$	Impedanz bei $\pm 5\%$ der Resonanzfrequenz
$\Delta f$	Differenzfrequenz in Hz
$\tau$	relative Stromflussdauer
VNB	Verteilnetzbetreiber
API	application programming interface
ANN	artificial neural network



## 1 Abkürzungsverzeichnis

Indizes:

GM	GridMate
Down	Abwärtsimpedanz
Up	Aufwärtsimpedanz
T	Transformator
rel	relativ
N	Nenn-
R	Resonanz
L	Last
630	630 kVA Transformator
160	160 kVA Transformator
n	negativ
p	positiv
50Hz	Wert bei 50 Hz
$f_x$	Wert bei Frequenz 1, 2, 3
$\nu$	Oberschwingungsordnung
$\nu_g$	Oberschwingungsordnung auf der Gleichspannungsseite

## 2 Einleitung

Durch die steigende Anzahl von dezentralen Erzeugern, steigendem Energieverbrauch und immer höherer Auslastung der Betriebsmittel in elektrischen Netzen werden für eine sichere Betriebsführung und Planung stetig mehr Daten benötigt. Hierzu kommen verstärkt neue und eine größere Anzahl an Messgeräten zum Einsatz. Ziel dieser Arbeit war in Kooperation mit der Firma EET – Efficient Energy Technology GmbH die Simulation und Validierung eines Messgerätes zur hochfrequenten Admittanzmessung an Niederspannungstransformatoren. Dieses Messgerät (der GridMate GM) soll einen hochfrequenten Strom ins Netz einspeisen und daraus die Netzimpedanz berechnen, durch welche auf die momentane Leistung zurückgerechnet werden kann  $\underline{S} = \frac{U^2}{\underline{Z}^*}$ . Dadurch ist keine Messung der Transformatorströme notwendig und somit müssen keine Strommessungen oder ähnliches Messequipment an den stromführenden Leitern angebracht werden. Durch die Plug-and-Play Technik soll die Anwendung einfach und sicher möglich sein. Die ermittelten Daten sollen Aufschluss über die Auslastung einzelner Ortsnetztransformatoren geben, um Überlasten frühzeitig zu erkennen oder Netzausbaupotentiale und Anschlusskapazitäten richtig einschätzen zu können. Nach einer Literaturrecherche sollten verschiedene Netze und Lastfälle simuliert werden, bevor die Erkenntnisse daraus in die Entwicklung und Verbesserung der Hardware einfließen. Unter anderem sollte ermittelt werden, in welchem Frequenzbereich die Messungen durchgeführt werden sollen, ob eine einzelne Messfrequenz ausreichend ist oder ob mehrere Messungen notwendig sind und mit welchem Messfehler zu rechnen ist. Bei Vorliegen von Messergebnissen sollen diese auf Plausibilität und Korrektheit überprüft werden.

## 3 Methoden und Anwendungen von hochfrequenten Impedanzmessungen

### 3.1 Aktuelle Anwendung von hochfrequenten Signalen in Stromnetzen

Die Hauptanwendung der Einspeisung von Strömen mit hohen Frequenzen findet man im Bereich der Datenübertragung. Mit Powerline communication (PLC) werden Daten über das Stromnetz übertragen, um z.B. in Haushalten ein IT-Netzwerk ohne extra Verkabelung einzurichten (vgl. [1]) oder um die Kommunikation von Smart Metern mit dem Energieversorger zu ermöglichen (vgl. [2]). Die Frequenzbänder für die verschiedenen Anwendungen sind von CENELEC, dem europäischen Komitee für elektrotechnische Normung, in der EN 50065-1 geregelt. Dort ist ein Frequenzband von 3 - 148,5 kHz reglementiert.

Weitere Einspeiser von Frequenzen oberhalb der Netznennfrequenz stellen Rundsteueranlagen dar. Diese verwenden Signale zwischen 110 Hz und 1600 Hz (vgl. [3]) um über das Stromversorgungsnetz Lasten zu steuern. Die übertragenen Steuerbefehle schalten Mehrstromtarifzähler zu und ab und können so beispielsweise Warmwasseraufbereitung, Nachtspeicherheizungen und Raumlüftungen steuern (vgl. [4]).

Eine ungewollte Quelle von hochfrequenten Signalen stellen Kundenanlagen dar, deswegen muss zunehmende Verbreitung von dezentralen Energieerzeugern im Bezug auf störende Netzzrückwirkungen betrachtet werden: Da die Netzimpedanz Zeit-, Frequenz- und Ortsabhängig ist, sind auch die Netzzrückwirkungen an jedem Anschlusspunkt verschieden (vgl. [5]). Eine dieser störenden Netzzrückwirkungen stellen Oberschwingungen dar, welche zum Einen durch nichtlineare Verbraucher und Elektronik (vgl. [6]), zum Anderen durch Frequenzumrichter bei dezentralen Erzeugern entstehen können. Durch die Interaktion zwischen den Netzelementen wie Lasten, Übertragungselementen, Transformatoren etc. kann es zu Resonanzerscheinungen der Netzimpedanz kommen (vgl. [7]). Zum Messen dieser Resonanzen und der Netzimpedanz allgemein gibt es verschiedene Möglichkeiten, die teilweise rein passiv messen oder aber Ströme mit verschiedenen Frequenzen einspeisen, und die Impedanz zu ermitteln: In [8] werden Messungen bei Frequenzen zwischen 5 und 20 kHz durchgeführt, bei denen die Messungen vor und nach dem zuschalten

### 3 Methoden und Anwendungen von hochfrequenten Impedanzmessungen

von Lasten zur Charakterisierung der Netze verwendet werden. Eine weitere passive Messmethode ist bei der Anwendung von Photovoltaikumrichtern möglich. Durch die Anregung und Veränderung des LCL-Filters und der Messung dessen Resonanzfrequenz ist es lt. [9] möglich, auf die Netzimpedanz am Anschlusspunkt zurückzurechnen. Die transienten Vorgänge beim Zuschalten von Kondensatoren werden in [10] dazu verwendet, die RL-Ersatzschaltung des Netzes zu ermitteln und in [11] wird mit Leistungselektronik ein Stromstoß eingespeist, bei dem Spannung und das Frequenzspektrum des Stromes gemessen werden, um die Anschlussimpedanz zu berechnen. Eine Zusammenfassung der Messmethoden sowie die Beschreibung der Messung der Anschlussimpedanz durch einspeisen von hochfrequenten Strömen mit einem 3-phasigen Pulswechselrichter ist in [5] gegeben.

Bis vor kurzem waren Kondensatorbänke die Hauptverursacher von ausgeprägten Resonanzen, Versuche zeigen aber, dass Resonanzen auch in Niederspannungsnetzen ohne Kondensatorbänke bei niedrigen Frequenzen (im Bereich von 500 Hz) auftreten können (vgl. [12]). Diese werden hauptsächlich durch die Summe der Kapazitäten in Haushalten (Haushaltselektronik, Schaltnetzteile, LCL-Filter bei Photovoltaikumrichtern etc.) verursacht. In [13] werden Kapazitätswerte für Haushalte im Bereich von 0,6 bis 6  $\mu\text{F}$ , mit Photovoltaik zwischen 0,5 bis 10  $\mu\text{F}$  angegeben. Da dieser Bereich sehr groß ist, wurden die Simulationen in dieser Arbeit mit einer Variation der Kapazitäten durchgeführt.

## 3.2 Rahmenbedingungen zu hochfrequenten Impedanzmessungen

In diesem Kapitel werden die Umgebungsbedingungen, der Einbauort des GridMate und die damit entstehenden Probleme näher ausgeführt.

### 3.2.1 Einbau- und Messort

Der GridMate soll an der Sekundärseite des Niederspannungstransformators, also an der Niederspannungssammelschiene angeschlossen werden. Hierzu kann eine vorhandene Steckdose der Eigenversorgung des Transformatorhauses verwendet werden. Die Plug-and-Play Technik soll es ermöglichen, dass auch Personen ohne Kenntnisse zur Arbeit unter spannungsführenden Teilen das Messgerät anwenden können.

Abbildung 3.1 zeigt das schematische Bild eines Niederspannungsnetzes mit übergeordnetem Netz, Transformator und den verschiedenen Abgängen mit Lasten. Der Mess- bzw. Anschlussort des GridMate ist durch das in blau dargestellte GM eingezeichnet.

### 3 Methoden und Anwendungen von hochfrequenten Impedanzmessungen

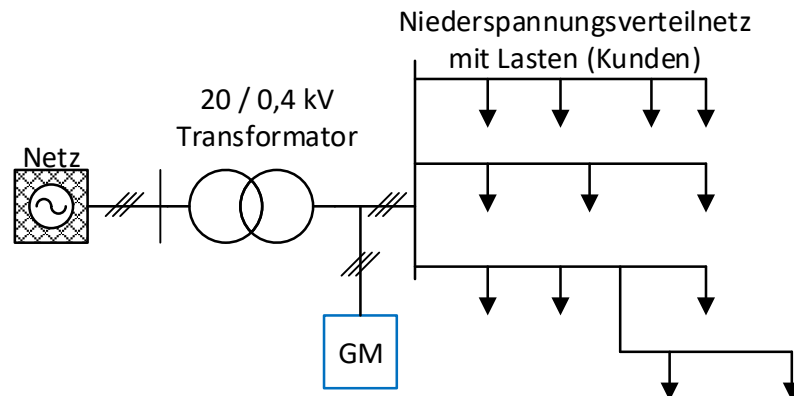


Abbildung 3.1: Einbauort im Niederspannungsnetz

Die eingezeichneten Pfeile stellen die Kundenanschlüsse dar, welche in dieser Arbeit vorwiegend Haushalte sind, im allgemeinen aber auch Industrie und Großkunden symbolisieren können. Da sich Niederspannungsnetze stark voneinander unterscheiden, sollte ein Ersatzschaltbild gewählt werden, welches alle möglichen Topologien (städtische, ländliche Netze und Mischformen) abbildet.

#### 3.2.2 Ersatzschaltbilder

Für die in Abbildung 3.1 dargestellte Topologie wurde ein Ersatzschaltbild entworfen, welches gute Rückschlüsse auf die Messdaten des GridMate zulässt.

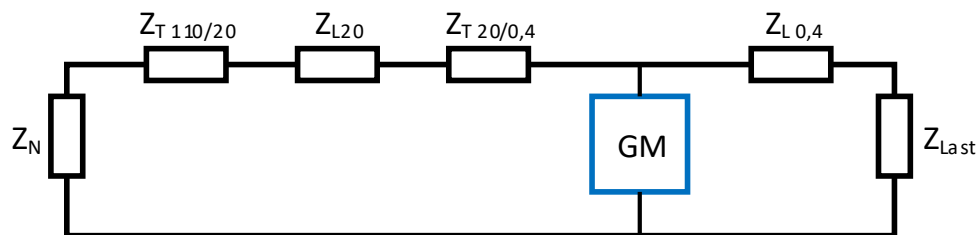


Abbildung 3.2: Gesamtes Ersatzschaltbild

Das in Abbildung 3.2 dargestellte ESB besteht aus

- $Z_N$  Impedanz des Übertragungsnetzes
- $Z_{T110/20}$  Impedanz des 110/20-kV-Transformators

### 3 Methoden und Anwendungen von hochfrequenten Impedanzmessungen

- $Z_{L20}$  Impedanz des 20-kV-Leitungsnetzes
- $Z_{T20/0,4}$  Impedanz des Ortsnetztransformators
- $Z_{L0,4}$  Impedanz des Niederspannungsnetzes
- $Z_{Last}$  Impedanz der Last

Die Impedanz des übergeordneten 110-kV-Netzes wurde im ersten Schritt vernachlässigt, sodass Abbildung 3.3 entsteht. Die Impedanzen vor und die Impedanzen nach dem

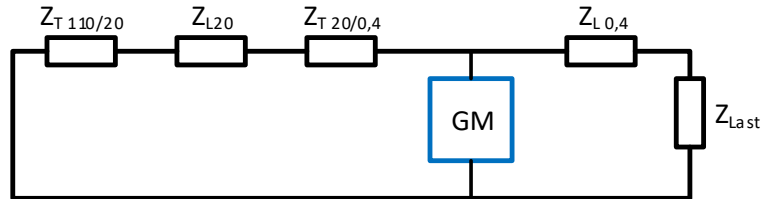


Abbildung 3.3: Reduziertes Ersatzschaltbild 1

GridMate werden zusammengefasst und im Weiteren mit  $Z_{Up}$  für Upstream und  $Z_{Down}$  für Downstream bezeichnet. Die vom GridMate gemessene Impedanz ist die Parallelschaltung von  $Z_{Up}$  und  $Z_{Down}$  und wird als  $Z_{GM}$  bezeichnet (Abbildung 3.5). Durch diese Aufteilung enthält  $Z_{Down}$  nur gesuchte Größen und  $Z_{Up}$  die Netzgrößen, die zum Großteil bekannt sind.

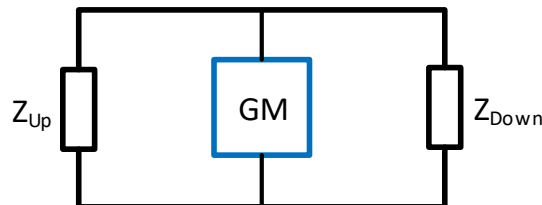


Abbildung 3.4: Reduziertes Ersatzschaltbild 2

Da die Impedanz des Transformators und des Mittelspannungsnetzes viel kleiner als die Impedanz der Last ist, ergibt die Parallelschaltung von  $Z_{Up}$  und  $Z_{Down}$  eine sehr kleine 50-Hz-Impedanz. Das heißt auch, dass Änderungen der Verbraucherlast und somit der Lastimpedanz bis zur Resonanzstelle des Parallelschwingkreises nur sehr kleine gemessene Änderungen am GridMate ergeben.

### 3 Methoden und Anwendungen von hochfrequenten Impedanzmessungen

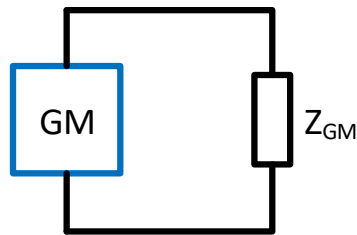


Abbildung 3.5: ESB gemessene Impedanz

#### 3.2.3 Filter

Speist man Ströme mit anderen Frequenzen als der Netzfrequenz ein, muss betrachtet werden, was diese Signale stören kann. Unter anderem können verschiedene Filter zu falschen Messergebnissen führen:

##### Saugkreise

Serienresonanzkreise aus Induktivitäten und Kapazitäten werden als Saugkreise bezeichnet. Diese sind für je eine Frequenz abgestimmt und werden oft als Gruppe für die 5., 7., 11., und 13. Harmonische Oberschwingung eingesetzt (vgl. Kapitel 6.3.3.3 in [14]). Jeder

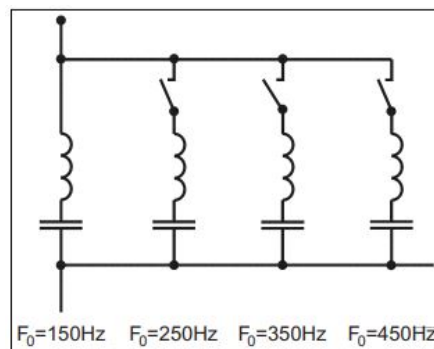


Abbildung 3.6: Saugkreise [15]

Reihenschwingkreis stellt für die Resonanzfrequenz einen Kurzschluss dar, sodass die Oberschwingungsströme abfließen können (vgl. [15]). Für das betrachtete Messsystem bedeutet das, dass das Messsignal durch einen Saugkreis kurzgeschlossen und so die Impedanz des nachfolgenden Netzes nicht mehr gemessen werden kann.

#### EingangsfILTER

Sollen höhere Frequenzen als die Oberschwingungen niedriger Ordnung gedämpft werden, nicht nur um die Rückwirkungen zu verringern sondern auch nachgeschaltene Lasten bestmöglich zu versorgen, werden weitere Filter benötigt (vgl. Kapitel 6.5 in [14]). Diese Filter werden meistens als ein- oder mehrgliedrige LC-Tiefpässe (L-C-Siebketten) realisiert, und dämpfen ab der Grenzfrequenz unerwünschte Signale (vgl. Kapitel 14.6.3 in [14]).

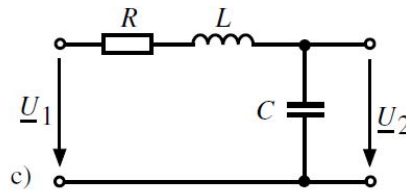


Abbildung 3.7: Tiefpass 2. Ordnung [16]

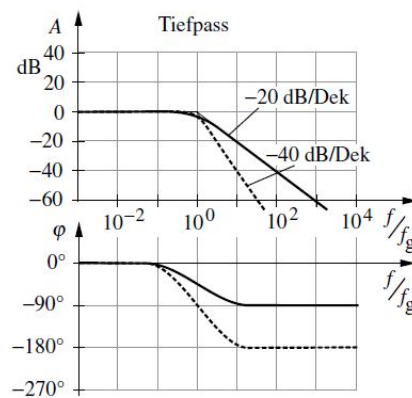


Abbildung 3.8: Bodediagramm Tiefpass [16]

Der in Abbildung 3.7 dargestellte Tiefpass 2. Ordnung weist eine Dämpfung von -40 dB/Dekade auf. Die Grenzfrequenz wird mit

$$f_R = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad (3.1)$$

berechnet. Durch die Vielzahl an elektronischen Schaltungen und den verschiedenen Filterkonstruktionen können hochfrequente Messsignale durch EingangsfILTERkreise beeinflusst werden.



## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

Um eine Aussage über die erwarteten Messwerte des GridMate treffen zu können, wurden ein städtisches und ein ländliches Niederspannungsverteilnetz in LTspice simuliert. Die dazu benötigten Daten wurden von einem Verteilnetzbetreiber zur Verfügung gestellt. Nachfolgend werden die Berechnungsschritte für Transformatoren und Lasten angeführt, bevor die Simulationsergebnisse präsentiert werden.

### 4.1 Netzdaten

#### 4.1.1 Transformatoren

Für die Transformatoren wurde das Längersatzschaltbild gewählt, welches sich aus der Serienschaltung von  $R_T$  und  $L_T$  zusammensetzt. Als Bezugsspannungsebene wurde die Niederspannung gewählt, da so die Messergebnisse direkt mit den Simulationsergebnissen verglichen werden können. Am Beispiel des 630 kVA Transformators werden die Ersatzschaltbildparameter berechnet, die Datenblätter der Transformatoren sind im Anhang enthalten.

- Leistung  $S_N = 630 \text{ kVA}$
- Kurzschlussspannung  $u_k = 4,06 \%$
- Lastverluste  $P_k = 2570 \text{ W}$

Aus den Lastverlusten wird  $u_R$  berechnet:

$$u_R = \frac{P_k}{S_n} = \frac{2570 \text{ W}}{630 \text{ kVA}} = 0,41\% \quad (4.1)$$

Mit bekanntem  $u_k$  und  $u_R$  kann  $u_x$  berechnet werden und in weiterer Folge  $R_T$ ,  $X_T$  und  $L_T$ .

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

$$u_x = \sqrt{u_k^2 - u_R^2} = \sqrt{4,06^2 - 0,41^2} = 4,03 \% \quad (4.2)$$

$$R_T = u_R \frac{U_N^2}{S_N} = 0,41 \% \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{630 \text{ kVA}} = 1,03 \text{ m}\Omega \quad (4.3)$$

$$X_T = u_x \frac{U_N^2}{S_N} = 4,03 \% \cdot \frac{(400 \text{ V})^2}{630 \text{ kVA}} = 10,3 \text{ m}\Omega \quad (4.4)$$

$$L_T = \frac{X_T}{2\pi f} = \frac{10,3 \text{ m}\Omega}{2\pi 50 \text{ Hz}} = 32,7 \mu\text{H} \quad (4.5)$$

Der 160 kVA und der 32 MVA Transformator wurden analog hierzu berechnet. Die Ersatzschaltbildparameter der Transformatoren sind in Tabelle 4.1 aufgelistet.

Nennleistung	$R_T$	$X_T$
kVA	m $\Omega$	m $\Omega$
160	6,11	39,5
630	1,03	10,3
32000	0,015	0,63

Tabelle 4.1: Transformatordaten

Wie in [17] beschrieben, weisen Lasten, Transformatoren, Kabel und Freileitungen aufgrund des Skin- und Proximityeffekts ein frequenzabhängiges Verhalten auf. Da die Wirk- und Blindwiderstände stark variieren, können diese Elemente im Allgemeinen nicht mit ihrer 50 Hz Ersatzschaltung bei höheren Frequenzen simuliert werden. Eine Möglichkeit dieses Verhalten der Transformatoren in LTspice zu simulieren ist, die Impedanz als Funktion der Frequenz als Laplacetransformierte in der Bauteilbeschreibung anzugeben. Für die ersten Versuche wurden die Kurven von  $R_T$  und  $X_T$  stark vereinfacht als Geraden dargestellt. In der einfachsten Form sieht die Gleichung der Geraden wie folgt aus:

$$R = 1 \text{ LAPLACE } 2 \cdot \pi / k / \text{abs}(s) \quad (4.6)$$

Für die Steigungen  $k$  der Geraden wurden in der Simulation verschiedene Werte aus [17] gewählt, um auch die Auswirkungen dieser Unbekannten untersuchen zu können. Da die Änderung der Induktivität bei der betrachteten Leistungsklasse der Niederspannungstransformatoren sehr klein ist, wurde auch diese vernachlässigt.

### 4.1.2 Leitungen

Für die Leitungen wurde das  $\Pi$ -Ersatzschaltbild gewählt. Die R und X Leitungsbeläge für Freileitungen, Mittel- und Niederspannungskabel wurden vom VNB zur Verfügung

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

Typ	Querschnitt in mm <sup>2</sup>	C' in $\mu\text{F}/\text{km}$	Quelle
NSP	-	0,4	[18]
A2YHC2Y	3x150	0,254	[19]
NA2XS(F)2Y	3x95	0,21	[20]
N2XS(F)2Y	3x300	0,33	[20]
ALD	3x50; 3x150	0,009	[21]

Tabelle 4.2: Leitungsdaten

gestellt, die Kapazitätsbeläge durch Recherche ermittelt. Die Kapazitätsbeläge für die verwendeten Leitungen sind in Tabelle 4.2 aufgeführt.

ALD bezeichnet eine häufig verwendete Freileitung und NSP Niederspannungsleitungen, bei denen aufgrund von fehlenden Daten ein Kapazitätswert für alle Querschnitte angenommen wurde.

Da in der Mittelspannungsebene in ruralen Gebieten der Großteil der Leitungen erdverlegt ist und durch die Summe der Kabel beträchtliche Kapazitäten auftreten können, wurde auch ein verzweigtes Mittelspannungsnetz aufgebaut. Verschiedene Kabeltypen und -längen wurden am 110/20-kV-Transformator parallel zum untersuchten Niederspannungsnetz angeschlossen. In der Simulation wurden die Lasten in diesem Netz variiert, sowie das komplette Mittelspannungsnetz zu- bzw. weggeschaltet, um die Einflüsse dieses Netzes auf die Messung zu untersuchen. Die Ergebnisse hierzu folgen in Kapitel 4.3.2.

### 4.1.3 Lasten

Das frequenzabhängige Verhalten von Lasten wird in [17] ausführlich beschrieben. An dieser Stelle soll nur kurz auf Lasten eingegangen werden, die oft in Kombination mit Filtern aus Kapitel 3.2.3 auftreten.

### Stromrichter

Stromrichter übertragen elektrische Energie zwischen Systemen mit unterschiedlicher Spannung, Phasenzahl, Impedanz etc. und haben daher ein breites Anwendungsfeld im Bereich von Netzkupplungen, Antriebstechniken, Blindleistungskompensationen, Netzteilen, Vorschaltgeräten von Beleuchtung uvm. (vgl. [22]). Diese Schaltungen verursachen Netzzrückwirkungen, die zu Verlusten und zur Minderung der Spannungsqualität führen können. Deshalb sind Schaltungen im Bezug auf ihre elektromagnetische Verträglichkeit in der EN 61000 reglementiert. Um diese Richtlinien einhalten zu können, verfügen viele Stromrichter über Maßnahmen, um Netzzrückwirkungen zu vermindern. Das kann

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

durch passive Maßnahmen wie Filterung, Saugkreisen oder passiver Power Factor Correction(PFC), oder durch aktive Eingriffe wie aktive PFC oder spezieller Betrieb der Schaltung erreicht werden. Im folgenden Teil soll das Verhalten dieser Schaltungen bei höheren Frequenzen theoretisch betrachtet werden.

**Gleichrichter:** Gleichrichterschaltungen werden zwar zunehmend von brückenlosen Schaltungen verdrängt, sind in Unterhaltungselektronik aber noch weit verbreitet. Strom fließt nur in die Schaltung, wenn die Netzspannung größer als die Zwischenkreisspannung ist. Wie lange dieser Vorgang dauert, hängt von der Kapazität des Zwischenkreiskondensators und der Entladegeschwindigkeit ab. Das Frequenzverhalten von Gleichrichterschaltungen lässt sich lt. [23] mit

$$\underline{Z}_\nu \approx \frac{1}{\tau} \underline{Z}_{\nu g} \quad (4.7)$$

berechnen, wenn die Periodendauer der Oberschwingung unter der Stromflussdauer liegt, wobei  $\nu$  die Oberschwindungsordnung und  $\underline{Z}_{\nu g}$  die  $\nu$ -te Oberschwindungsimpedanz der Last auf der Gleichspannungsseite angibt.  $\tau$  gibt die relative Stromflussdauer an, welche vom Laststrom, Induktivitäten und Kapazitäten auf der Gleichstromseite abhängt.

**Gesteuerte Umrichter:** Unter gesteuerten Stromrichtern werden Schaltungen zusammengefasst, welche die Ausgangsgröße durch getaktetes Ein- und Ausschalten von Thyristoren, GTOs, IGBTs, MOSFETs etc. bestimmen. Ein generelles Frequenzverhalten zu bestimmen ist kaum möglich, da die Impedanz vom Tastverhältnis des Stromrichters abhängt. Bei zusätzlicher aktiver PFC wird dieses auch noch angepasst, damit die Netzhückwirkungen in den genormten Grenzen liegen. Deswegen wird oft idealisierend eine unendlich große Glättungsinduktivität im Gleichstromzwischenkreis angenommen. Dadurch kann die Impedanz eines 3-phasigen Stromrichters näherungsweise mit

$$\underline{Z}_\nu \approx \sqrt{3} \underline{Z}_{\nu g} \quad (4.8)$$

berechnet (vgl. [23]). Für einphasige Stromrichter, wie sie in Netzteilen etc. vorkommen gilt das selbe Verhalten wie für Gleichrichter, nur wird hier  $\tau$  aktiv geregelt.

### Elektrische Verbraucher als Parallelschwingkreise

Das Frequenzverhalten der Last wird in der Literatur häufig durch RLC-Schwingkreise dargestellt. In [24] wird das Ersatzschaltbild als Serie von R und L parallel zu C modelliert, in dieser Arbeit wurde die Last ebenfalls in dieser Art, wie in Abbildung 4.1 dargestellt,

#### 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

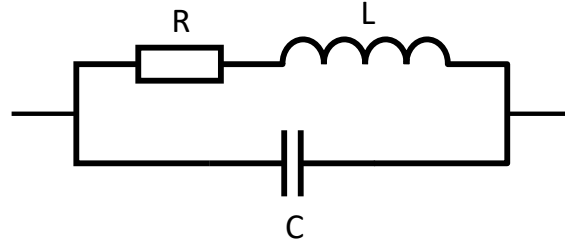


Abbildung 4.1: RLC Last

simuliert. Im folgenden wird die Resonanzfrequenz für dieses Modell in Anlehnung an [25] berechnet.

Bei der Betrachtung des Parallelschwingkreises wird zuerst die Admittanz berechnet:

$$\underline{Y}(j\omega) = j\omega C + \frac{1}{R + j\omega L} \quad (4.9)$$

$$= \frac{R}{R^2 + \omega^2 L^2} + j \left( \omega C - \frac{\omega L}{R^2 + \omega^2 L^2} \right) \quad (4.10)$$

Im Resonanzfall wird der Imaginärteil der Admittanz null und es kommt zu einem Spannungsmaximum bzw. zu einem Maximum der Impedanz und einem Minimum der Admittanz:

$$\Im(\underline{Y}(j\omega_R)) = 0 \quad (4.11)$$

$$\omega_R C - \frac{\omega_R L}{R^2 + \omega_R^2 L^2} = 0 \quad (4.12)$$

$$\omega_R = \sqrt{\frac{1}{LC} - \left(\frac{R}{L}\right)^2} \quad (4.13)$$

Die Resonanzstelle kann noch weiter charakterisiert werden: Hierzu werden die Bandbreite, relative Bandbreite und Güte lt. [25] und [26] berechnet: Die Bandbreite des Schwingkreises ist die Differenz der Grenzfrequenzen bei -3 dB der Amplitude des Maximalwertes der Impedanz bei Resonanz.

$$B = \omega'' - \omega' \quad (4.14)$$

Erweitert man diese Gleichung um die Resonanzkreisfrequenz erhält man die relative Bandbreite

$$B_{rel} = \frac{\omega'' - \omega'}{\omega_R} \quad (4.15)$$

#### 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

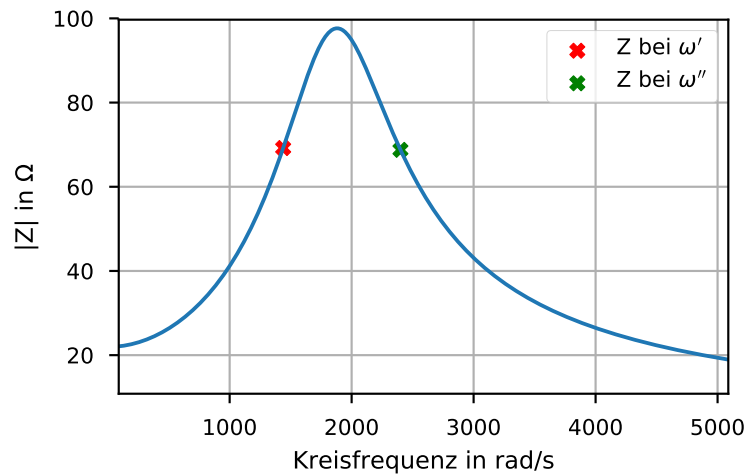


Abbildung 4.2: Schwingkreis

Die Schwingkreisgüte kann als Kehrwert der relativen Bandbreite geschrieben werden:

$$Q = \frac{\omega_R}{\omega'' - \omega'} = \frac{1}{B_{rel}} \quad (4.16)$$

Der in Abbildung 4.1 gezeigte Schwingkreis wurde für Abbildung 4.2 mit den Daten aus [27] parametrisiert:  $R = 21,94 \, \Omega$ ,  $L = 22,95 \, \text{mH}$  und  $C = 12 \, \mu\text{F}$ . Auch die obere und untere Grenzfrequenz sind eingezeichnet. Durch die Vielzahl von verschiedenen Lasten in Kombination mit anderen Netzelementen treten mehrere Schwingkreise und somit mehrere Resonanzstellen im Netz auf.

Als Berechnungsgrundlage für die Ersatzschaltbildparameter der betrachteten Netze und den betrachteten Lastfällen dienen wieder Daten des Verteilnetzbetreibers. Mit der bekannten Wirkleistung  $P$  und Leistungsfaktor  $\cos(\varphi)$  können  $R$  und  $L$  berechnet werden. Da der Zusammenhang zwischen Leistung und vorhandener Kapazität noch nicht genau bekannt ist, wurde durch die Knotenleistungen auf eine Anzahl von Einfamilienhäusern zurückgerechnet und so die Anfangskapazitätswerte gewählt, welche in der Simulation dann variiert wurden. Folgende Daten sind bekannt:

- Leistung  $P_L$  an den Knoten
- Leistungsfaktor  $\cos(\varphi)$

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

$$S_L = \frac{P_L}{\cos(\varphi)} \quad (4.17)$$

$$Q_L = S_L \cdot \sin(\varphi) \quad (4.18)$$

$$R = \frac{U_N^2}{P_L} \quad (4.19)$$

$$L = \frac{U_N^2}{Q_L \cdot 2\pi f} \quad (4.20)$$

Der Prototyp des GridMate wird zwar nur einphasig angeschlossen, im Zuge der weiteren Entwicklung soll aber auf eine 3-phasige, symmetrische Messung umgestellt werden. Daher wurde nur das Mitsystem simuliert, was zwar für die einphasige Betrachtung nicht ganz korrekt ist, da man das Null- und Gegensystem vernachlässigt, qualitativ aber nicht viel Unterschied bedeutet.

### 4.2 Aufbau der Simulationsumgebung

Mit den bekannten Trafo-, Leitungs- und Lastdaten wurden in LTspice zwei Verteilnetze aufgebaut. Abbildung 4.3 zeigt das ländliche Verteilnetz ab der Niederspannungssammelschiene des Transformators mit Lasten schematisch dargestellt. Diese Darstellung wurde mit *yEd Live* von *yWorks* erstellt.

Die Umsetzung in LTspice ist in den Abbildungen 4.4 und 4.5 dargestellt. Um die Simulation übersichtlich zu gestalten, sind die Lasten über Labels mit dem Netz verbunden.

Im Vergleich zum ländlichen Netz zeigt Abbildung 4.6 eine Darstellung eines städtischen (urbanen) Niederspannungsnetzes. Die Unterschiede liegen hier unter anderem bei den Leitungslängen, der Anzahl und Größe der Lasten und vorhandenen Ringleitungen (z.B. bei den Knoten K11, K17 und K28). Der Anteil von Freileitungen und Kabeln der zwei Netze ist in Tabelle 4.3 ersichtlich. Der Aufbau des urbanen Netzes in LTspice ist analog zum ländlichen Netz in Abbildung 4.4.

Netztyp	Gesamtlänge	Freileitungen	Kabellänge
-	m	m	m
Urban	1156	167	989
Rural	1759	1749	10

Tabelle 4.3: Leitungslängen

Nach dem Aufbau der Simulationsumgebung wurde zur Kontrolle der Plausibilität eine nicht-lineare Simulation im Zeitbereich durchgeführt, bei der die Gesamtleistung

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

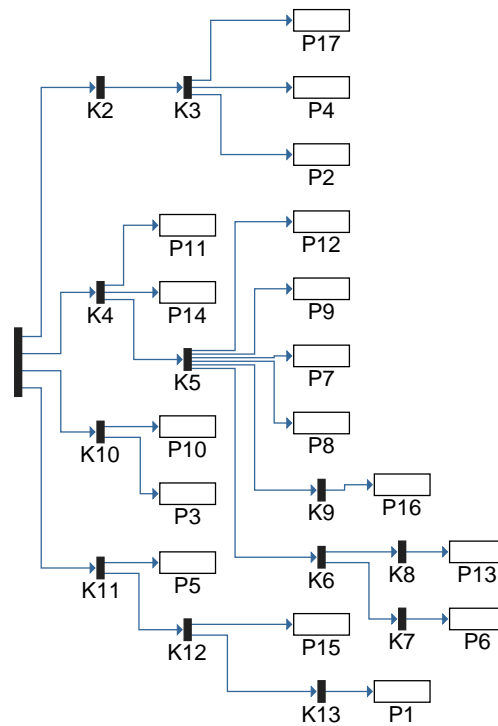


Abbildung 4.3: Graph Landnetz

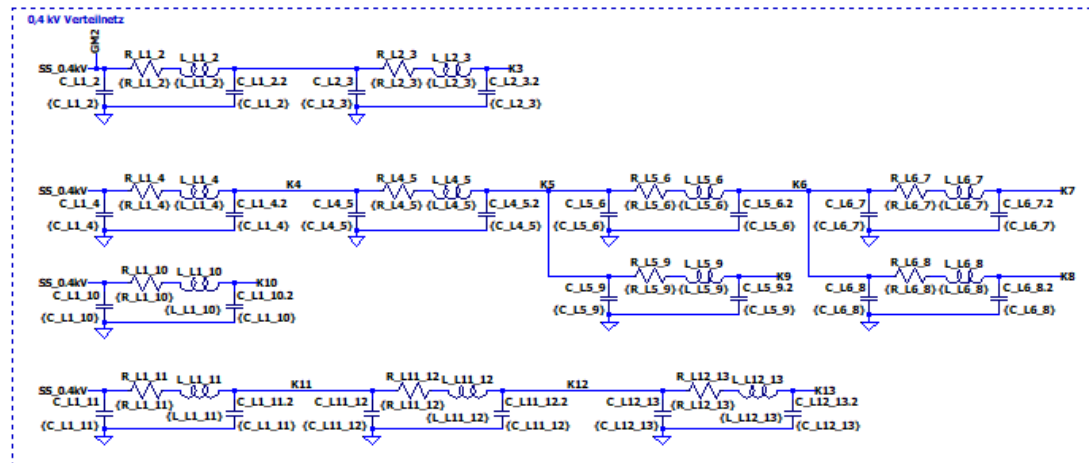


Abbildung 4.4: Niederspannungsnetz Land



## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

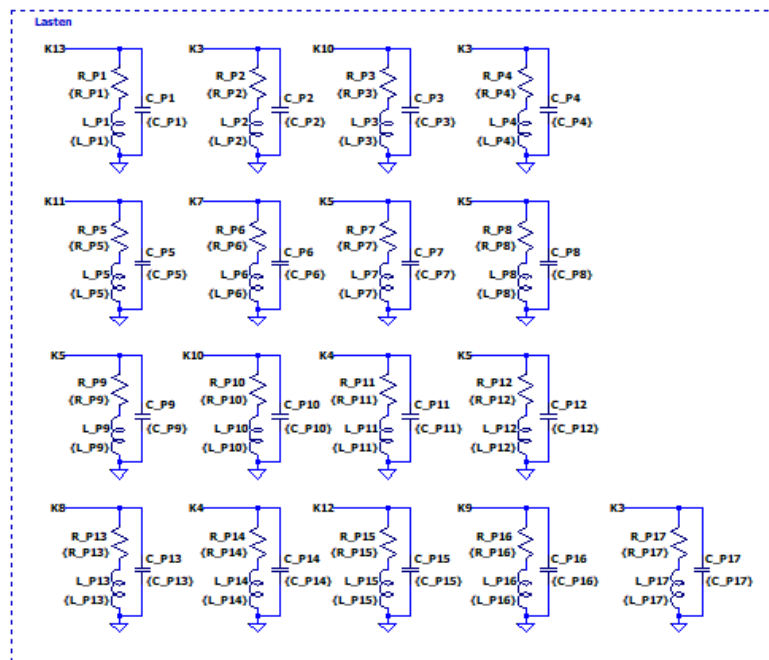


Abbildung 4.5: Niederspannungsnetz Lasten Land

und Leistungsfaktor gemessen und berechnet wurden. Da die Werte mit denen des Verteilnetzbetreibers übereinstimmten, wurden danach die Analysen im Frequenzbereich durchgeführt. Betrachtet wurde ein Bereich von 50 Hz bis 5 kHz, die Auflösung in diesem Bereich wurde je nach Ziel der Auswertung angepasst. Der zugehörige Befehl in LTspice lautet *.ac lin 3000 50 5k*.

- *.ac*: Analyse im Frequenzbereich
- *lin*: lineare Simulation
- 3000: Anzahl der Messpunkte
- 50: Startfrequenz in Hz
- 5k: Endfrequenz in Hz

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

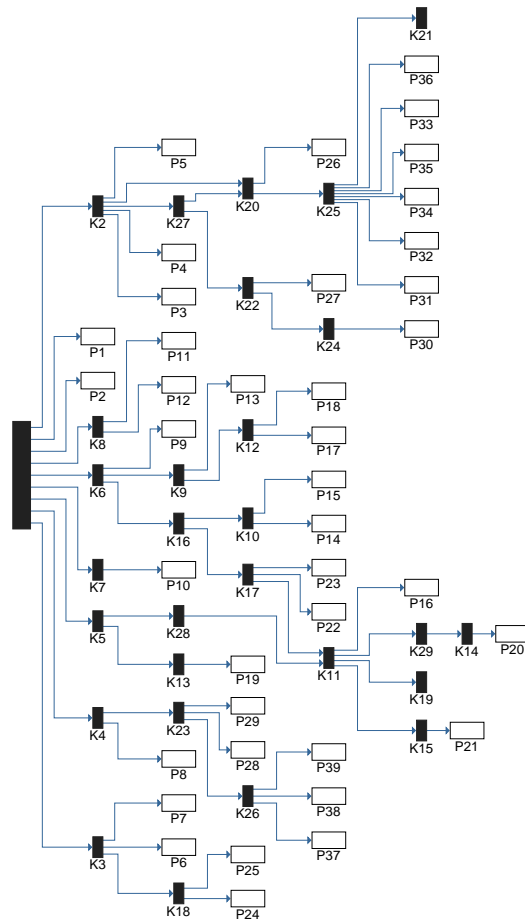


Abbildung 4.6: Graph Stadtnetz

### 4.3 Simulationsergebnisse

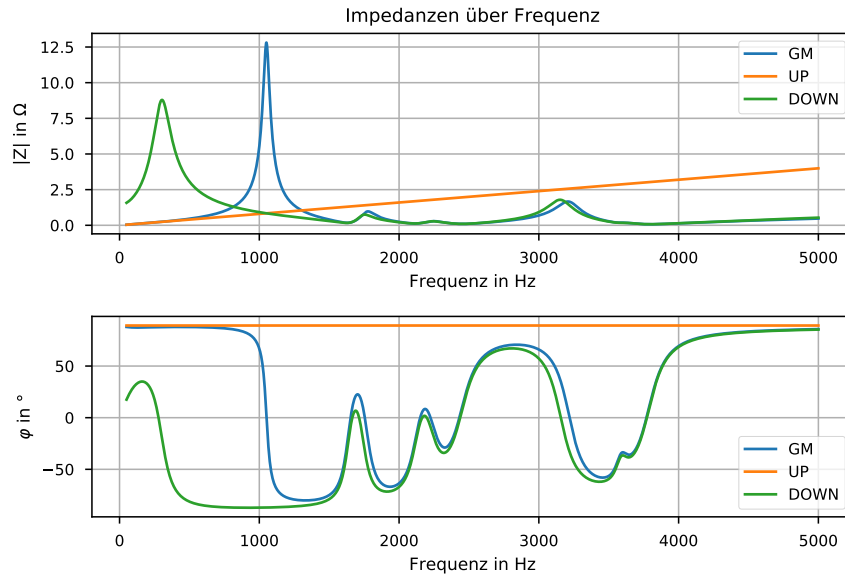


Abbildung 4.7: Impedanzen Landnetz

Zu Beginn wurde das rurale Netz bei Vollast betrachtet. In Abbildung 4.7 ist der Verlauf von  $Z_{GM}$ ,  $Z_{DOWN}$  und  $Z_{UP}$  über der Frequenz dargestellt. In der Netzimpedanz  $Z_{UP}$  wurde, wie in Kapitel 4.1.1 beschrieben, die Nichtlinearität der Transformatorimpedanzen nur durch den frequenzabhängigen Widerstand berücksichtigt. Wie erwartet treten durch die Schwingkreise Resonanzstellen auf. Die Lastimpedanz  $Z_{DOWN}$  weist eine erste Resonanzstelle im Bereich von 300-400 Hz auf. Bis zu einer Frequenz von ca. 1000 Hz ist die Impedanz der Last größer als die Netzimpedanz, daher hat die Lastimpedanz kaum Auswirkungen auf die gemessene GridMate Impedanz. Bei der ersten Resonanzstelle bei ca. 1000 Hz erfolgt eine Phasendrehung und der Betrag der GridMate Impedanz nähert sich dem der Lastimpedanz an. Es treten noch weitere Resonanzen auf, die aufgrund von weiteren Kombinationen der Ersatzschaltbildparameter entstehen, jedoch ist keine mehr so ausgeprägt.

Zur leichteren Betrachtung sind die Verläufe von  $Z_{DOWN}$  und  $Z_{GM}$  im Folgendem in separaten Diagrammen dargestellt. Zunächst wurde eine Lastvariation durchgeführt, bei der die Leistung der einzelnen Knoten in 10% Schritten von 50% auf 100% gesteigert wurde.

Abbildung 4.8 zeigt wie erwartet, dass die 50-Hz-Impedanz der Last mit steigender Leistung sinkt. Die erste Resonanzstelle bleibt bei der gleichen Frequenz, anschließend weichen die weiteren Resonanzfrequenzen voneinander ab. Im Verlauf von  $Z_{GM}$  erkennt

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

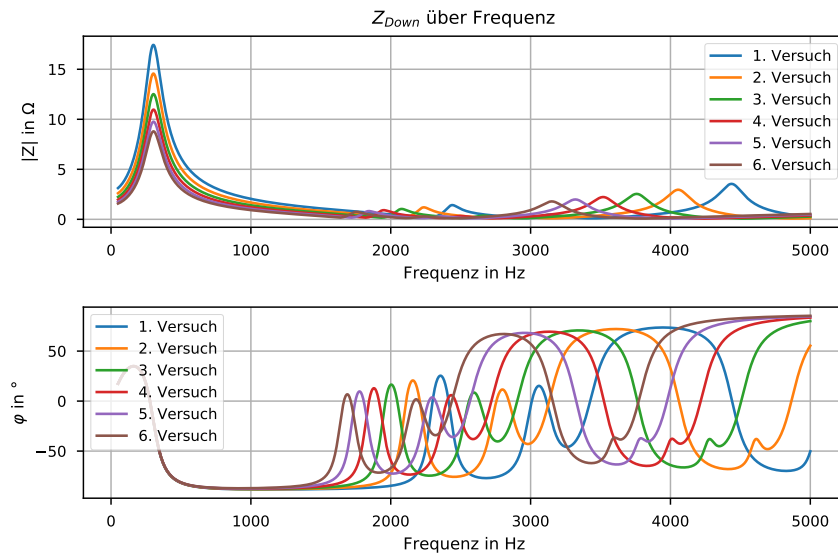


Abbildung 4.8: Landnetz Lastvariation  $Z_{DOWN}$

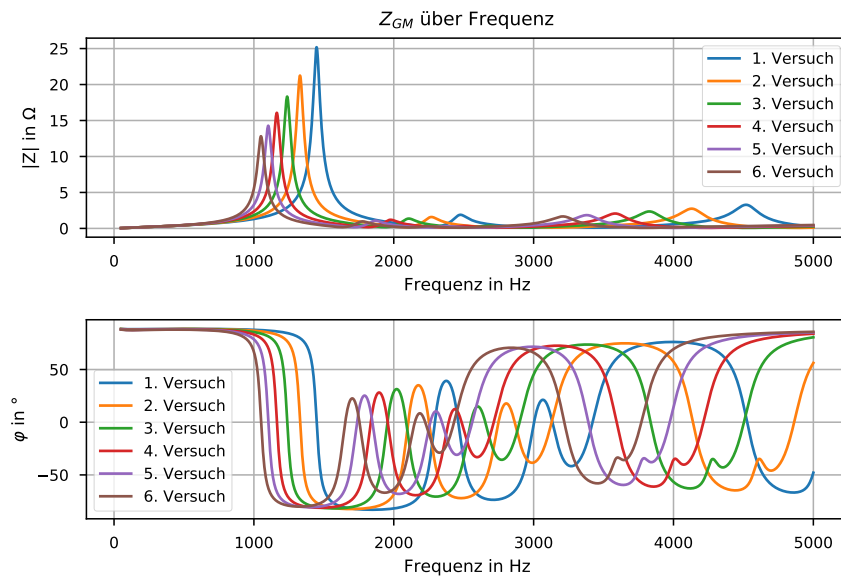


Abbildung 4.9: Landnetz Lastvariation  $Z_{GM}$

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

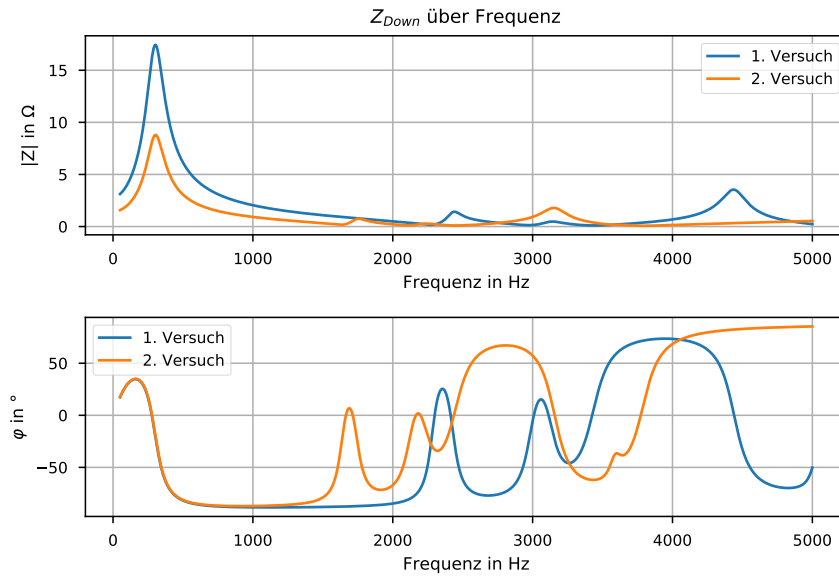


Abbildung 4.10: Landnetz Voll- und Halblast  $Z_{DOWN}$

man, dass es bei 50 Hz kaum eine Veränderung gibt, obwohl sich die Last von Halb- auf Vollast ändert. Die Resonanzfrequenz bleibt nicht konstant sondern ändert sich trotz linearer Leistungsänderung nicht-linear. In den Abbildungen 4.10 und 4.11 sind die 50 % und 100% Kurven noch einmal dargestellt. Bei  $Z_{DOWN}$  ist im Verlauf des Phasenwinkels zu sehen, dass der 50 Hz Wert konstant bei  $18^\circ$  liegt, was einem  $\cos(\varphi)$  von 0,95 entspricht. Durch diese Diagramme ist auch ersichtlich, dass die Resonanzstelle tageszeitabhängig ist.

Wie bereits ausgeführt, sind die Kapazitätswerte für Lasten noch wenig erforscht. Daher wurde auch die Abhängigkeit der Impedanzverläufe von den Lastkapazitäten durch eine Kapazitätsvariation in den Abbildungen 4.12 und 4.13 dargestellt. Im Unterschied zur Lastvariation ändert sich bei der Lastimpedanz nicht nur der Betrag der Impedanz, sondern auch die Resonanzfrequenz.

Diese Versuche zeigen, dass die Idee einer einzelnen Messung im Bereich zwischen 50 Hz und 5000 Hz einige Probleme aufweist: Bei niedrigen Frequenzen ist die Messdifferenz der GridMate Impedanz sehr klein, sodass eine hoch präzise Messung notwendig wäre. Die Änderung in ruralen Netz beträgt zwischen Voll- und Halblast ca.  $0,01 \text{ m}\Omega$ , eine Größe, die im Rauschen und durch Messungenauigkeiten kaum zu erfassen ist. Wie Abbildung 4.13 zeigt, führen Änderungen der Kapazitäten zur Verschiebung der Resonanzfrequenz, d.h. durch eine steigende Anzahl von elektronischen Geräten, Photovoltaik und Verkabelung ändert sich die Beziehung zwischen  $Z_{GM}$  bei einer bestimmten Messfrequenz und

#### 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

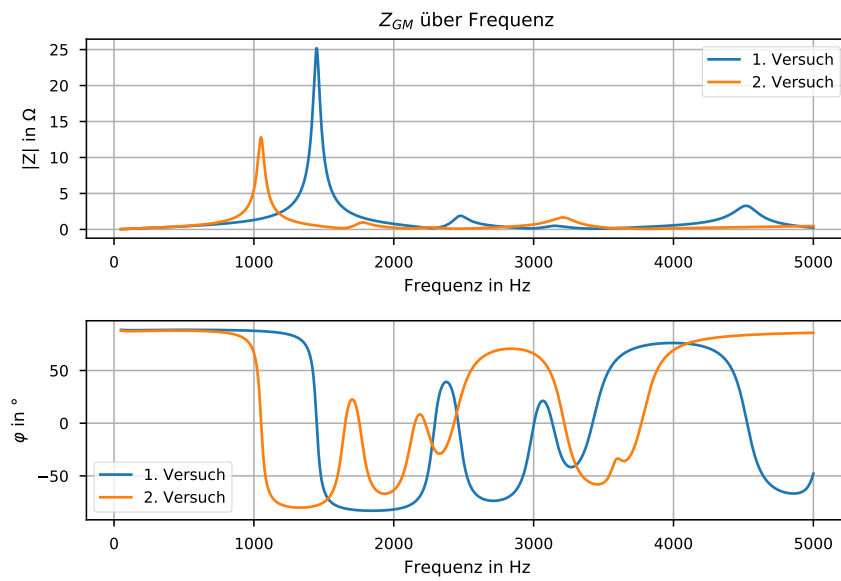


Abbildung 4.11: Landnetz Voll- und Halblast  $Z_{GM}$

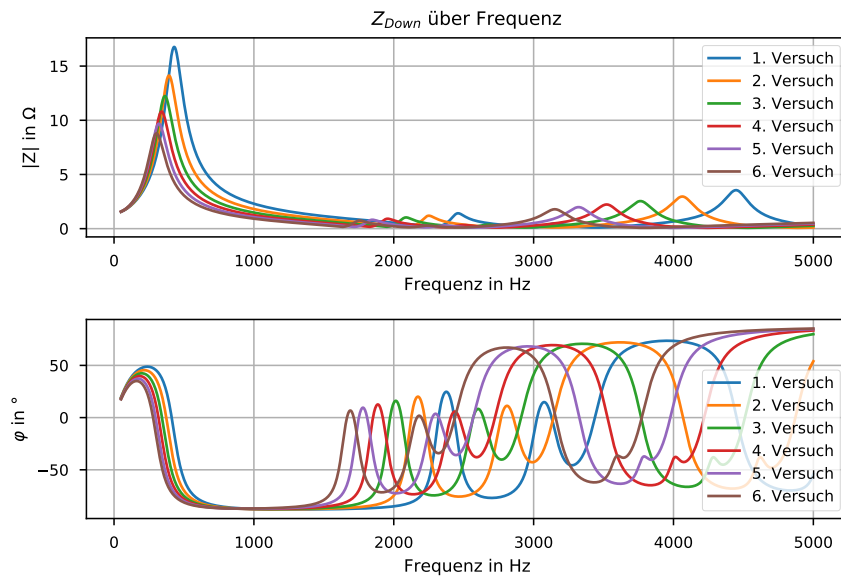


Abbildung 4.12: Landnetz Kapazitätsvariation  $Z_{DOWN}$

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

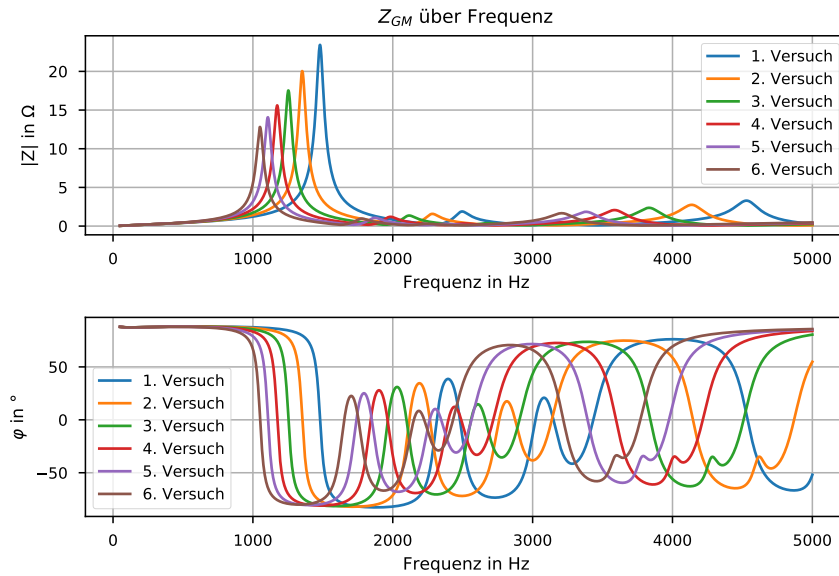


Abbildung 4.13: Landnetz Kapazitätsvariation  $Z_{GM}$

der 50 Hz Lastimpedanz.

Wählt man die Messfrequenz höher als die erste Resonanzfrequenz, ist der Einfluss der Netzimpedanz zwar geringer, da diese aber stark nichtlinear ist, kann diese nicht mehr einfach separiert werden, ohne genauere Daten über das Frequenzverhalten der eingesetzten Betriebsmittel miteinzubeziehen. Des weiteren kann man auch hier nicht mit Bestimmtheit sagen, ob nicht an einer weiteren Resonanzstelle gemessen wurde und es besteht auch kein linearer Zusammenhang zu den 50-Hz-Impedanzen von  $Z_{GM}$  oder  $Z_{DOWN}$ . Eine höhere Anzahl an Messfrequenzen löst diese Problematik nur bedingt: Da die Resonanzfrequenzen nicht konstant sind, besteht immer die Möglichkeit, dass eine oder mehrere der Messfrequenzen im Tagesverlauf nahe oder direkt auf einer Resonanzstelle liegen. Ohne Kenntnis der Resonanzfrequenzen ist eine Rückrechnung bzw. die Erstellung eines mathematischen Zusammenhanges zwischen den Messfrequenzen und der 50-Hz-Impedanzen kaum möglich.

Den bisherigen Versuchen liegt ein linearer Zusammenhang zwischen Verbraucherleistung und Ersatzschaltbildparametern zugrunde. Das ist nur bedingt richtig, denn steigende Verbraucherleistungen bedeutet nicht immer eine steigende Anzahl von Kapazitäten im Netz. Ohm'sche Lasten wie Heizungen oder ohm'sch-induktive Lasten wie große Motoren ändern den Kapazitätswert nicht, durch Filter in Photovoltaik-Umrichtern sind aber wiederum zusätzlich zu Kabelkapazitäten auch Filterkapazitäten immer am Netz. Zur Nachbildung dieses Verhaltens wurde in LTSpice eine Monte Carlo Simulation durchgeführt, bei der für die Kapazitätswerte der Lastersatzschaltung ein Toleranzband angegeben wurde.

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

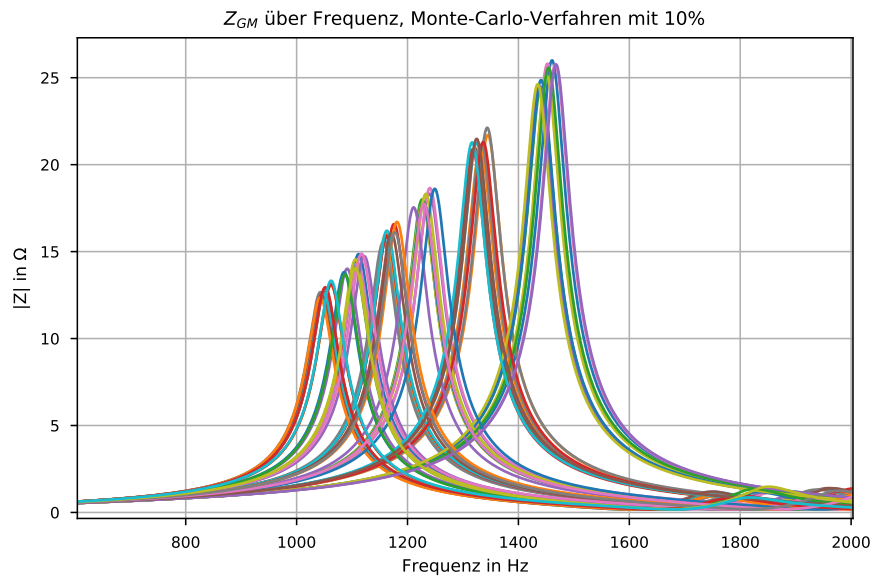


Abbildung 4.14: GridMate Impedanz mit Monte Carlo Verfahren

Dadurch bleibt einerseits ein Zusammenhang zwischen Leistung und Kapazität bestehen, andererseits sind dadurch auch Kapazitätssprünge bei Leistungsänderungen möglich.

Abbildung 4.14 zeigt eine Monte-Carlo-Simulation der Kapazitätswerte, bei der jeder Lastkapazität ein Toleranzband von 10% gegeben wurde, während die Last von 50% auf 100% gesteigert wurde. Durch diese Toleranz entsteht um die jeweiligen Resonanzstellen ein Bereich, in welchem sich die Resonanzstelle befindet.

Deutlicher ist dies in Abbildung 4.15 zu sehen: Durch das Toleranzband der Kapazitäten nimmt die Resonanzfrequenz mit steigender Leistung zwar immer noch ab, jedoch ist dieses Verhalten nicht mehr linear, es entsteht ein Frequenzband, in welchem die Resonanzstelle zu liegen kommt. Daher ist eine Voraussage über die Resonanzfrequenz im Tagesverlauf kaum möglich.



## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

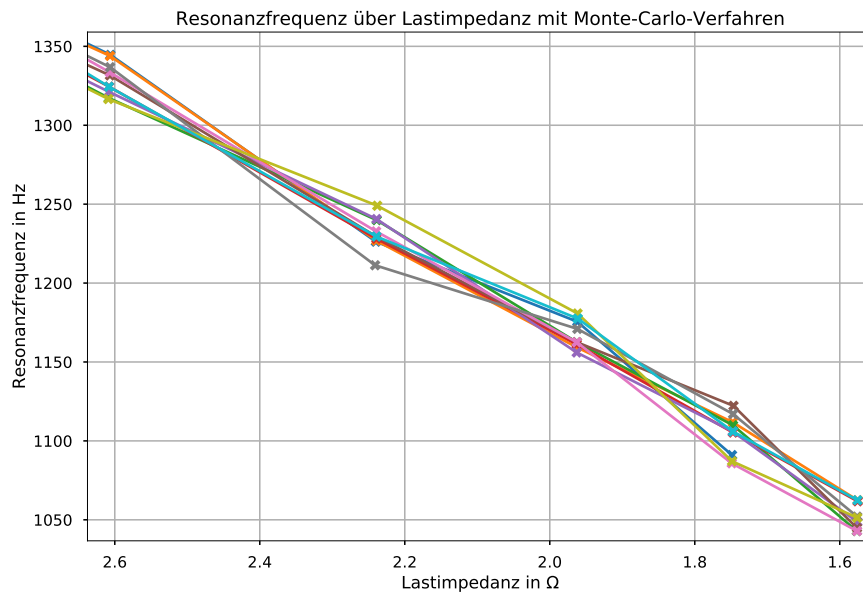


Abbildung 4.15: Verlauf der Resonanzfrequenz mit Monte Carlo Verfahren

### 4.3.1 Vergleich von Netzen

Die bisherigen Simulationen wurden für das ländliche Verteilnetz durchgeführt. Die folgenden Diagramme sollen nun ein ländliches(rurales) und ein urbanes Netz miteinander vergleichen. Werden beide Netze mit der jeweiligen Volllast betrieben (Abbildung 4.16 und 4.17), d.h. das urbane Netz mit rund 412 kW und das rurale mit 117 kW, so ist dieser Leistungsunterschied im Verlauf der Lastimpedanz klar ersichtlich: Die 50-Hz-Impedanz der Last ist im urbanen Netz wie erwartet deutlich kleiner. Die Phasenwinkel bei 50 Hz sind annähernd gleich, was wieder auf die Plausibilität der Simulation schließen lässt. Betrachtet man nun den Verlauf der gemessenen GridMate Impedanz  $Z_{GM}$ , so erkennt man sehr ähnliche Verläufe, die erste Resonanzstelle ist im gleichen Frequenzbereich und hat auch eine ähnliche Höhe. Im Phasenwinkel ist jedoch zu sehen, dass die weiteren Resonanzen des urbanen Netzes bei höheren Frequenzen liegen. Betreibt man nun das urbane Netz mit einer geringen Last, sodass die Verbraucherlasten der beiden betrachteten Netze annähernd gleich sind, erkennt man in den Abbildungen 4.18 und 4.19 folgendes Verhalten: Die Lastimpedanz ist bei Frequenzen bis 1500 Hz beinahe identisch, danach treten Unterschiede durch die verschiedenen Schwingkreise auf. Bei der GridMate Impedanz ist aber ein gänzlich anderer Verlauf zu erkennen (Abbildung 4.19). Die erste Resonanzfrequenz des urbanen Netzes liegt bei etwas mehr als der doppelten Frequenz und ist um vieles größer. Hier nimmt unter anderem die Größe des Transformators Einfluss.

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

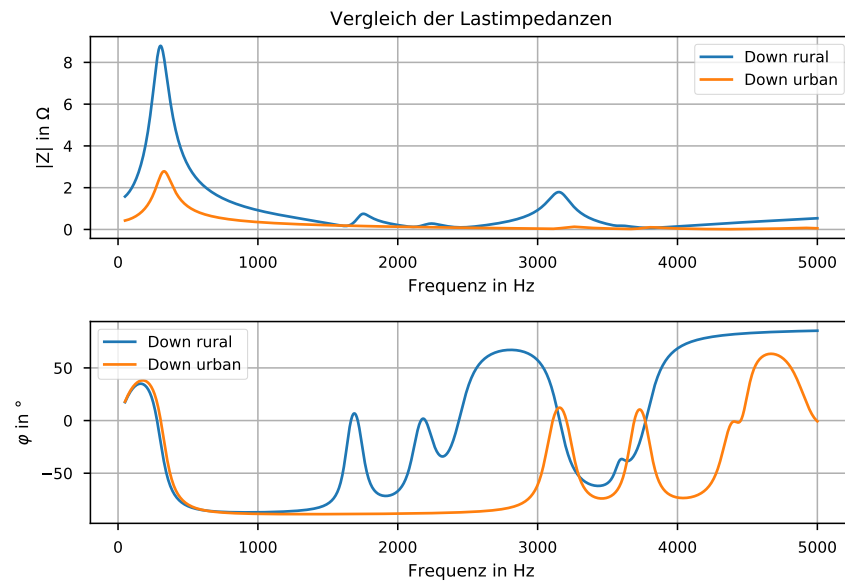


Abbildung 4.16: Vergleich  $Z_{DOWN}$  urban und rural bei Vollast

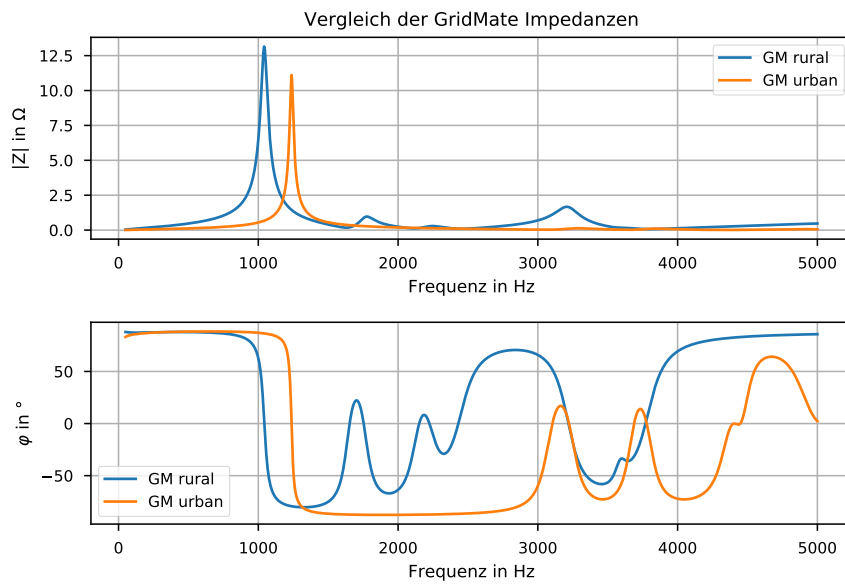


Abbildung 4.17: Vergleich  $Z_{GM}$  urban und rural bei Vollast

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

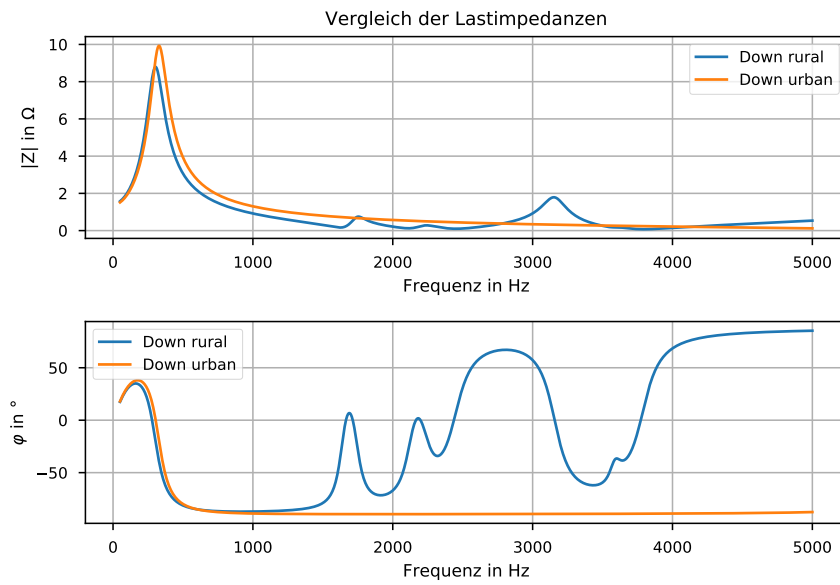


Abbildung 4.18: Vergleich  $Z_{DOWN}$  urban und rural bei Teillast

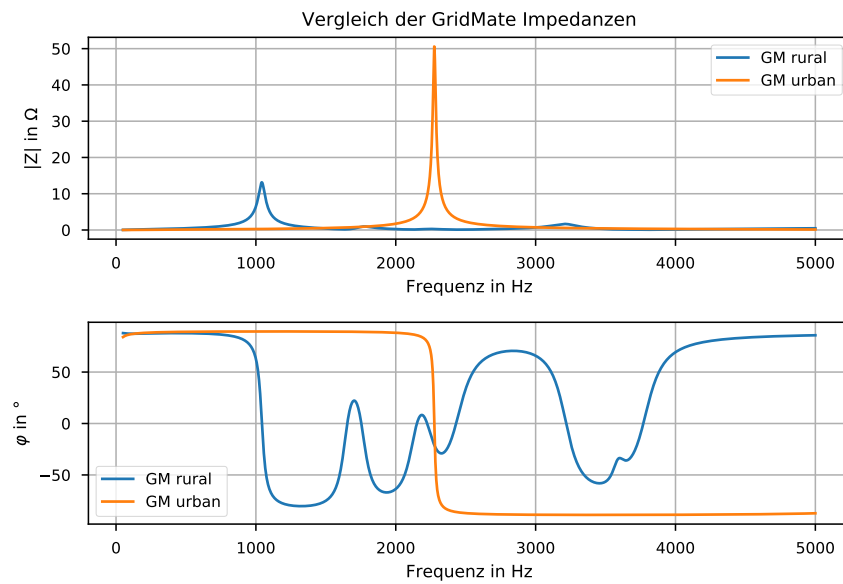


Abbildung 4.19: Vergleich  $Z_{GM}$  urban und rural bei Teillast

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

Mit einer Übersichtsrechnung kann die Resonanzfrequenz des Urbanen Netzes überprüft werden: Die Reaktanz des 630-kVA-Transformators beträgt ca.  $\frac{1}{4}$  der Reaktanz des 160-kVA-Transformators. Vernachlässigt man die Widerstände der Transformatoren, so kann die Resonanzfrequenz mit dem 630 kVA Transformator folgendermaßen berechnet werden:

$$f_{R630} = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_{630}C}} \quad (4.21)$$

$$= \frac{1}{2\pi\sqrt{\frac{1}{4}L_{160}C}} \quad (4.22)$$

$$= \frac{1}{2\pi\frac{1}{2}\sqrt{L_{160}C}} \quad (4.23)$$

$$= \frac{2}{2\pi\sqrt{L_{160}C}} \quad (4.24)$$

$$= 2 \cdot f_{R160} \quad (4.25)$$

Diese vier Diagramme zeigen, dass das Messgerät das zu messende Netz identifizieren müsste, denn bei sehr unterschiedlichen Lasten werden sehr ähnliche Werte gemessen und bei gleichen Lasten im urbanen und ruralen Netz sind die gemessenen Impedanzen verschieden. In weiterer Folge bedeutet das, dass keine mathematische Funktion gefunden werden kann, die einen Rückschluss aus einzelnen Messwerten auf die Lastimpedanz zulässt ohne weitere Charakteristika des untersuchten Netzes miteinzubeziehen.

### 4.3.2 Einfluss der Mittelspannungsebene und Auswirkungen von Änderungen im Netz

Da vor allem in urbanen Gebieten das Mittelspannungsverteilnetz Großteils mit Kabeln umgesetzt ist und diese in Summe eine hohe Kapazität aufweisen können, wurde auch ein Mittelspannungsnetz in die Simulation implementiert. Ausgehend vom 110/20-kV-Transformator wurde mit den Daten eines VNB ein strahlenförmiges Mittelspannungsnetz aufgebaut. An den Leitungsenden wurden Transformatoren und Niederspannungsnetze mit Lasten platziert. In der Simulation wurden dieses Mittelspannungsnetz nun zu- und weggeschaltet sowie die Lasten variiert. Die Impedanz  $Z_{GM}$  wurde dadurch aber kaum beeinflusst. Die Erklärung liegt hier bei einer weiteren Parallelschaltungen: Im Mittelspannungsnetz sind alle Lasten, Leitungen und Transformatoren parallel zueinander, sowie parallel zum 110/20-kV-Transformator, der eine Leistung von 32 MVA hat und bezogen auf die 0,4-kV-Ebene eine Impedanz von 0,6 mΩ aufweist. Einen deutlich größeren Einfluss auf die Impedanz am Messort haben die Ortsnetztransformatoren.

## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

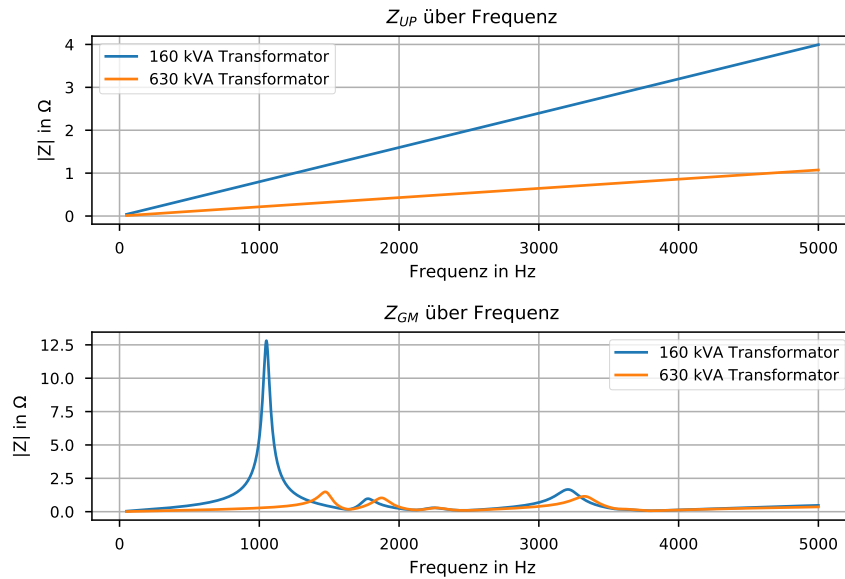


Abbildung 4.20: Vergleich des Transformatoreinflusses

Das rurale Verteilnetz wurde bis jetzt von einem 160-kVA-Transformator versorgt. Wird dieser nun durch einen 630-kVA-Transformator ersetzt, ändert sich zum Einen die Netzimpedanz  $Z_{UP}$ , zum Anderen durch die Parallelschaltung auch die gemessene GridMate Impedanz  $Z_{GM}$ . Wird der Transformator in einem Netz durch einen anderen ersetzt, z.B. wegen Revision oder Ausbauarbeiten, hat das daher direkte Auswirkungen auf die Messgröße. Der Vergleich der beiden Transformatoren in Abbildung 4.20 zeigt, dass die Netzimpedanz wie erwartet beim 630-kVA-Transformator eine geringere Steigung aufweist. Bei  $Z_{GM}$  führt der leistungstärkere Transformator dazu, dass die erste Resonanzstelle stärker gedämpft wird. Dieser Versuch zeigt außerdem, dass die Resonanzstelle im wesentlichen durch die Netz- und Transformatorimpedanz bestimmt wird.

### 4.3.3 Charakterisierung der ersten Resonanzstelle

Die bis jetzt angeführten Simulationen zeigen also, dass eine Messung bei einigen wenigen Frequenzen mit etlichen Problemen zu kämpfen hätte. Daher wurde nun untersucht, ob es einen Zusammenhang zwischen der Dämpfung der ersten Resonanzstelle und der Verbraucherleistung gibt. Hierzu wurde im ersten Schritt vorausgesetzt, dass der GridMate die Resonanzfrequenz detektieren kann. Zur Charakterisierung der Resonanzstelle wurden folgende Parameter ermittelt:

- Resonanzfrequenz

#### 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

- Betrag und Phase von  $Z_{GM}$  bei Resonanz
- die Steigungen von Betrag und Phase vor und nach der Resonanzfrequenz
- Dämpfung
- relative Bandbreite

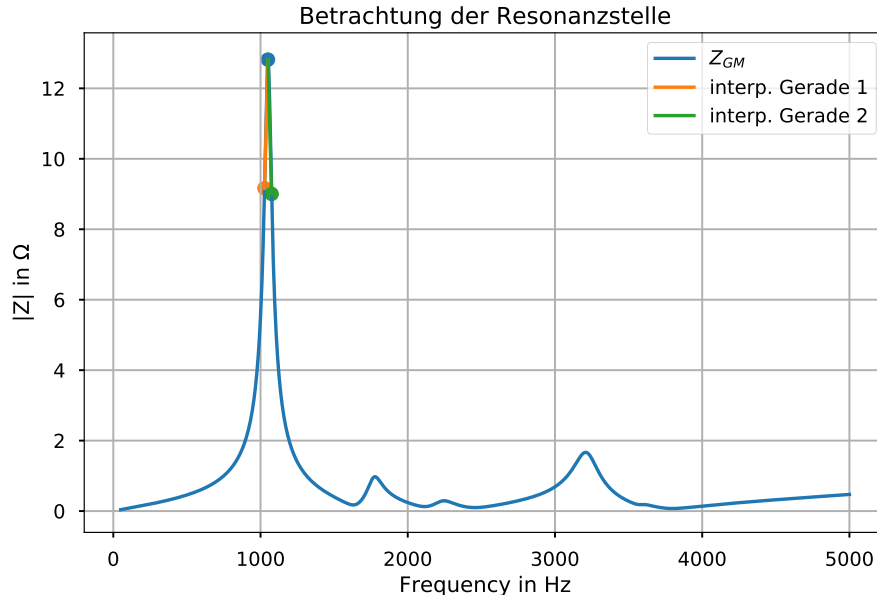


Abbildung 4.21: Eigenschaften der Resonanzstelle

Die Dämpfung der ersten Resonanzstelle kann mit folgender Gleichung berechnet werden:

$$d = R \sqrt{\frac{C}{L}} \quad (4.26)$$

Die für diese Resonanzstelle hauptverantwortlichen Parameter setzen sich aus der Induktivität  $L$  der Kurzschlussimpedanz des Transformators, der Kapazität  $C$  des Netzes (Kabel) und dem Wirkwiderstand  $R$  der Last zusammen. Bei steigender Leistung bleiben bei einem idealen Schwingkreis  $L$  und  $C$  konstant und  $R$  sinkt, d.h. die Dämpfung des Schwingkreises wird kleiner.

Der Dämpfungsfaktor  $d$  ist laut [25] auch als Kehrwert der Güte definiert, welche bereits aus der Bandbreite berechnet wurde, enthält also keine neuen Informationen über die Resonanzstelle. Daher wurde die Dämpfung als Verhältnis der Resonanzimpedanz zu den Impedanzen bei  $\pm 5\%$  der Resonanzfrequenz berechnet:

$$D = \frac{Z_{f_R}}{Z_{\pm 5\%}} \quad (4.27)$$

Betrachtet man die Dämpfung in Abbildung 4.22, so ist hier zu erkennen, dass zwar bei

#### 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

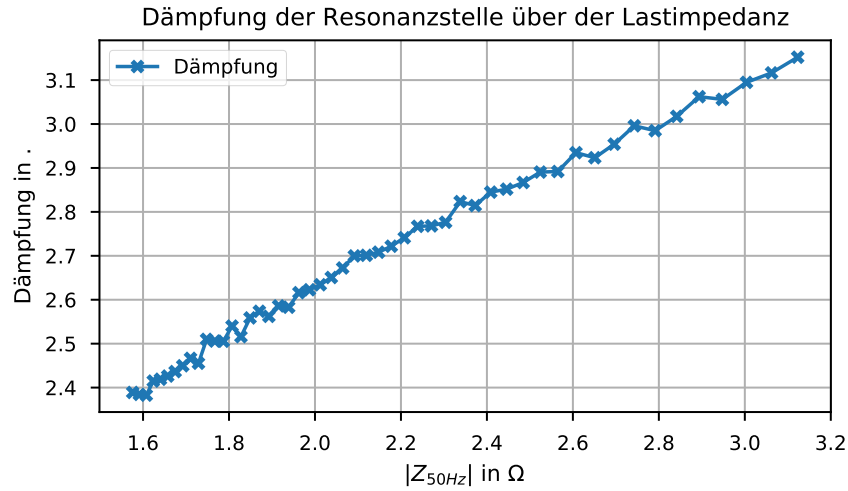


Abbildung 4.22: Dämpfung der Resonanzstelle

großen Leistungen, also kleinen Impedanzen, die Dämpfung klein ist, die Beziehung aber nicht linear oder monoton ist.

Die relative Bandbreite (hier mit der Frequenz und nicht mit der Kreisfrequenz) wurde als Verhältnis der Bandbreite bei -3dB der Resonanzimpedanz zur Resonanzfrequenz berechnet.  $f_n$  und  $f_p$  sind die Frequenzen bei -3dB vor bzw. nach der Resonanzfrequenz.

$$B_{rel} = \frac{\Delta f}{f_r} \quad (4.28)$$

$$\Delta f = f_p - f_n \quad (4.29)$$

Betrachtet man die Bandbreiten in Abbildung 4.23, so ist ein Zusammenhang zwischen Lastimpedanz und relativer Bandbreite zu erkennen, es gibt aber immer wieder einzelne Ausreißer. Ausgehend von den Frequenzpunkten der Dämpfungsberechnung wurden noch die Steigungen vor und nach der Resonanzstelle in Betrag und Winkel berechnet. Hierzu wurden die in Abbildung 4.21 eingetragenen linear interpolierten Geraden verwendet. Auch bei diesen Auswertungen ist ein Trend bei Laständerungen zu erkennen, dieser ist aber wieder nicht monoton und für die Bestimmung eines mathematischen Modells eher ungeeignet. Das nicht-lineare Verhalten ist aber nicht nur dem Verhalten des Netzes zuzuschreiben, sondern auch der Simulation selbst: Durch die begrenzte Anzahl an Simulationenwerten entsteht hier zusätzlich ein nicht-monoton steigendes Ergebnis der Berechnungen für Bandbreite, Gradienten und Dämpfung. Die Erhöhung der Abtastwerte von 3000 auf 6000 führte nur zu einem bedingt besseren Ergebnis, die Größe der Ausgabedateien wurde aber um ein vielfaches größer.

Diese Auswertungen zur Resonanzstelle setzen einen linearen Anstieg der Kapazitätswerte

#### 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

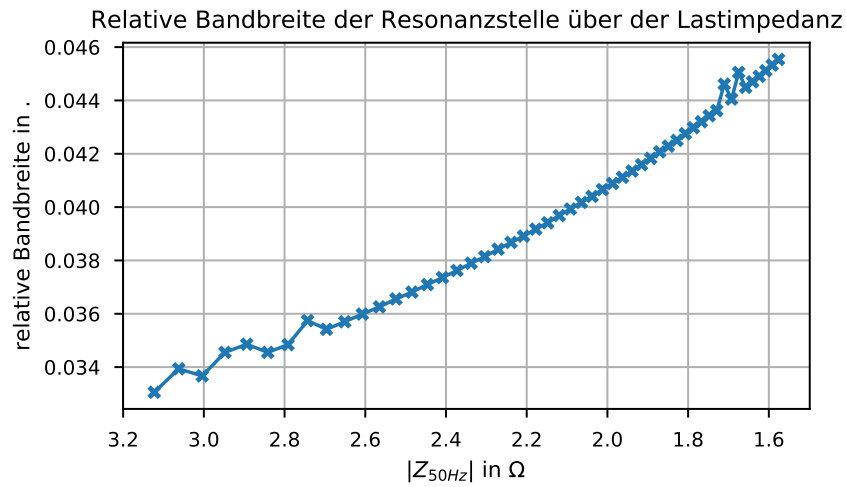


Abbildung 4.23: Bandbreite der Resonanzstelle

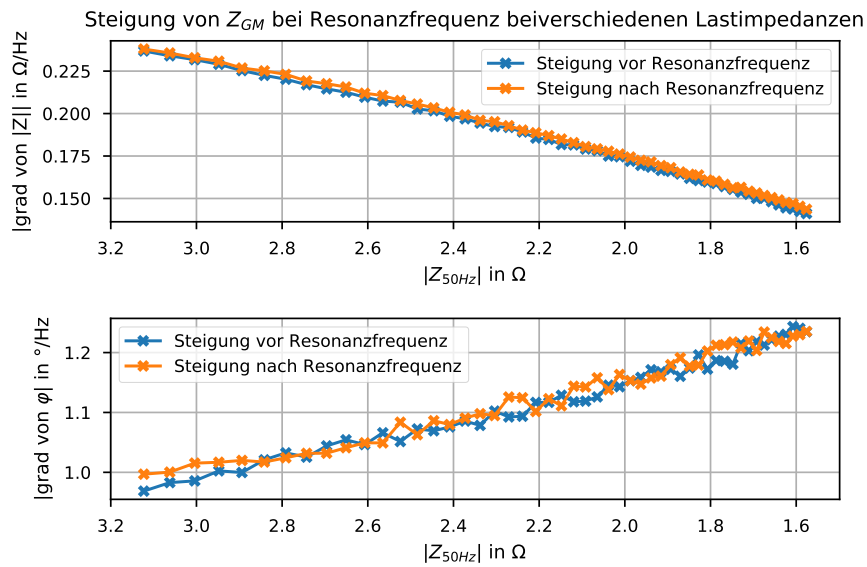


Abbildung 4.24: Steigungen an der Resonanzstelle



## 4 Simulation von Niederspannungsnetzen

mit der Verbraucherleistung voraus. Verwendet man hier wieder Methoden um diese Beziehung aufzuweichen, beispielsweise mit einer Monte-Carlo-Simulation wie zuvor, so ändern sich die Zusammenhänge der betrachteten Größen abermals.

Die Ergebnisse aus den bisherigen Auswertungen und Simulationen führen zur Erkenntnis, dass Niederspannungsnetze und die dazugehörigen Lasten zu sehr verschiedenen Ergebnissen führen können. Eine Umsetzung des GridMates zur Messung in allen Netzen scheint daher nicht möglich. Dadurch stellt sich die Frage, ob es möglich ist, den GridMate auf das jeweilige untersuchte Netz anzupassen.

## 5 Machine Learning

In diesem Kapitel wird betrachtet, ob man den GridMate trainieren kann, um ihn nach einer Einlernphase mit Referenzleistungsmessung auch ohne Strommessung betreiben zu können. Der gewählte Trainingsansatz beruht auf einem machine learning bzw. deep learning Algorithmus, welcher mit den ermittelten Simulationsdaten trainiert und getestet wurde.

### 5.1 Grundlagen

Deep learning Netzwerke sind programmierte neuronale Netzwerke, die aus Testdaten einen mathematischen Zusammenhang erlernen und diesen dann auf andere Datensätze anwenden können. Das Prinzip beruht auf der Nachbildung von Neuronen und dem Zusammenwirken vieler davon im Gehirn. Abbildung 5.1 zeigt den prinzipiellen Aufbau von solchen Netzwerken. Es besteht aus Eingängen (Input Layer), den Hidden Layers und Resultaten (Output Layers). Die Eingänge werden über sogenannte *weights* auf die hidden layers verknüpft, welche die Summe aus allen Verknüpfungen bilden, eine Aktivierungsbedingung prüfen und auf den nächsten Layer verbinden. Mit nur einem Layer erzielt man einen linearen Zusammenhang, durch mehrere Layer könne auch nicht-lineare Zusammenhänge modelliert werden (vgl. [28]). Während des Trainings werden diese Gewichte angepasst, sodass der Gesamtfehler des Netzwerks kleiner wird (vgl. [29]). Das wird solange gemacht, bis eine Genauigkeitsgrenze erreicht ist, keine Verbesserung mehr auftritt oder eine maximale Anzahl an Trainingsläufen absolviert wurde. Der Fehler wird durch Kostenfunktionen beschrieben und meistens als mittlerer Fehler oder mittlerer quadratischer Fehler berechnet.

Der Hauptaufwand bei der Verwendung von neuronalen Netzwerken besteht darin, Daten zu ermitteln und aufzubereiten. Mit den heutigen Programmumgebungen ist die Anwendung auch für Einsteiger sehr einfach, so wurde in dieser Arbeit die API von Keras mit Tensorflow verwendet, die eine Erstellung von diesen Netzwerken in Python sehr einfach gestaltet.

## 5 Machine Learning

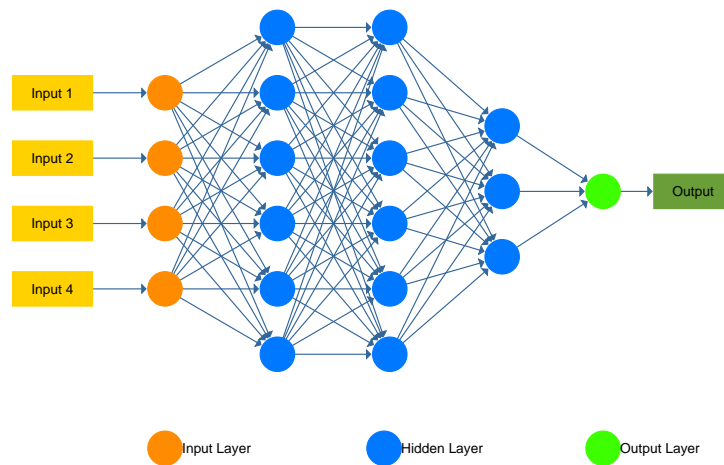


Abbildung 5.1: Machine learning

### 5.2 Anwendungen in der Energietechnik

Maschinelles lernen mit deep learning und Neuronalen Netzwerken hält zur Zeit auch in der Energietechnik Einzug. Die Anwendungen hier sind zahlreich, so wird z.B. in [30] eine Methode beschrieben, wie aus Wetterinformationen und weiteren Daten eine Lastprognose durchgeführt wird und in [31] wird ein neuronales Netzwerk beschrieben, welches aus Änderungen im Lastfluss auf Fehler im Netz schließen kann, um nur zwei zu nennen. Hier kommen ständig neue Ideen und Einsatzgebiete hinzu.

### 5.3 Ziele und verwendete Methoden

Das Ziel dieses Teils war es, zu ermitteln ob ein Training des GridMate prinzipiell möglich wäre. Dafür wurden in der Simulationsumgebung von LTspice Datensätze mit Variationen von Leistungen, Kapazitätswerten etc. erstellt. Diese Datensätze wurden in Trainings-, Validierungs- und Testdaten aufgeteilt. Wie in [32] beschrieben, werden die Gewichte mit den Trainingsdaten verändert, mit den Validierungsdaten Verbesserungen überprüft (keine Änderungen der Gewichte) und nach Abschluss des Trainings mit den Testdaten getestet. Da bei zu langem Training oder bei Verwendung der falschen Datensätze ein Memoryeffekt auftreten kann, d.h. das Netzwerk erinnert sich an Testdaten, kann aber keine neuen Daten gut verarbeiten, ist auf die Lernkurve und auf die richtige Verwendung der Daten zu achten (vgl. [33]). Hierzu wird vorwiegend der Verlauf des Validierungsfehlers überprüft,

welcher bei zu langem Training wieder steigen kann, obwohl der Trainingsfehler noch sinkt.

## 5.4 Möglichkeiten der Anwendung beim GridMate

Die ca. 3600 Datensätze der drei Impedanzverläufe wurden mit unterschiedlichen Last- und Kapazitätsvariationen erstellt. Diese Datensätze werden zufällig in 80% Trainingsdaten und 20% Testdaten aufgeteilt, wobei die Trainingsdaten nochmals in echte Trainingsdaten(80%) und Validierungsdaten(20%) aufgeteilt werden. Das neuronale Netzwerk wurde mit den in Kapitel 4.3.3 berechneten Parametern der Resonanzstelle und der dazugehörigen Lastimpedanz bei 50 Hz  $Z_{50Hz}$  trainiert und getestet. Zu Beginn wurde das in Abbildung 5.2 dargestellte Korrelationsdiagramm erstellt. Dieses Diagramm zeigt

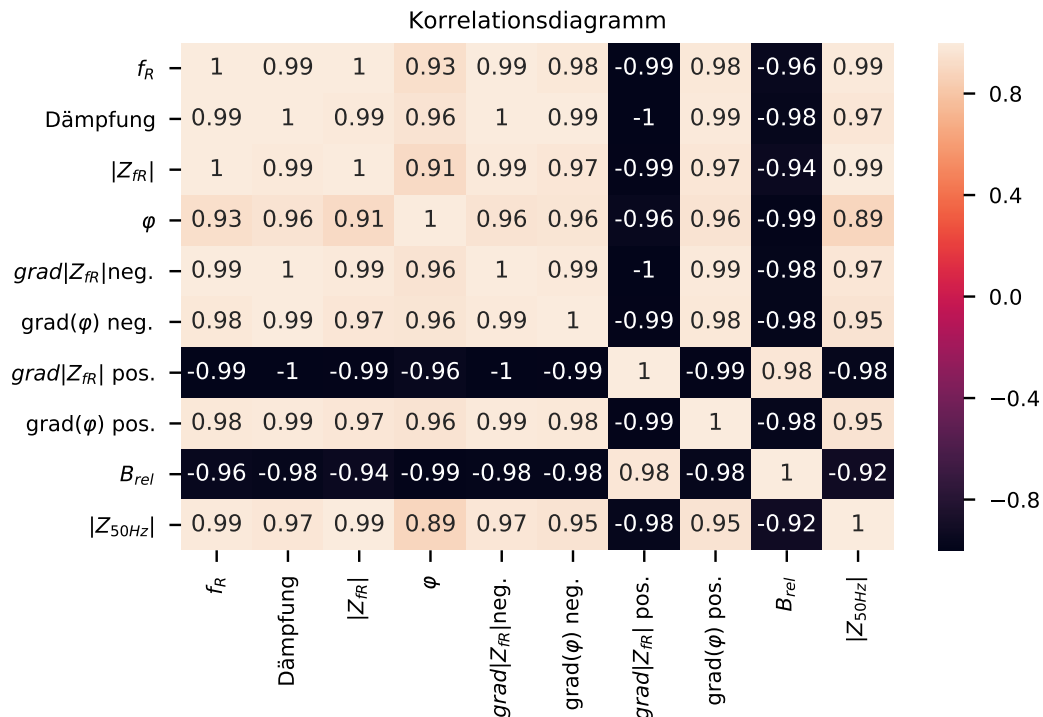


Abbildung 5.2: Korrelationsdiagramm

anhand der Farbtabelle und der Werte der einzelnen Spalten die Zusammenhänge der einzelnen Parameter zueinander. Man erkennt sehr schnell, dass alle gewählten Parameter stark mit  $Z_{50Hz}$  korrelieren, was das Finden einer Beziehung zwischen den Resonanzparametern und der Lastimpedanz vereinfacht. Als Optimierungsverfahren wurde ein

## 5 Machine Learning

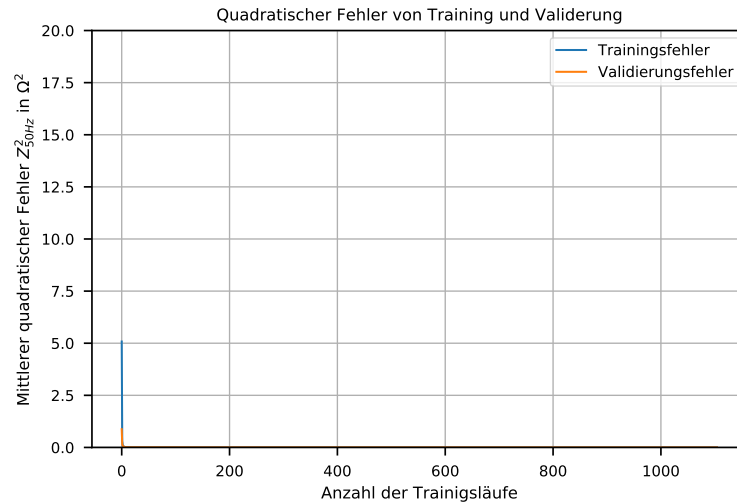


Abbildung 5.3: Trainings- und Validierungsfehler

Adam-Optimierer eingesetzt, als Kostenfunktion wurde der mittlere quadratische absolute Fehler gewählt. Bei dieser Kostenfunktion werden die Fehler quadriert und so große Abweichungen mehr gewichtet als kleine Fehler. Da nicht nur ein einzelner Datensatz für die Optimierung betrachtet werden soll, wird über alle Fehler der Mittelwert berechnet (vgl. [34]). Während des Trainings werden die Gewichte im Netzwerk so verändert, dass der Fehler kleiner wird, bis entweder 2000 Trainingsläufe absolviert wurden, oder im Validierungsfehler keine Verbesserung mehr auftritt. Die Gewichte werden mit Zufallszahlen initialisiert, wodurch zu Beginn in Abbildung 5.3 eine starke Verringerung des Fehlers ersichtlich ist. Die Detailansicht in Abbildung 5.4 zeigt den Lernprozess nach der anfänglichen Einschwingphase. Nach ca. 1100 Trainingsläufen kommt es aufgrund keiner weiteren Verbesserung des Ergebnisses zum Stopp.

Ist der Trainingsprozess abgeschlossen, kann das Netzwerk mit den Testdaten, welche auch den Referenzwert der Last enthalten, überprüft werden. Hierzu sind in Abbildung 5.5 die Referenzwerte auf der Abszisse aufgetragen, die prognostizierten Werte des Algorithmus auf der Ordinate. Die in blau eingezeichneten Punkte zeigen also den zum wirklichen Wert zugehörigen prognostizierten Wert. Bei einem idealen neuronalen Netzwerk würden diese Punkte genau auf der in rot eingezeichneten 1. Mediane liegen. Eine genauere Aufschlüsselung der erzielten Genauigkeit bietet Abbildung 5.6, in der die Wahrscheinlichkeitsdichte des Fehlers zu sehen ist. Die zugehörige Wahrscheinlichkeit eines Fehlers erhält man durch Integration eines Fehlerbereiches. Diese Ergebnisse sind in Abbildung 5.7 dargestellt. Trotz der wenigen Datensätze, die wie beschrieben verschiedene Parametervariationen enthalten und nicht nur lineare Verläufe abbilden, ist das Ergebnis

## 5 Machine Learning

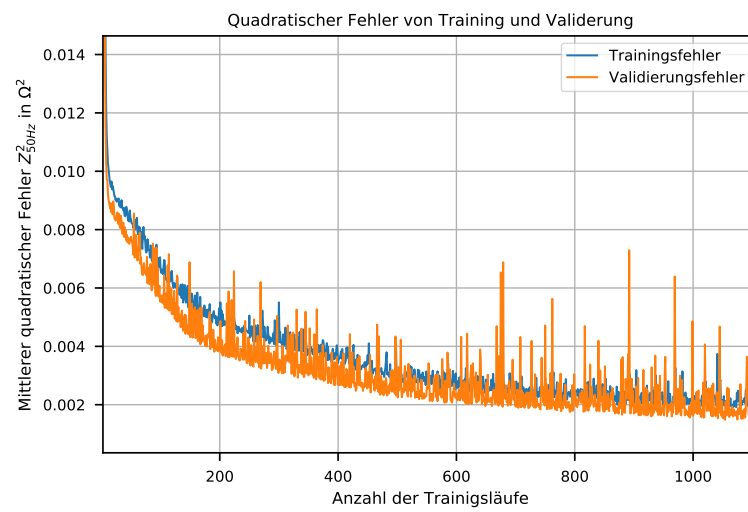


Abbildung 5.4: Trainings- und Validierungsfehler Detailansicht

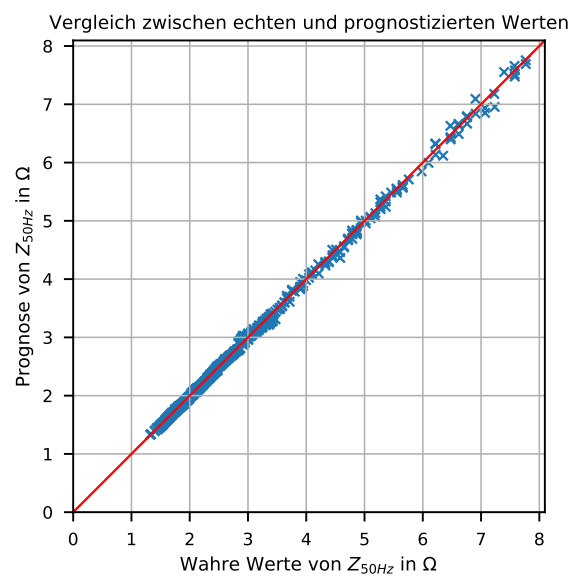


Abbildung 5.5: Prognostizierte Werte

## 5 Machine Learning

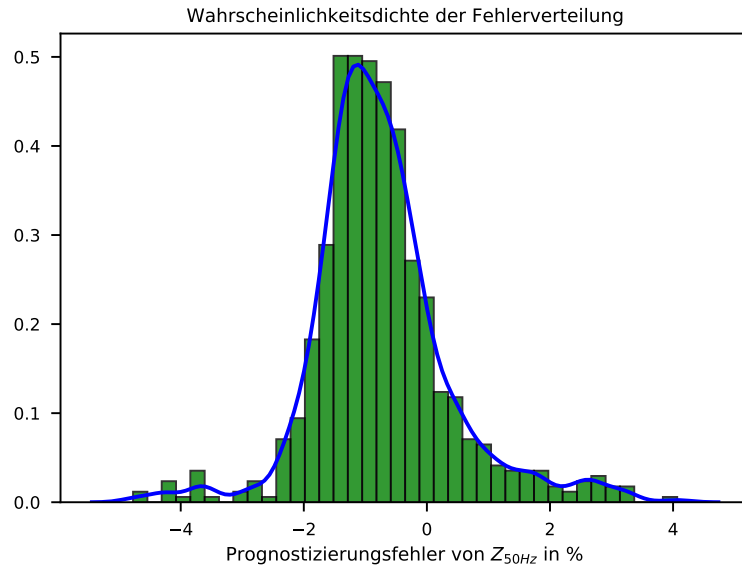


Abbildung 5.6: Wahrscheinlichkeitsdichte des Fehlers des neuronalen Netzwerkes

sehr gut. Das Ziel, in einem Bereich von  $\pm 5\%$  der Lastimpedanz zu liegen, kann so sehr gut erreicht werden.

Ein sehr wichtiger Punkt darf hier aber nicht vernachlässigt werden: Aufgrund der zufälligen Aufteilung in Trainings-, Validierungs- und Testdaten, der zufälligen Anfangswerte der Gewichte und der Beschaffenheit des Optimierungsverfahrens ist keines der Ergebnisse zu 100% reproduzierbar. So kann bei einem weiteren Durchlauf ein etwas besseres oder schlechteres Ergebnis auftreten, wobei die Größenordnung in etwa gleich bleiben wird. Abbildung 5.8 zeigt einen zweiten Trainingslauf mit den exakt gleichen Daten wie zuvor, jedoch einer etwas anderen Fehlerverteilung. Auch der Vergleich mit den folgenden Ergebnissen ist aus diesem Grund schwierig.

## 5 Machine Learning

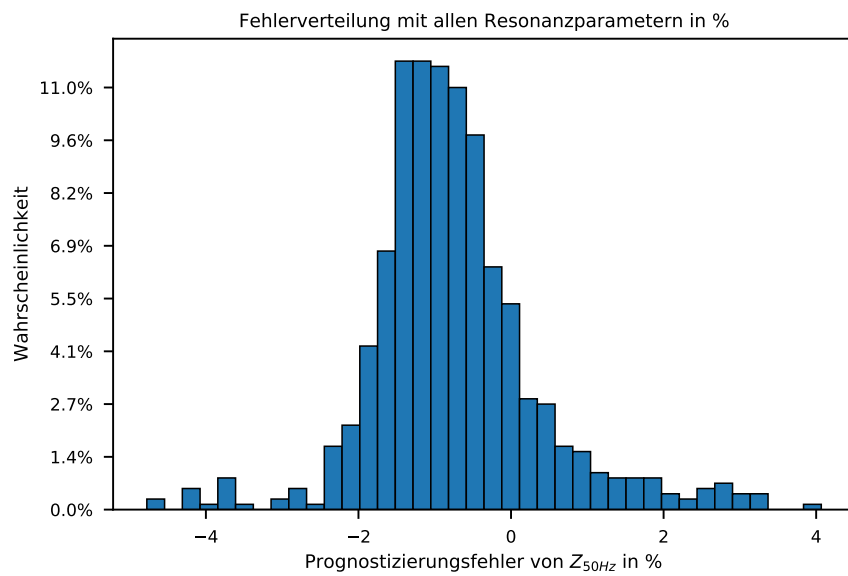


Abbildung 5.7: Fehler des neuronalen Netzwerkes

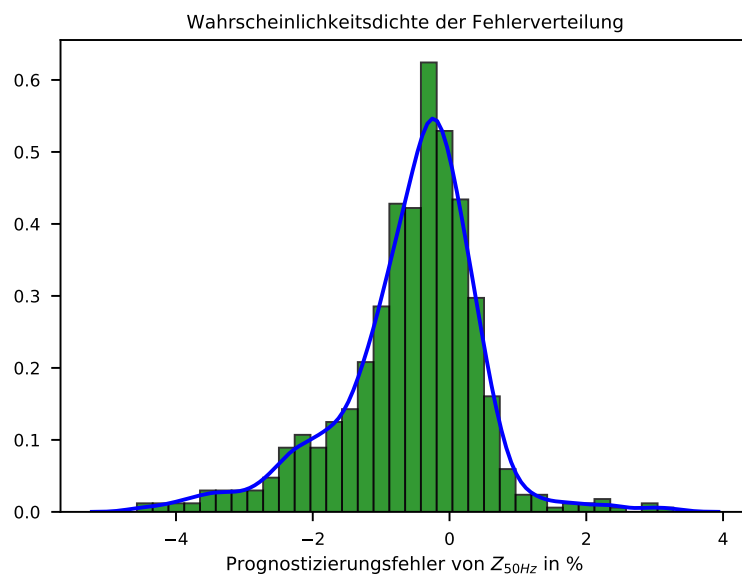


Abbildung 5.8: Wahrscheinlichkeitsdichte, zweiter Durchlauf



## 5 Machine Learning

Als nächstes wurde das Netzwerk nicht mehr mit den Dämpfungseigenschaften trainiert, sondern nur mehr mit Betrag, Phase und Frequenz der ersten Resonanzstelle von  $Z_{GM}$ . Die prognostizierten Werte in Abbildung 5.9 liegen wieder sehr knapp an der 1. Mediane und die Fehlerverteilung in Abbildung 5.10 ist ebenfalls wieder sehr schmal. Das neuronale Netzwerk kann also auch aus diesen reduzierten Daten ein relativ gutes Ergebnis berechnen.

Da die Resonanzfrequenz im Allgemeinen nicht bekannt ist, kann nicht genau bei dieser Frequenz gemessen werden. Des weiteren verschiebt sich die Resonanzfrequenz abhängig von der Leistung (siehe Kapitel 4.3), d.h. die Resonanzfrequenz müsste vor der eigentlichen Messung bekannt sein. Daher wurden nun drei Messfrequenzen mit 225 Hz, 725 Hz und 1225 Hz gewählt, um zu sehen, ob das neuronale Netzwerk mit fixen Messfrequenzen ein plausibles Ergebnis erzielen kann. Um Aufschluss über den Zusammenhang der Beträge und Phasen mit der Lastimpedanz zu erhalten, wurde wieder ein Korrelationsdiagramm erstellt, welches in Abbildung 5.11 dargestellt ist.

Betrachtet man die Korrelation der Beträge der drei Messfrequenzen mit der Lastimpedanz, so ist zu erkennen, dass die Messwerte bei 225 Hz ( $Z_{f1}$ ) und 725 Hz ( $Z_{f2}$ ) einen deutlich besseren Zusammenhang als  $Z_{f3}$  mit  $Z_{50Hz}$  haben.

Auch hier ist der prognostizierte Fehler kleiner als  $\pm 5\%$ , welchen der GridMate erreichen sollte. Daher wurde nun überprüft, ob eine Reduktion der drei Messfrequenzen auf eine einzelne Frequenz auch zu praktikablen Ergebnissen führen kann. Ausgehend vom Korrelationsdiagramm 5.11 wurden die Messfrequenzen mit 225 Hz und 1225 Hz gewählt, da hier die Korrelationskoeffizienten ein Maximum und Minimum aufweisen. Der Vergleich der Auswertung einer Einzelmessung bei 225 Hz mit der Resonanzmessung in Abbildung 5.14 zeigt, dass die Messung der Resonanzstelle nicht unbedingt die besten Ergebnisse liefert. Andererseits zeigt Abbildung 5.15, dass eine andere Einzelfrequenzmessung bei 1225 Hz deutlich höhere Fehlerwerte aufweist. Betrachtet man das Korrelationsdiagramm in Abbildung 5.16 ist das auch verständlich, ist die Korrelation zwischen den gemessenen Werten und der 50-Hz-Impedanz doch sehr gering im Vergleich zu den vorangegangenen Versuchen. Betrachtet man auch noch einmal die Abbildungen 4.17 und 4.19 ist auch die geringe Korrelation zwischen Betrag und Winkel erklärt: Durch die Verschiebung der Resonanzstellen treten die Phasendrehungen auch bei anderen Frequenzen auf. Ein weiteres Problem der Auswertung bei einer Frequenz ist, dass nicht mit Sicherheit gesagt werden kann, ob die gute Genauigkeit der niedrigen Messfrequenz bei allen Niederspannungsverteilnetzen gleich gut ist.

## 5 Machine Learning

Vergleich zwischen echten und prognostizierten Werten bei Resonanzfrequenzmessung

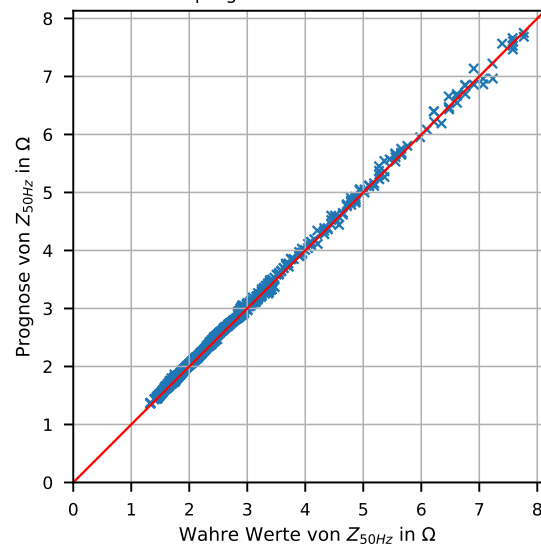


Abbildung 5.9: Prognostizierte Werte mit Resonanzdaten

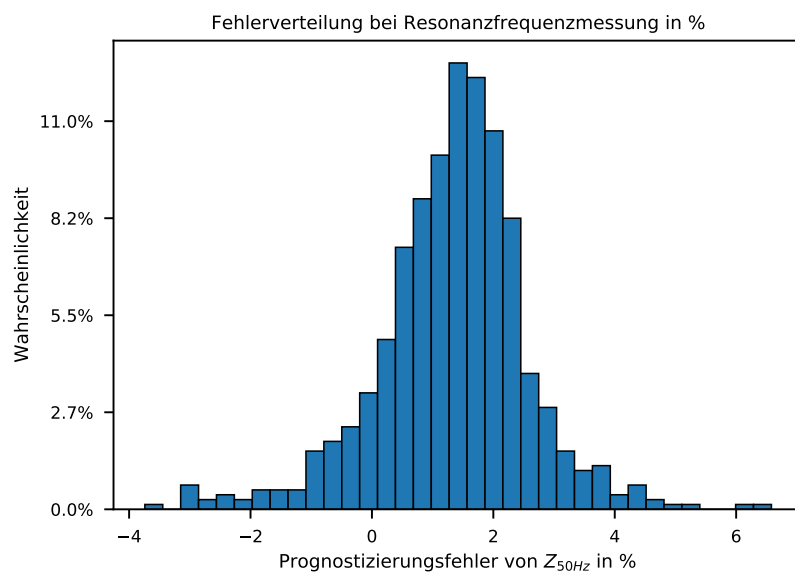


Abbildung 5.10: Fehler des neuronalen Netzwerkes mit Resonanzdaten

## 5 Machine Learning

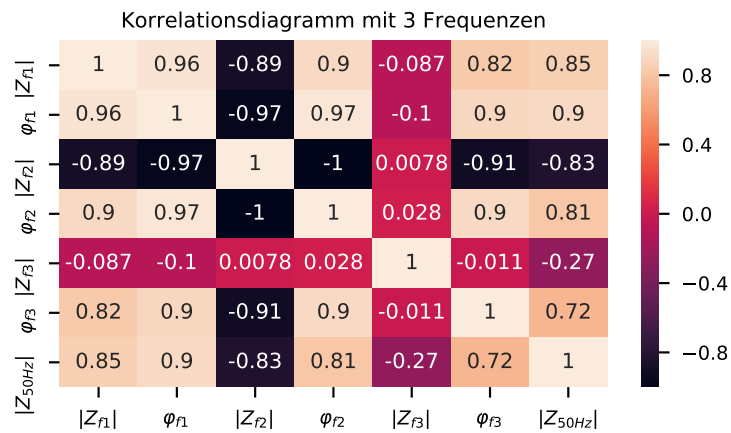


Abbildung 5.11: Korrelationsdiagramm mit festen Messfrequenzen

Vergleich zwischen echten und prognostizierten Werten mit 3 Messfrequenzen

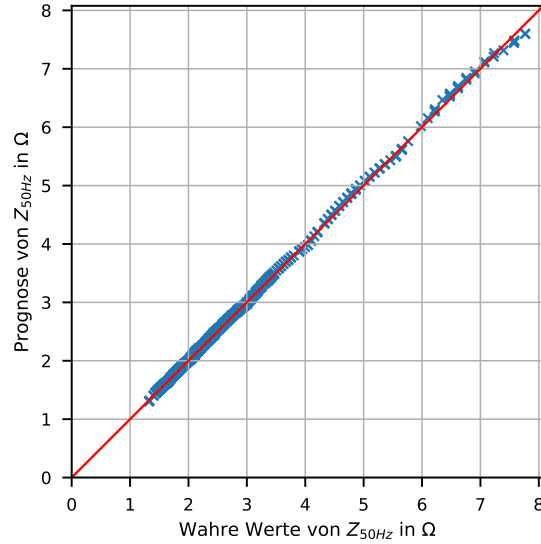


Abbildung 5.12: Prognostizierte Werte mit 3 Messfrequenzen

## 5 Machine Learning

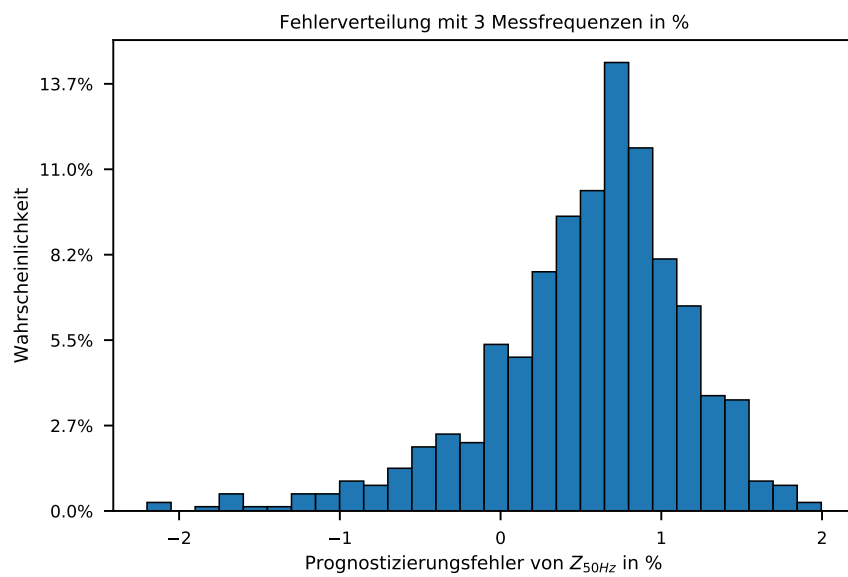


Abbildung 5.13: Fehler des neuronalen Netzwerkes mit 3 Messfrequenzen

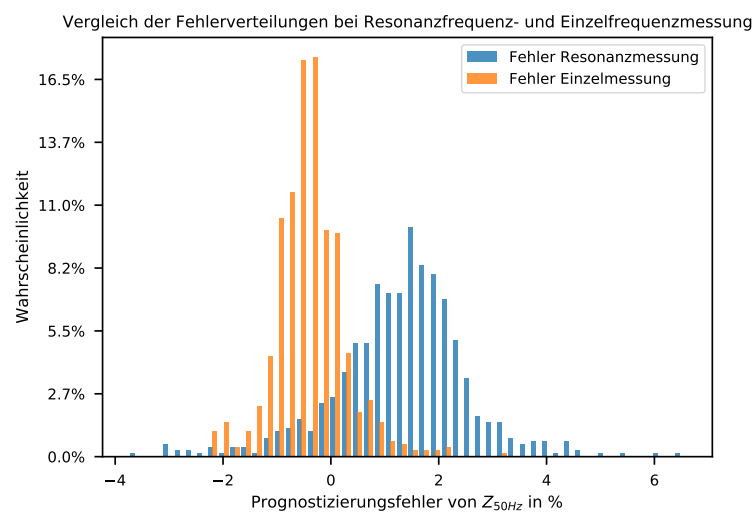


Abbildung 5.14: Vergleich der Fehler bei verschiedenen Messungen mit fl

## 5 Machine Learning

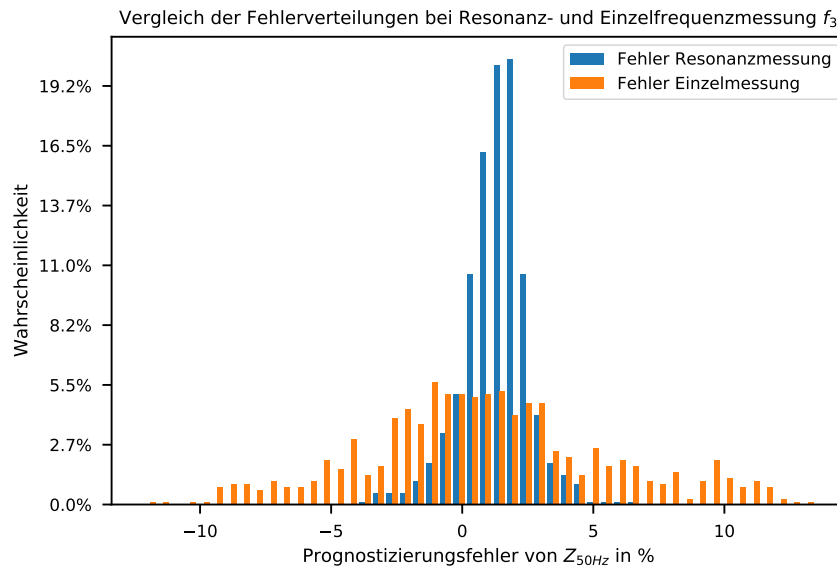


Abbildung 5.15: Vergleich der Fehler bei verschiedenen Messungen mit  $f_3$

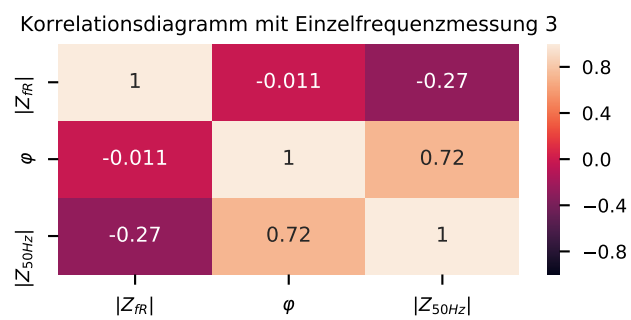


Abbildung 5.16: Korrelationsdiagramm bei Messung mit 1225 Hz

## 5.5 Einschränkungen der Anwendung

Neuronale Netzwerke funktionieren im Allgemeinen nur dann gut, wenn die Trainingsdaten aus Daten der späteren Anwendung bestehen. Des weiteren können neuronale Netzwerke nicht auf Daten angewendet werden, die keinen oder nur einen sehr schwachen Zusammenhang haben. Aus einer Leistungsmessung, bereitgestellt von einem Verteilnetzbetreiber, wurden die Spannungs- und Leistungswerte entnommen. Versuch man nun die Leistung des Netzes nur über die Spannung an der Niederspannungssammelschiene des Transformators zu berechnen, ergibt sich Abbildung 5.17. Dieses Beispiel ist zwar

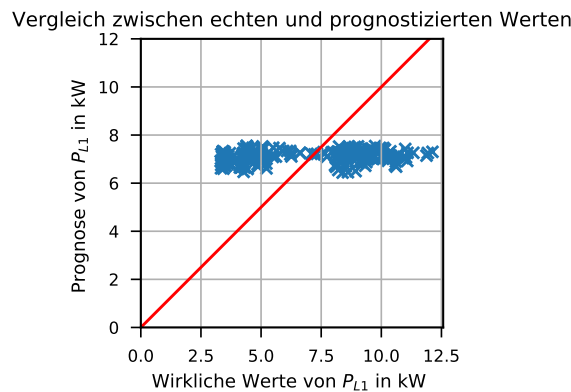


Abbildung 5.17: Prognose bei schlechter Datenwahl

sehr trivial, zeigt aber deutlich, dass vor allem physikalische Verbindungen nicht aus beliebigen Daten hergestellt werden können.

Für diese Arbeit bedeuten diese Einschränkungen, dass ein GridMate, welcher mit Daten eines ruralen Netzes trainiert wurde, auch nur in diesem Netz verwendet werden kann. Abbildung 5.18 zeigt den Fall der Anwendung eines rural trainierten Algorithmus in einem urbanen Netz. Die prognostizierten Werte sind durch die falsche Anwendung des neuronalen Netzwerkes unbrauchbar.

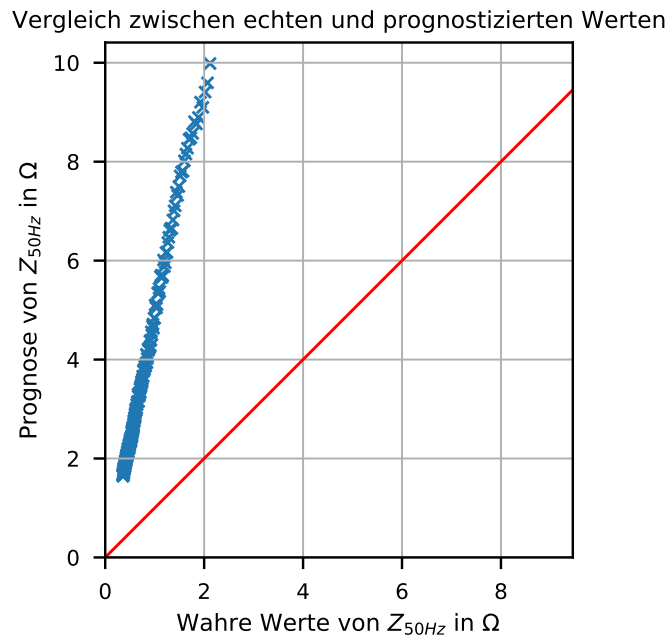


Abbildung 5.18: Prognose bei falscher Anwendung

### 5.6 Erweiterung der Trainingsdaten

Wie sich das neuronale Netzwerk bei einem Trainingsset bestehend aus mehreren Verteilnetzen, beispielsweise aus einem ruralen und einem urbanen Netz, verhält, soll im Folgenden betrachtet werden. Wiederum wurden drei Auswerteverfahren zum Vergleich ausgewählt:

- Alle Resonanzparameter
- Resonanzfrequenz, Betrag und Phase
- 3 Frequenzen mit Betrag und Phase

Wie erwartet zeigt das Korrelationsdiagramm in Abbildung 5.19 einen geringeren linearen Zusammenhang zwischen den gemessenen/berechneten Werten und der 50-Hz-Impedanz. Nach etwa 1750 Trainingszyklen kann keine weitere Verkleinerung des Fehlers erreicht werden, weshalb der Algorithmus das Training beendet.

Die Wahrscheinlichkeiten des Prognostizierungsfehlers sind in Abbildung 5.21 ersichtlich. Das Ergebnis ist deutlich schlechter als bei nur einem trainierten Verteilnetz und kann sogar bei reinen Simulationsdaten einen Fehler von über 10% aufweisen.

## 5 Machine Learning

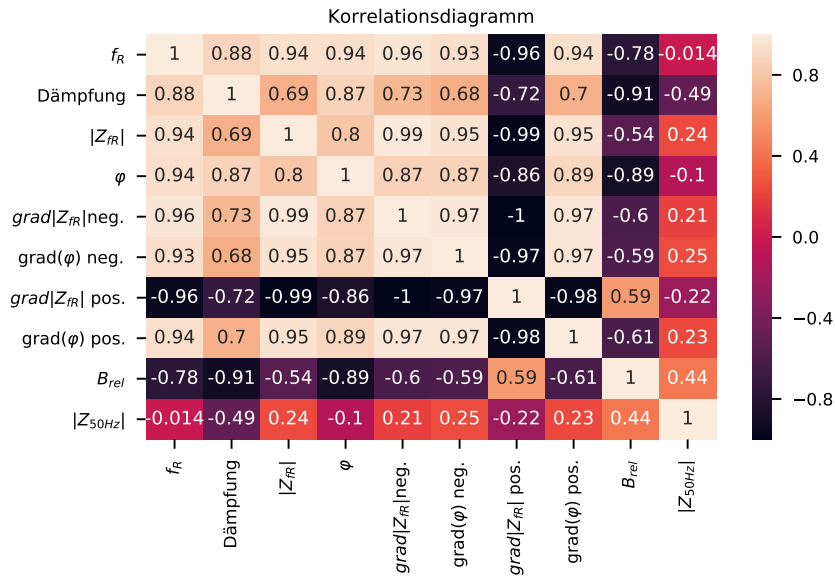


Abbildung 5.19: Korrelation bei zwei trainierten Netzen

Da die Resonanzfrequenzen ein sehr großes Spektrum aufweisen und, wie in den Korrelationsdiagrammen 5.22 ersichtlich, einen geringen Zusammenhang zu  $Z_{50\text{Hz}}$  haben, ist der sehr große Fehlerbereich bei reiner Resonanzmessung in Abbildung 5.23 voraussehbar. Wie an den Beispielen in Kapitel 5.5 sind auch hier die mathematischen Zusammenhänge nicht stark genug, um den prognostizierten Fehler kleiner als 30% zu halten

Die Messung mit drei fixen Messfrequenzen liefert hier wieder bessere Ergebnisse: Die Zusammenhänge der Beträge und Winkel mit der 50-Hz-Impedanz ermöglichen einen Prognostizierungsfehler zwischen  $\pm 6\%$ .

Obwohl diese Methode durch weitere Eingriffe wie z.B. Filtern der Ausreißer, mehrere Messfrequenzen, Plausibilitätsprüfungen etc. noch verbessert werden könnte, ist sie trotzdem nicht für alle Verteilnetze geeignet. Durch jedes hinzugefügte Verteilnetz zu den Trainingsdaten sinkt die Genauigkeit ab und ohne Training des Netzes, kann der GridMate nicht angewendet werden.



## 5 Machine Learning

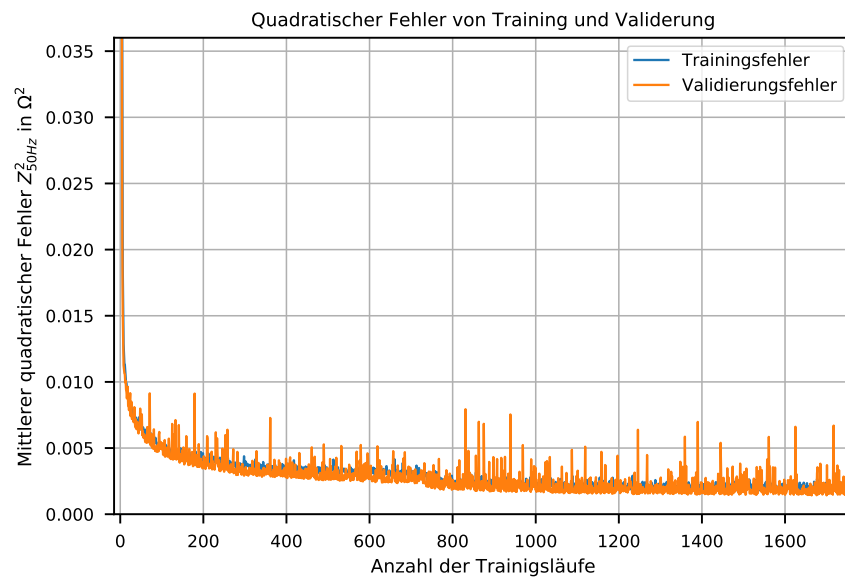


Abbildung 5.20: Training bei zwei Netzen

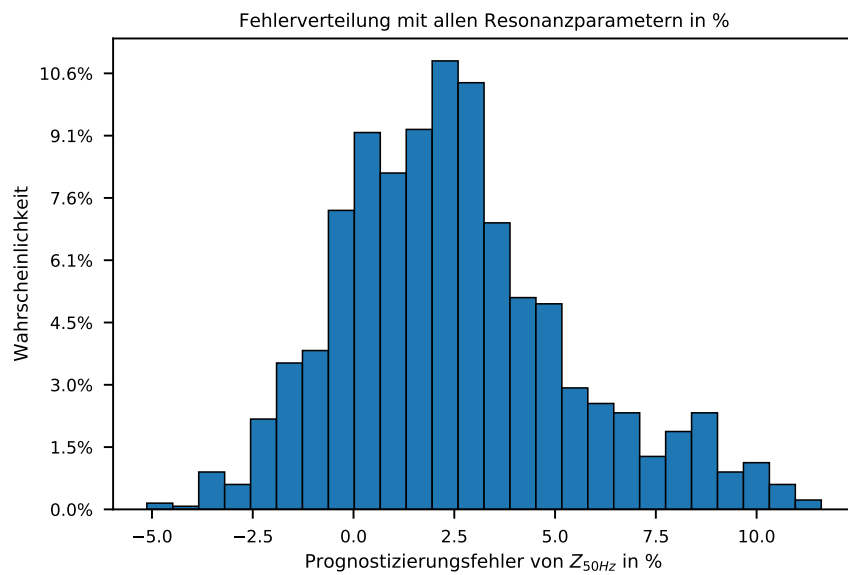


Abbildung 5.21: Fehler des ANN bei zwei trainierten Netzen

## 5 Machine Learning

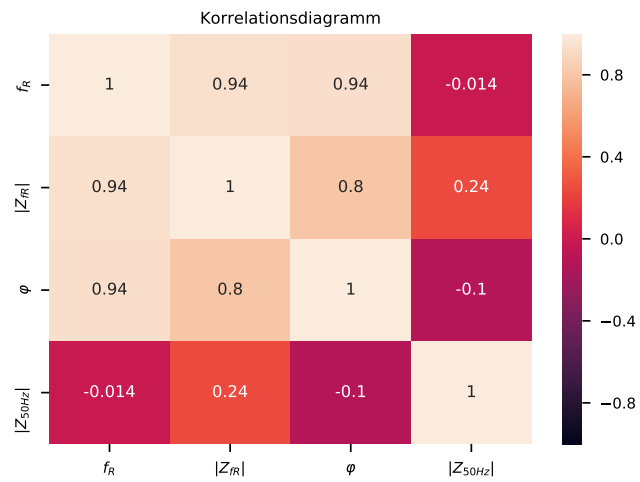


Abbildung 5.22: Korrelation bei zwei trainierten Netzen bei Resonanzmessung

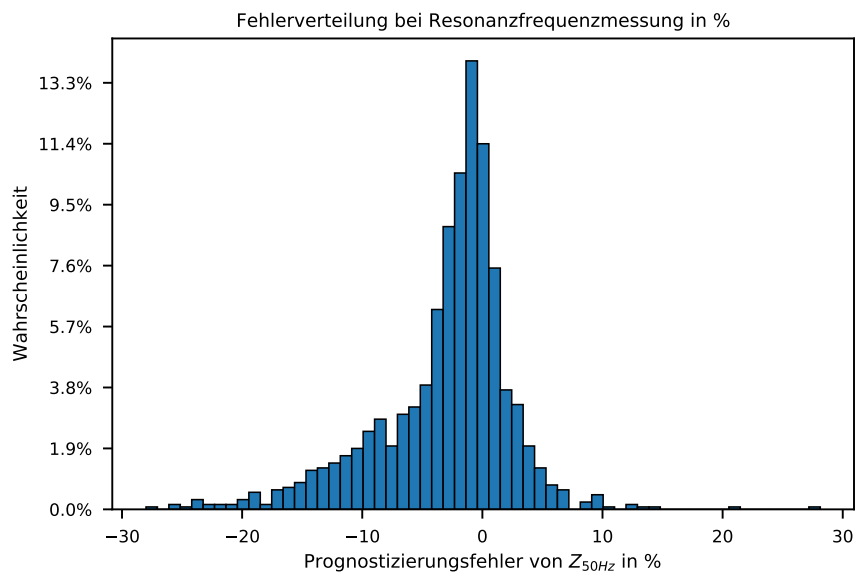


Abbildung 5.23: Fehler bei zwei trainierten Netzen bei Resonanzmessung

## 5 Machine Learning

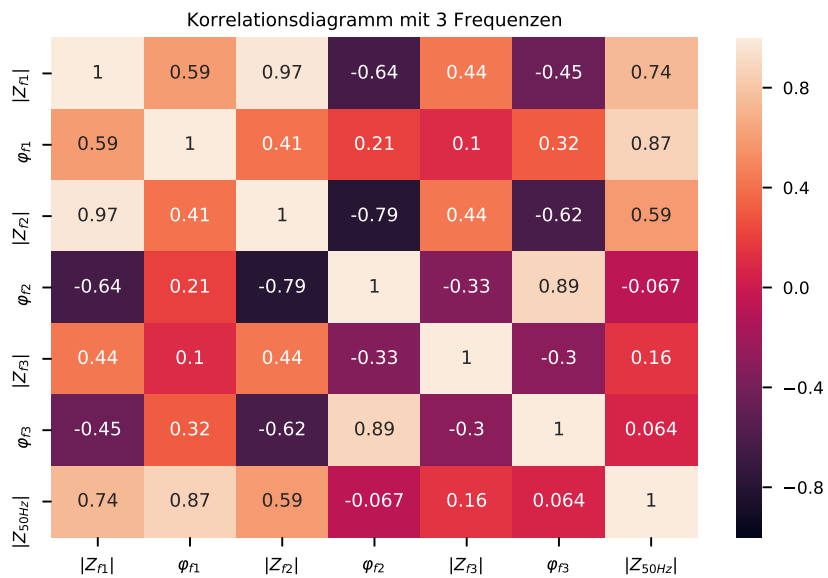


Abbildung 5.24: Korrelation bei zwei trainierten Netzen mit 3 Messfrequenzen

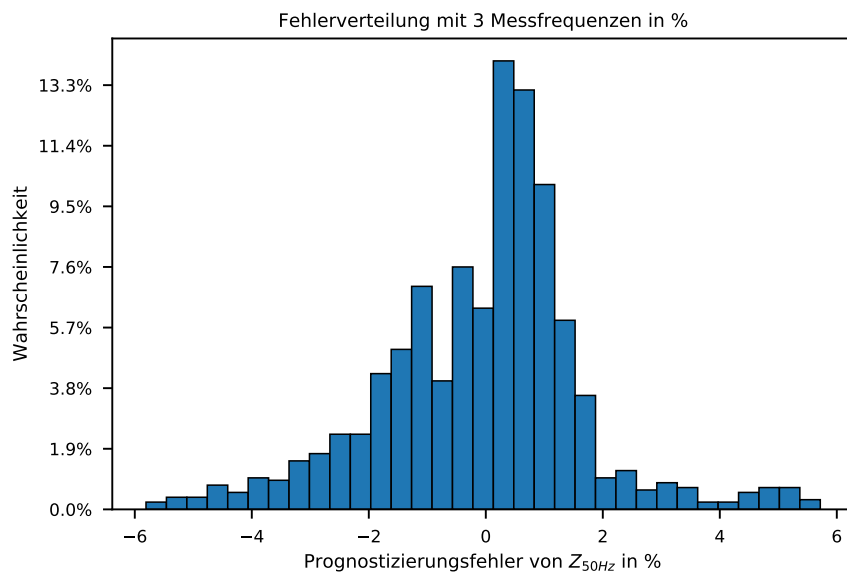


Abbildung 5.25: Fehler des ANN bei zwei trainierten Netzen mit 3 Messfrequenzen

## 6 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurde die Möglichkeit der Leistungsmessung über eine hochfrequente Impedanzmessung eruiert. Hierzu wurden Simulationen von elektrischen Niederspannungsverteilsnetzen in LTspice durchgeführt und in Python ausgewertet. Verschiedene Lastfälle und verschiedene Zusammenhänge zwischen Verbraucherlast und Kapazitätswerten wurden durch Parametervariationen simuliert. Aufgrund der großen Unterschiede zwischen einzelnen Verteilsnetzen, auftretenden Resonanzerscheinungen und des niederimpedanten Verteilsnetztransformators ist eine Bestimmung der Last nur sehr schwer möglich.

Der Einsatz eines deep learning Algorithmus liefert aus Simulationsdaten sehr gute Ergebnisse, kann aber nur beim jeweilig trainierten Netz angewendet werden. Des weiteren muss dieser regelmäßig durch Referenzmessungen überprüft werden, da Änderungen im Netz von ihm nicht erkannt werden können. Daher ist die Anwendung im Messgerät und im Betrieb am Netz nur bedingt praktikabel.

### Ausblick

Der Prototyp des Messgerätes wird zur Zeit gebaut und getestet. Sobald Messergebnisse vorliegen, können diese mit den Simulationsdaten verglichen werden. Des weiteren muss überprüft werden, ob der deep learning Algorithmus auch mit den Messdaten gute Ergebnisse liefern kann.

Die Anwendung des GridMate als Messgerät zur Ermittlung der Anschlussimpedanz stellt eine andere Einsatzmöglichkeit dar. Hierzu müssten die Messfrequenzen angepasst werden, um die Impedanzen bei typischen Oberschwingungen von Wechselrichtern messen zu können. Dann könnte der GridMate zur flächendeckenden Messung der Anschlussimpedanzen verwendet werden, was z.B. für die Entwicklung von Wechselrichtern interessant sein könnte.

Auch als Fehlerschleifenimpedanzmessgerät könnte der GridMate verwendet werden, wenn die Messfrequenzen an die Anforderungen angepasst werden und seine Funktion um die Anforderungen der Norm erweitert werden.

# Anhang



# KOLEKTOR ETRA

## Energetski transformatorji d.o.o.

### 3-PHASEN - NETZTRANSFORMATOR

Typ							RT 40000-115							Baujahr		2017		Seriennummer		82452			
Bemessungsleistung [kVA]														OS-Seite - 1U, 1V, 1W, 1N									
Kühlungsart				OS-Wicklung				US-Wicklung						Stellg.		Spannung [V]		Strom [A]		Stufen-schalter verbindet		Wender verbindet	
ONAF				40000				40000										ONAN		ONAF			
ONAN				32000				32000															
Bemessungsspannung [kV]				115				21000		6300													
Bemessungsstrom [A]				160,7 / 200,8				879,8 / 1099,7		2932,6													
				Netzkurzschlussleistung [MVA]				Kurzschlussdauer [s]															
110 kV Netz				9500				5															
20 kV Netz				865																			
6,3 kV Netz				450																			
Bem.-Übersetzung [kV]														115 ±12x1,25% / 21(6,3)									
Bem.-Frequenz [Hz]														50									
Norm														ÖVE/ÖNORM EN 60076-1									
Schaltgruppe														YNd5									
Bemessungskurzschlussspannung [%] - 32 MVA																							
21 kV		1		13,86		14		12,61		27		11,80											
6,3 kV		1		12,22		14		10,96		27		10,14											
Bemessungskurzschlussverluste - P <sub>k</sub> [kW] - 32 MVA																							
21 kV		1		97,683		14		96,557		27		102,707											
6,3 kV		1		102,703		14		101,817		27		107,809											
PEI [%] 99,781 bei k <sub>PEI</sub> 0,290				S <sub>PEI</sub> [kVA]				40.000															
Leerlaufverluste - P <sub>0</sub> bei Bemessungsspannung [kW]														12,692									
Elektrische Leistung für Kühlung im Leerlauf - P <sub>c 0</sub> [kW]														--									
Isolationspegel [kV]																							
		OS-Wicklung		OS-N		US-Wicklung																	
Um		123		-		24(7,2)																	
LI		550		550		125(60)																	
AC		230		230		50(20)																	
Stufenschalter Typ / Seriennummer MR VRC III 400Y-123/B 14 27 3G / 1862047																							
Ölsorte / Norm														NYNAS - Nytro 4000X / IEC 60296									
Oberspannungsdurchführungen														STARIP-Si 123-800									
Unterspannungsdurchführungen														Pfisterer CONNEX, Gr.3 x 4, 42kV, 3150A									
Stromwandler														300/2A 15VA kL.3 FS ≤ 5									
Max. Ölüberterperatur [K]														60									
Max. Kühlmitteltemperatur [°C]														40									
Wicklungsmaterial														Kupfer									
Kupfergewicht														11140 kg									
Kernblech														kaltgewalzter Siliziumstahl									
Kerngewicht														21040 kg									
Ölgewicht														14800 kg									
Gewicht des heraushebbaren Teils														36500 kg									
Gesamtgewicht Hauptteil														68000 kg									
Transportgewicht														59000 kg									

US-Seite - 2U, 2V, 2W											
Anschlüsse						Spannung [V]		Strom [A]			
<div><div><div>3</div><div>1-2W</div><div>5</div></div><div><div>1</div><div>2</div><div>4</div></div><div><div>2V</div><div>2V</div><div>2W</div></div></div>						21000		879,8		1099,7	
<div><div><div>3</div><div>1-2W</div><div>5</div></div><div><div>1</div><div>2</div><div>4</div></div><div><div>2V</div><div>2V</div><div>2W</div></div></div>						6300		2932,6		2932,6*	

Transformatoröl und alle Bauteile des Transformators sind PCB-frei.

Transformatoröl entspricht Wassergefährdungsklasse 1.

Kessel mit Radiatoren, Deckel und Ausdehnungsgefäß sind vakuumfest.

\* Wegen des Maximalstroms von US Durchführungen ist die Leistung im 6,3 kV Betrieb auf 32 MVA begrenzt.

Transformatoröl und alle Bauteile des Transformators sind PCB-frei.  
Transformatoröl entspricht Wassergefährdungsklasse 1.  
Kessel mit Radiatoren, Deckel und Ausdehnungsgefäß sind vakuumfest.  
\* Wegen des Maximalstroms von US Durchführungen ist die Leistung im 6,3 kV Betrieb auf 32 MVA begrenzt.

Fabrik-Nr.		638179		Geprüft nach		ÖVE/ÖNORM 60076-1	
Leistung		630 kVA		OS		21000±1x2,5% V	
Schaltgruppe		Dyn5		Spannungen		Ströme	
Frequenz		50 Hz		US		420 V	
Isolationsklasse		A		Oel		380 kg	
Gesamtgew.		2115 kg					
1	Temperatur des Transformators während der Prüfungen			25 °C		Umgebungstemperatur während der Prüfungen	
2	Schaltgruppe ist kontrolliert und festgestellt			Dyn5		Abweichung der Uebersetzung ist kontrolliert und festgestellt < 0,4 %	
3	Wicklungswiderstände bei der Stellung des OS-Umstellers						
	1U - 1V		1U - 1W		1V - 1W		2
	OS-Wicklung		4,469		4,478		4,466 Ω
	2U - 2V		0,00177		2U - 2W		0,00181
	US-Wicklung		0,00177		2V - 2W		0,00177 Ω
4	Wicklungsisolationswiderstände						
	OS - US (≡)		>2000		MΩ		OS - ≡ US
	>2000		MΩ		US - ≡ (OS)		>2000 MΩ
5	Dielektrische Oelfestigkeit			>55 kV		Oeltype Nynas Nytro 4000X	
6	Isolationsprüfung mit angelegter Wechselspannung						
	OS-Wicklung zu der US-Wicklung und den geerd. Teilen			50 kVef		Dauer 1 min	
	US-Wicklung zu den geerdeten Teilen			3 kVef		Dauer 1 min	
7	Isolationsprüfung mit induzierter Spannung angeschlossen an die Klemmen der US Wicklung						
	Spannung		2 Un		Frequenz		150 Hz
	Dauer		40		sec		
8	Lastverluste und Kurzschlußspannung bei kurzgeschlossener						
	US		Wicklung und Stellung des Umstellers		2		
	Spannung		Strom		Verluste		Korrektion
	V		A		W		W
	Gemessen		650		13,27		2570
	Umgerechnet auf		847		17,3		4368
9	Leerlaufverluste und - strom bei Nennspannung und - frequenz						
	Spannung		Strom		Verluste		Korrektion
	Vsr		A		W		W
	420		1,33		558		0
	Vef		420		558		558
	Die folgenden Stöme sind per Phasen gemessen						
	Phase U		1,08		Phase V		1,36
	A		Phase W		1,55		A
10	NENNWERTE						
	Kurzschlußspannung bei 75 °C		%		4,00		3,60 ≤ u <sub>k</sub> ≤ 4,40
	Lastverluste bei 75 °C		W		5270		P <sub>k</sub> ≤ 5270
	Leerlaufverluste		W		590		P <sub>0</sub> ≤ 590
	Gesamtverluste		W		5860		P <sub>k</sub> + P <sub>0</sub> ≤ 5860
	Leerlaufstrom		%		0,15		i <sub>0</sub> ≤ 0,15
Anmerkung							
PCB Anteil <1ppm. Nynas Nytro 4000X.							
BATCH NO: 79-T123-170902.							
BATCH REF NO: N2017/14556/LN18120.							
Zagreb 27.9.2017.		Geprüft von		Bescheinigt von		Blatt	
Ž.Mosarock		J.Papić, mag.ing.čl.		1/1			



Fabrik-Nr.		638159		Geprüft nach		ÖVE/ÖNORM 60076-1	
Leistung		160 kVA		OS		21000±1x2,5% V	
Schaltgruppe		Dyn5		Spannungen		Ströme	
Frequenz		50 Hz		US		420 V	
Isolationsklasse		A		Oel		235 kg	
Gesamtgew.		1010 kg					
1	Temperatur des Transformators während der Prüfungen			24 °C		Umgebungstemperatur während der Prüfungen	
2	Schaltgruppe ist kontrolliert und festgestellt			Dyn5		Abweichung der Uebersetzung ist kontrolliert und festgestellt <	
3	Wicklungswiderstände bei der Stellung des OS-Umstellers			2			
	1U - 1V			1U - 1W		1V - 1W	
	OS-Wicklung			28,627		28,687	
				28,694		Ω	
	2U - 2V			0,00945		0,00948	
	2U - 2W			0,00948		0,00942	
	2V - 2W			0,00942		Ω	
4	Wicklungsisolationswiderstände						
	OS - US (—)			>2000 MΩ		OS - — US	
				>2000 MΩ		US - — (OS)	
				>2000 MΩ			
5	Dielektrische Oelfestigkeit			>55 kV		Oeltype Nynas Nytro 4000X	
6	Isolationsprüfung mit angelegter Wechselspannung						
	OS-Wicklung zu der US-Wicklung und den geerd. Teilen			50 kVef		Dauer 1 min	
	US-Wicklung zu den geerdeten Teilen			3 kVef		Dauer 1 min	
7	Isolationsprüfung mit induzierter Spannung angeschlossen an die Klemmen der US Wicklung						
	Spannung			2 Un		Frequenz 150 Hz	
				Dauer 40 sec			
8	Lastverluste und Kurzschlußspannung bei kurzgeschlossener			US		Wicklung und Stellung des Umstellers 2	
	Spannung			Strom		Verluste	
	V			A		W	
	Gemessen			650		3,45	
				978		0	
	Umgerechnet auf			829		4,4	
						1591	
9	Leerlaufverluste und -strom bei Nennspannung und -frequenz						
	Spannung			Strom		Verluste	
	Vsr			Vef		A	
	420			420		0,92	
				195		0	
				195			
	Die folgenden Stöme sind per Phasen gemessen						
	Phase U			0,83 A		Phase V	
				0,96 A		Phase W	
				0,96 A			
10	Kurzschlußspannung bei 75 °C			%		4,00	
	Lastverluste bei 75 °C			W		1960	
	Leerlaufverluste			W		200	
	Gesamtverluste			W		2160	
	Leerlaufstrom			%		0,42	
Anmerkung PCB Anteil <ppm. Nynas Nytro 4000X BATCH NO: 79-T123-170902. BATCH REF NO: N2017/14556/LN18120.							
Zagreb, 22.9.2017.		Geprüft von		Bescheinigt von		Blatt	
		Ž.Mosarek		J.Papić, mag.ing.el.		1/1	



# Abbildungsverzeichnis

3.1	Einbauort im Niederspannungsnetz . . . . .	6
3.2	Gesamtes Ersatzschaltbild . . . . .	6
3.3	Reduziertes Ersatzschaltbild 1 . . . . .	7
3.4	Reduziertes Ersatzschaltbild 2 . . . . .	7
3.5	ESB gemessene Impedanz . . . . .	8
3.6	Saugkreise [15] . . . . .	8
3.7	Tiefpass 2. Ordnung [16] . . . . .	9
3.8	Bodediagramm Tiefpass [16] . . . . .	9
4.1	RLC Last . . . . .	14
4.2	Schwingkreis . . . . .	15
4.3	Graph Landnetz . . . . .	17
4.4	Niederspannungsnetz Land . . . . .	17
4.5	Niederspannungsnetz Lasten Land . . . . .	18
4.6	Graph Stadtnetz . . . . .	19
4.7	Impedanzen Landnetz . . . . .	20
4.8	Landnetz Lastvariation $Z_{DOWN}$ . . . . .	21
4.9	Landnetz Lastvariation $Z_{GM}$ . . . . .	21
4.10	Landnetz Voll- und Halblast $Z_{DOWN}$ . . . . .	22
4.11	Landnetz Voll- und Halblast $Z_{GM}$ . . . . .	23
4.12	Landnetz Kapazitätsvariation $Z_{DOWN}$ . . . . .	23
4.13	Landnetz Kapazitätsvariation $Z_{GM}$ . . . . .	24
4.14	GridMate Impedanz mit Monte Carlo Verfahren . . . . .	25
4.15	Verlauf der Resonanzfrequenz mit Monte Carlo Verfahren . . . . .	26
4.16	Vergleich $Z_{DOWN}$ urban und rural bei Volllast . . . . .	27
4.17	Vergleich $Z_{GM}$ urban und rural bei Volllast . . . . .	27
4.18	Vergleich $Z_{DOWN}$ urban und rural bei Teillast . . . . .	28
4.19	Vergleich $Z_{GM}$ urban und rural bei Teillast . . . . .	28
4.20	Vergleich des Transformatoreinflusses . . . . .	30
4.21	Eigenschaften der Resonanzstelle . . . . .	31
4.22	Dämpfung der Resonanzstelle . . . . .	32
4.23	Bandbreite der Resonanzstelle . . . . .	33

## Abbildungsverzeichnis

4.24	Steigungen an der Resonanzstelle . . . . .	33
5.1	Machine learning . . . . .	36
5.2	Korrelationsdiagramm . . . . .	37
5.3	Trainings- und Validierungsfehler . . . . .	38
5.4	Trainings- und Validierungsfehler Detailansicht . . . . .	39
5.5	Prognostizierte Werte . . . . .	39
5.6	Wahrscheinlichkeitsdichte des Fehlers des neuronalen Netzwerkes . . . . .	40
5.7	Fehler des neuronalen Netzwerkes . . . . .	41
5.8	Wahrscheinlichkeitsdichte, zweiter Durchlauf . . . . .	41
5.9	Prognostizierte Werte mit Resonanzdaten . . . . .	43
5.10	Fehler des neuronalen Netzwerkes mit Resonanzdaten . . . . .	43
5.11	Korrelationsdiagramm mit festen Messfrequenzen . . . . .	44
5.12	Prognostizierte Werte mit 3 Messfrequenzen . . . . .	44
5.13	Fehler des neuronalen Netzwerkes mit 3 Messfrequenzen . . . . .	45
5.14	Vergleich der Fehler bei verschiedenen Messungen mit f1 . . . . .	45
5.15	Vergleich der Fehler bei verschiedenen Messungen mit f3 . . . . .	46
5.16	Korrelationsdiagramm bei Messung mit 1225 Hz . . . . .	46
5.17	Prognose bei schlechter Datenwahl . . . . .	47
5.18	Prognose bei falscher Anwendung . . . . .	48
5.19	Korrelation bei zwei trainierten Netzen . . . . .	49
5.20	Training bei zwei Netzen . . . . .	50
5.21	Fehler des ANN bei zwei trainierten Netzen . . . . .	50
5.22	Korrelation bei zwei trainierten Netzen bei Resonanzmessung . . . . .	51
5.23	Fehler bei zwei trainierten Netzen bei Resonanzmessung . . . . .	51
5.24	Korrelation bei zwei trainierten Netzen mit 3 Messfrequenzen . . . . .	52
5.25	Fehler des ANN bei zwei trainierten Netzen mit 3 Messfrequenzen . . . . .	52

# Tabellenverzeichnis

4.1	Transformator	daten	11
4.2	Leitungs	daten	12
4.3	Leitungslängen		16

# Literatur

- [1] *Powerline-Kommunikation / Powerline Communications (PLC)*. 2019. URL: <https://www.elektronik-kompodium.de/sites/kom/0310061.htm>.
- [2] Energie AG. *Kommunikation zwischen Zentrale und Smart Meter*. 2019. URL: <https://www.energieag.at/Themen/Smart-Meter/FAQ> (besucht am 13.06.2019).
- [3] Alexander Hovi. *Rundsteuertechnik, Übertragung von Steuersignalen über das Energieversorgungsnetz*. 2019. URL: <http://www.rundsteuerung.de/frequenzen.html> (besucht am 13.06.2019).
- [4] EVN AG. *Der günstige Tarif für spezielle Anwendungen*. 2019. URL: <https://www.evn.at/Gemeinden/Strom/Nachtstrom.aspx> (besucht am 13.06.2019).
- [5] A. Knop und F. W. Fuchs. *High frequency grid impedance analysis by current injection*. In: *2009 35th Annual Conference of IEEE Industrial Electronics*. Nov. 2009, S. 536–541. DOI: 10.1109/IECON.2009.5414978.
- [6] Herwig Renner und Manfred Sakulin. *Skriptum zur Vorlesung 432.164 Spannungsqualität und Versorgungszuverlässigkeit*. 2008.
- [7] L. Jessen und F. W. Fuchs. *Investigation of renewable energy generation and load impact on the grid impedance at different points of connection in public low voltage grids to support grid integration of renewable energies*. In: *2016 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe)*. Sep. 2016, S. 1–10. DOI: 10.1109/EPE.2016.7695631.
- [8] R. M. Vines u. a. *Impedance of the Residential Power-Distribution Circuit*. In: *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility* EMC-27.1 (Feb. 1985), S. 6–12. ISSN: 0018-9375. DOI: 10.1109/TEM.1985.304239.
- [9] M. Liserre, F. Blaabjerg und R. Teodorescu. *Grid Impedance Estimation via Excitation of LCL -Filter Resonance*. In: *IEEE Transactions on Industry Applications* 43.5 (Sep. 2007), S. 1401–1407. ISSN: 0093-9994. DOI: 10.1109/TIA.2007.904439.
- [10] M. M. Forti und L. M. Millanta. *Power-line impedance and the origin of the low-frequency oscillatory transients*. In: *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility* 32.2 (Mai 1990), S. 87–97. ISSN: 0018-9375. DOI: 10.1109/15.52404.

## Literatur

- [11] M. Sumner, B. Palethorpe und D. W. P. Thomas. *Impedance measurement for improved power quality-Part 1: the measurement technique*. In: *IEEE Transactions on Power Delivery* 19.3 (Juli 2004), S. 1442–1448. ISSN: 0885-8977. DOI: 10.1109/TPWRD.2004.829873.
- [12] J. Meyer u. a. *Harmonic resonances in residential low-voltage networks caused by consumer electronics*. In: *CIREN - Open Access Proceedings Journal* 2017.1 (2017), S. 672–676. ISSN: 2515-0855. DOI: 10.1049/oap-cired.2017.0460.
- [13] J. H. R. Enslin und P. J. M. Heskes. *Harmonic interaction between a large number of distributed power inverters and the distribution network*. In: *IEEE 34th Annual Conference on Power Electronics Specialist, 2003. PESC '03*. Bd. 4. Juni 2003, 1742–1747 vol.4. DOI: 10.1109/PESC.2003.1217719.
- [14] Franz Zach. *Leistungselektronik: Ein Handbuch*. 4. Aufl. Bd. 1 und 2. SpringerWi-enNewYork, 2009.
- [15] Stefan Fassbinder. *Oberschwingungen. Es funktioniert: Passive Filter*. Deutsches Kupferinstitut. 2004. URL: [https://www.kupferinstitut.de/fileadmin/user\\_upload/kupferinstitut.de/de/Documents/Shop/Verlag/Downloads/Anwendung/Elektrotechnik/Leonardo/3.3.1\\_passiveFilter.pdf](https://www.kupferinstitut.de/fileadmin/user_upload/kupferinstitut.de/de/Documents/Shop/Verlag/Downloads/Anwendung/Elektrotechnik/Leonardo/3.3.1_passiveFilter.pdf).
- [16] Wolfgang Reinhold. *Elektronische Schaltungstechnik. Grundlagen der Analogelektronik*. Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag, 2010. Kap. 13.
- [17] Herwig Renner. *Berechnung und Simulation der Frequenzabhängigkeit von Netzelementen in Energieversorgungsnetzen*. Diplomarbeit. Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 1990.
- [18] Klaus Heck, Klaus-Dieter Dettmann und Detlef Schulz. *Elektrische Energieversorgung*. Springer Vieweg, 2013, S. 244, 255.
- [19] Stefan Riegler. *Schutztechnische Netzanalyse des 20-kV-Mittelspannungsnetzes der voestalpine Tubulars*. Masterarbeit. Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, 2012.
- [20] Witthinrich. *NA2XS(F)2Y - Mittelspannungskabel, längswasserdicht*. 2019. URL: <http://witthinrich.com/de/NA2XSF2YMittelspannungskabellngswasserdicht> (besucht am 13.06.2019).
- [21] Christian Schneider. *Erdschlusslöschung im 20-kV-Verteilernetz der KELAG Netz GmbH*. Diplomarbeit. Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, 2010.
- [22] Klaus Krischan. *Unterlagen zur Vorlesung Stromrichtertechnik*. 2017.

## Literatur

- [23] Herwig Renner. *Beitrag zur Problematik der Oberschwingungsimpedanz- und Oberschwingungsemissionsermittlung in elektrischen Energieversorgungsnetzen*. Diss. Technische Universität Graz, 1994.
- [24] H. Alenius u. a. *Aggregated Modeling and Power Hardware-in-the-Loop Emulation of Grid Impedance*. In: *2018 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. Sep. 2018, S. 4179–4186. DOI: 10.1109/ECCE.2018.8557864.
- [25] Werner Renhart. *Ergänzende Unterlagen zur Vorlesung Grundlagen der Elektrotechnik (ET)(437.209) für das Bachelorstudium Elektrotechnik (Teil 2)*. 2011.
- [26] Detlef Mietke. *Der Parallelschwingkreis*. 2019. URL: [https://www.elektroniktutor.de/analogtechnik/par\\_swkr.html](https://www.elektroniktutor.de/analogtechnik/par_swkr.html) (besucht am 21.05.2019).
- [27] F. Barakou u. a. *Impact of load modeling on the harmonic impedance seen from the transmission network*. In: *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*. Okt. 2016, S. 283–288. DOI: 10.1109/ICHQP.2016.7783466.
- [28] Harrison Kinsley. *Introduction to Deep Learning - Deep Learning basics with Python, TensorFlow and Keras p.1*. 2019. URL: <https://pythonprogramming.net/introduction-deep-learning-python-tensorflow-keras/> (besucht am 13.06.2019).
- [29] Sebastian Heinz. *Deep Learning – Teil 1: Einführung*. 2017. URL: <https://www.statworx.com/de/blog/deep-learning-teil-1-einfuehrung/> (besucht am 13.06.2019).
- [30] S. Kumar, S. Mishra und S. Gupta. *Short Term Load Forecasting Using ANN and Multiple Linear Regression*. In: *2016 Second International Conference on Computational Intelligence Communication Technology (CICT)*. Feb. 2016, S. 184–186. DOI: 10.1109/CICT.2016.44.
- [31] S. Wang u. a. *Deep-learning based fault diagnosis using computer-visualised power flow*. In: *IET Generation, Transmission Distribution* 12.17 (2018), S. 3985–3992. ISSN: 1751-8687. DOI: 10.1049/iet-gtd.2018.5254.
- [32] Josh Gordon. *Getting Started with TensorFlow and Deep Learning — SciPy 2018 Tutorial — Josh Gordon*. 2018. URL: <https://youtu.be/tYYVSEHq-io> (besucht am 13.06.2019).
- [33] François Chollet. *Explore overfitting and underfitting*. 2017. URL: [https://www.tensorflow.org/tutorials/keras/overfit\\_and\\_underfit](https://www.tensorflow.org/tutorials/keras/overfit_and_underfit) (besucht am 13.06.2019).
- [34] Ravindra Parmar. *Common Loss functions in machine learning*. 2019. URL: <https://towardsdatascience.com/common-loss-functions-in-machine-learning-46af0ffc4d23>.