

**Zustandsschätzung für eine aktive
Verteilnetzführung unter
Berücksichtigung einer defizitären
Messinfrastruktur**

DANIEL GROß

Zustandsschätzung für eine aktive Verteilnetzführung unter Berücksichtigung einer defizitären Messinfrastruktur

Von der Fakultät
Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik
der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

vorgelegt von
Daniel Groß
aus Biberach an der Riß

Hauptberichter: Prof. Dr.-Ing. habil. K. Rudion
Mitberichter: Prof. Dr.-Ing. P. Schegner
Tag der mündlichen Prüfung: 05.10.2020

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
der Universität Stuttgart

2020

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek:

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie, detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

Universität Stuttgart

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart, Band 31

D 93 (Dissertation der Universität Stuttgart)

Zustandsschätzung für eine aktive Verteilnetzführung unter Berücksichtigung einer defizitären Messinfrastruktur

Autor: Daniel Groß

Copyright: ©Daniel Groß

Herstellung und Verlag: BoD – Books on Demand, Norderstedt, Germany

ISBN: 978-3-75262-953-8

Kurzfassung

Um den Netzbetrieb der zunehmend komplexeren Verteilnetze unter den zukünftigen Rahmenbedingungen gewährleisten zu können, benötigen die Netzbetreiber in absehbarer Zeit, eine genaue Kenntnis über den aktuellen Systemzustand ihrer Verteilnetze. Zunächst steht hierbei die Überwachung der Betriebsmittelauslastungen sowie die Kontrolle der verbindlichen Einhaltung vorgegebener Spannungsbänder im Fokus der Netzbetreiber. Zukünftige Voraussetzungen für die kontinuierliche Ermittlung des Systemzustandes sind darüber hinaus im Bereich der aktiven Steuerung von bspw. Lade- und Einspeisemanagementsystemen zur operativen Verteilnetzführung denkbar. Die benötigte Kenntnis über den aktuellen Systemzustand in Verteilnetzen kann durch eine Verteilnetz-Zustandsschätzung erbracht werden.

Ziel dieser Dissertation ist es, ein praktikables und übertragbares Konzept einer Verteilnetz-Zustandsschätzung für den Einsatz in Mittel- und Niederspannungsnetzen zu entwickeln.

Hierfür konzentriert sich die Arbeit zunächst auf die Analyse vorhandener dreiphasiger Zustandsschätzalgorithmen, um eine geeignete Selektion für den praxisnahen Einsatz treffen zu können. Die Erweiterung der ausgewählten Algorithmen erfolgt sowohl mit dem Fokus der Anwendung unter realen Rahmenbedingungen, als auch in Bezug auf eine spannungsebenenübergreifende Berechnung des Systemzustandes.

In Anbetracht der defizitären Messinfrastruktur in Mittel- und Niederspannungsnetzen werden Ersatzwerte für die Berechnung des Systemzustandes benötigt. In der vorliegenden Dissertation wird ein Verfahren zur Generierung anpassbarer synthetischer Ersatzwerte, sogenannter Pseudomesswerte, vorgestellt, welche sowohl für die Verwendung in der Mittelspannung als auch in der Niederspannung geeignet sind.

Ein weiterer Schwerpunkt der Arbeit ist der Konzeptnachweis der vorgestellten Methode. Zu diesem Zweck findet eine Überprüfung der implementierten Verteilnetz-Zustandsschätzung in zwei realen Mittelspannungsnetzen statt. Zur Validierung der Berechnungsergebnisse stehen hierfür weitreichende Messinfrastrukturen in den beiden Netzgebieten zur Verfügung. Das Ziel ist dabei einerseits den Einfluss der Pseudowerte auf die Schätzgenauigkeit definierter Bewertungskriterien zu beurteilen. Andererseits dienen die Analysen zur Evaluierung der Übertragbarkeit der implementierten Methode auf andere Netzgebiete.

DANIEL GROß

Abstract

In order to be able to guarantee the system operation of the increasingly complex distribution grids under the future framework conditions, the distribution system operators will in the foreseeable future require precise knowledge of the current system status of their distribution grids. First of all, the monitoring of equipment utilization as well as the control of mandatory compliance with specified voltage bands are the focus of the system operator. Future requirements for the continuous determination of the system state are also conceivable in the field of active control of, for example, charging and feed-in management systems for operational distribution system management. The required knowledge about the current system state in distribution grids can be provided by a distribution system state estimation.

The aim of this dissertation is to develop a feasible and transferable concept of a distribution system state estimation for use in medium and low voltage grids.

For this purpose, the work initially focuses on the analysis of existing three-phase state estimation algorithms in order to be able to make a suitable selection for the practical application. The extension of the selected algorithms takes place both with the focus of the application under real boundary conditions, as well as in relation to a voltage level spanning calculation of the system state.

In view of the deficient measurement infrastructure in medium and low voltage grids, substitute values are required for the calculation of the system state. In the present dissertation, a method is presented for the generation of adaptable synthetic substitute values, so-called pseudomeasurements, which are suitable for use both in medium voltage and in low voltage.

Another focus of the work is the proof of concept of the presented method. For this purpose, a check of the implemented distribution system state estimation takes place in two real medium voltage networks. To validate the calculation results, extensive measuring infrastructures are available in both grids. On the one hand, the goal is to assess the influence of the pseudomeasurements on the estimation accuracy of defined evaluation criteria. On the other hand, the analyzes serve to evaluate the transferability of the implemented method to other grids.

DANIEL GROß

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	1
1.1 Motivation und Hintergrund	1
1.2 Thema und Zielsetzung	3
1.3 Aufbau der Arbeit	5
1.4 Wissenschaftliche These	6
2 Rahmenbedingungen für den gegenwärtigen und zukünftigen Verteilnetzbetrieb	7
2.1 Historisch gewachsene Verteilnetze	7
2.2 Gegenwärtiger Netzbetrieb	8
2.3 Zukünftige Anforderungen für den Netzbetrieb in Verteilnetzen	11
2.4 Rahmenbedingungen für den Einsatz der Zustandsschätzung im Elektrizitätsversorgungssystem	13
2.4.1 Übertragungsnetz	13
2.4.2 Verteilnetz	13
2.5 Systemzustand im Elektrizitätsversorgungssystem	18
2.6 Abgrenzung und Zielsetzung der Arbeit	19
3 Zustandsschätzung im Elektrizitätsversorgungssystem	21
3.1 Einordnung und Hintergründe	21
3.2 Stand der Technik für die Zustandsschätzung	22
3.3 Parameterschätzung anhand einer Schätzfunktion	24
3.3.1 Statistische Verteilung der Messwerte und Messabweichungen	24
3.3.2 Punktschätzer	27
3.3.3 Maximum-Likelihood-Methode	29
3.4 Die Methode der gewichteten kleinsten Fehlerquadrate für die nichtlineare Zustandsschätzung	31
3.5 Beobachtbarkeit von Verteilnetzen und Redundanz der Messwerte	32
3.6 Algorithmen zur Verteilnetz-Zustandsschätzung basierend auf der Methode der kleinsten Fehlerquadrate	34
3.7 Erweiterung der ausgewählten Methode	37
3.8 Komponentenmodelle	37
3.8.1 Transformatoren	37
3.8.2 Zweigmodelle	41
3.8.3 Knotenmodelle	42

4	Erforderliche Daten für die Umsetzung einer Verteilnetz-Zustandsschätzung	45
4.1	Netzmodell	45
4.1.1	Knotentypen	46
4.2	Eingangsdaten	47
4.2.1	Reale Messwerte	49
4.2.2	Virtuelle Messwerte	50
4.2.3	Pseudomesswerte	50
4.3	Synthetische Profile	51
4.3.1	Lastmodellierung	51
4.3.2	Einspeisemodellierung	62
4.4	Synthetische Residuallastprofile für die Mittelspannung	64
4.5	Fehlerbereiche der einzelnen Eingangsdaten	67
5	Konzeptnachweis auf Basis realer Feldtests	71
5.1	Übersicht über das Gesamtsystem	71
5.2	Bewertungskriterien zur Beurteilung der Schätzgenauigkeit	73
5.3	Ausgangszustand	75
5.4	Netzlabor Freiamt	76
5.4.1	Beschreibung des Netzgebietes	76
5.4.2	Analyse der Schätzgenauigkeit	77
5.4.3	Genauigkeit der synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte	96
5.4.4	Platzierung von Messstellen	100
5.4.5	Zusammenfassung der Analyse	107
5.5	Netzgebiet des Projektes EMMI	113
6	Zusammenfassung und Ausblick	115
	Abkürzungsverzeichnis	123
	Symbolverzeichnis	125
	Abbildungsverzeichnis	127
	Tabellenverzeichnis	133
	Literaturverzeichnis	137
	Anhang [A]	147
A.1	Projekt EMMI	147
	Anhang [B]	167
B.1	Beispiele für Knotenadmittanzmatrizen von Drehstromtransformatoren	167

B.2	Beispiele unterschiedlicher Anschlusskonfigurationen für den Betrieb von Verbrauchern an einem Vierleitersystem	168
B.3	Maximal gemessene Ströme und thermische Grenzströme	169
B.4	Vergleich der gemessenen und geschätzten zeitlichen Verläufe des Spannungs- und des Strombetrags an der Ortsnetzstation (ONS) 39	171
Anhang [C]		173
C.1	Zusammenfassung der ausgewählten Methoden für die Verteilnetz-Zustandsschätzung	173
Anhang [D]		177
D.1	Gleichungen der einphasigen Verteilnetz-Zustandsschätzung auf Basis polarer Knotenspannungen	177
Anhang [E]		183
E.1	Gleichungen der dreiphasigen Dreileiter Verteilnetz-Zustandsschätzung auf Basis polarer Knotenspannungen	183
Anhang [F]		189
F.1	Gleichungen der dreiphasigen Dreileiter und dreiphasigen Vierleiter Verteilnetz-Zustandsschätzung auf Basis kartesischer Knotenspannungen	189
F.2	Berechnung der Äquivalenzmessungen	192
F.3	Kovarianz-Matrix R mit Fehlerfortpflanzung	193
Anhang [G]		197
G.1	Liste eigener Publikationen	197

DANIEL GROß

1 Einleitung

1.1 Motivation und Hintergrund

Die angestrebte Energiewende wird entscheidend von der Politik vorangetrieben, wobei das im Jahre 2000 in Kraft getretene Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2014) eine wichtige Grundlage für die Umsetzung bildet. Insbesondere wurde in diesem Gesetz die Vergütung für Photovoltaik-Anlagen merklich angehoben, wodurch sich ein finanzieller Anreiz ergab derartige Stromerzeugungsanlagen zu installieren und zu betreiben. Aufgrund der finanziellen Förderung durch die Bundesregierung wurde das Konzept der dezentralen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE) speziell für Privatpersonen, landwirtschaftliche Betriebe und kleinere Gewerbe attraktiv. Dies ist auch der Grund, weshalb in den letzten Jahren ein stetiger Zuwachs an dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA), im süddeutschen Raum speziell Photovoltaik-Anlagen, in den Verteilnetzen auf Mittel- und Niederspannungsebene zu verzeichnen ist. Die Anzahl an DEA in den Verteilnetzen auf Mittel- und Niederspannungsebene wird laut unterschiedlichen Studien kontinuierlich zunehmen und sich vom heutigen Standpunkt aus aller Voraussicht nach bis zum Jahr 2032 mehr als verdoppeln [1], [2]. Aktuell sind in Deutschland 98% aller DEA auf Verteilnetzebene angeschlossen. Dies entspricht 90% der gesamt installierten Leistung aus EE [1, S. 15]. Neben den bekannten Vorteilen einer derartigen Stromerzeugung stellt die immer größer werdende Anzahl an DEA die Verteilnetzbetreiber (VNB) vor neue Herausforderungen. Auf der einen Seite entstehen neue technische Anforderungen, da sich aufgrund der dezentralen Einspeisung Auslastungssituationen ergeben, bei denen die Verteilnetze an die Grenzen der Betriebsmittelbelastungen gelangen und somit Norm- und Betriebsmittelgrenzwerte überschritten werden können. Auf der anderen Seite ergeben sich Residuallastkurven, welche nur schwer prognostizierbar sind und somit eine hohe Unsicherheit für den Netzbetrieb darstellen. Die beschriebenen Auswirkungen sind bereits heute zu verzeichnen, wobei laut der Verteilernetzstudie zum heutigen Zeitpunkt 75% aller Netzbetreiber zumindest punktuell von den Auswirkungen durch DEA betroffen sind [1, S. 7]. Dabei ist zu beachten, dass die überwiegende Anzahl der Verteilnetze in Deutschland historisch gewachsen ist und grundsätzlich für einen unidirektionalen Lastfluss konzeptioniert wurden. Das klassische Modell der Energieversorgung sieht die Erzeugung der benötigten Energie durch zentrale Kraftwerke vor. Die erzeugte Energie wird in die Übertragungsnetze eingespeist und über die Verteilnetze an die Verbraucher weitergeleitet (siehe Abbildung 1.1a). Bidirektionale Lastflüsse, wie sie durch die Einspeisung mittels DEA in die Verteilnetze hervorgerufen werden, wurden hierbei nicht berücksichtigt. Bis zu einem gewissen Grad an dezentraler Erzeugung können Verteilnetze ohne zusätzliche Maßnahmen ihren Betrieb innerhalb der geforderten Normgrenzen aufrecht erhalten. Werden diese jedoch überschritten, kann

ein sicherer Betrieb des betroffenen Verteilnetzes nicht gewährleistet werden. Weitere Aspekte, welche in Bezug auf die Veränderung von Lastflusssituationen in den Verteilnetzen zu berücksichtigen sind, resultieren aus der wachsenden Anzahl der Elektromobilität und die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen sowie von Speichern, bspw. zur Eigenverbrauchsoptimierung. Die zunehmend veränderten Einspeise- und Lastsituationen sorgen für neue Gleichzeitigkeiten, wodurch sich neue Spitzenlasten ergeben können, welche wiederum zu bisher unbekanntem Betriebsmittelbelastungen führen. Die VNB werden deshalb durch den Gesetzgeber anhand des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [25] neben einem sicheren und zuverlässigen Betrieb nach DIN EN 50160 [17] dazu angehalten, die Effizienz bei der Integration erneuerbarer Energien durch den Einsatz intelligenter Technologien und Strukturen zu erhöhen.

Neben den oben aufgeführten technischen Herausforderungen kommen auch neue Aufgaben durch den liberalisierten Energiemarkt auf die Netzbetreiber zu, welche sich in Form neuer Marktmodelle bemerkbar machen können. Darüber hinaus wird durch den zunehmenden Wettbewerb, sinkende Gewinnspannen im Day-Ahead-Markt und Unsicherheiten aus volatilen Preisen die tägliche Kraftwerkseinsatzplanung und somit die operative Betriebsführung permanent anspruchsvoller.

Die aufgeführten veränderten Rahmenbedingungen für den zukünftigen Verteilnetzbetrieb sind Synonyme für die Wandlung des passiven Verteilnetzes in ein aktives Verteilnetz, wodurch sich letztlich die Versorgungsaufgaben für die VNB nachhaltig ändern werden. Um diese Transfor-

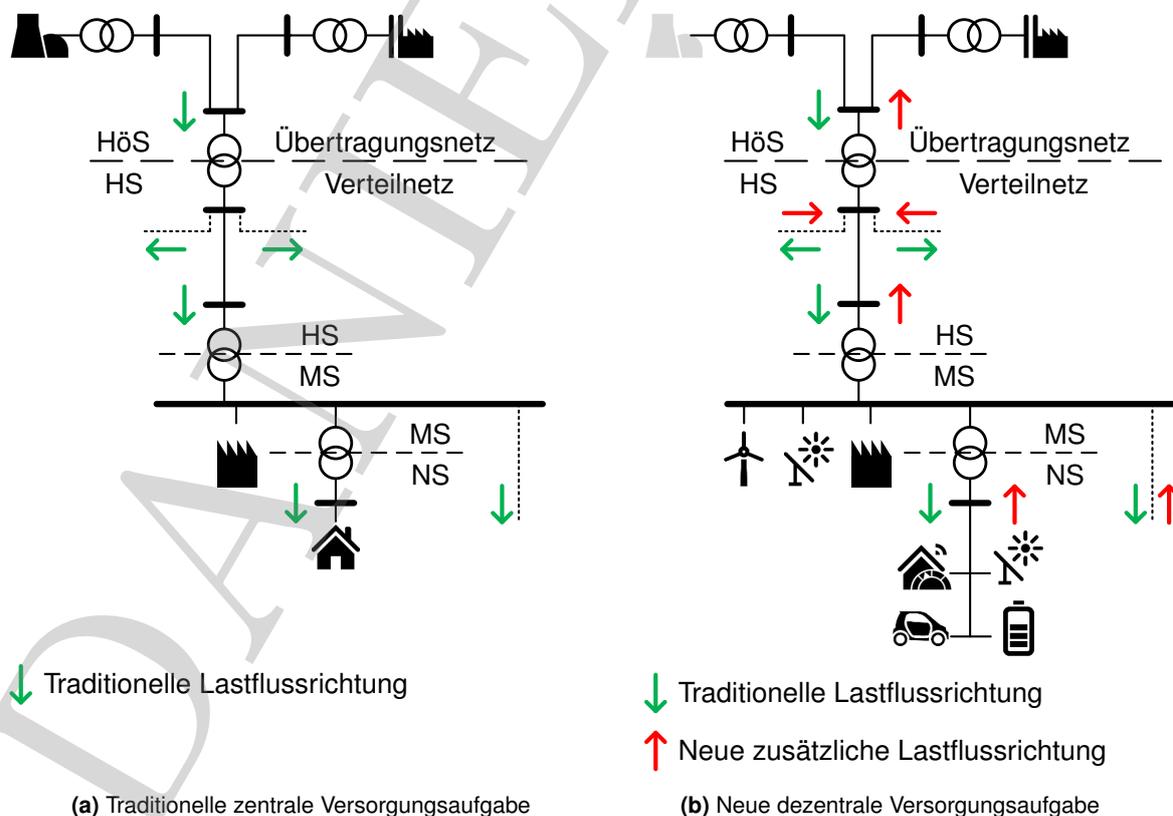


Abbildung 1.1: Konzepte der Energieversorgung

mation mit den traditionell gewachsenen Verteilnetzen vereinen zu können, bedarf es neuer Maßnahmen, damit die VNB auch weiterhin einen sicheren, zuverlässigen, energieeffizienten und wirtschaftlichen Betrieb der Verteilnetze gewährleisten können. Die volatile Einspeisung durch DEA sowie die Zunahme an neuen Verbrauchertypen erfordert eine zunehmende Flexibilisierung des Verteilnetzes, damit einerseits bei steigender Anzahl von DEA im gleichen Maße die regelbare Einspeisung der konventionellen Erzeugung reduziert werden kann und andererseits aktiv auf den Betrieb neuer Verbrauchertypen, wie der Elektromobilität oder Speicher, reagiert werden kann. Hierzu werden, neben dem klassischen Netzausbau, vermehrt neue Regelstrategien, wie bspw. Last- oder Einspeisemanagement und Betriebsmittel, wie bspw. Batteriespeicher zum netzdienstlichen Einsatz, in Betracht gezogen (siehe Abbildung 1.1b). Für die Umsetzung solcher Maßnahmen und den daraus resultierenden sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb muss der Systemzustand (auch Betriebszustand genannt) des betrachteten Netzes in Bezug auf die jeweilige Last- und Einspeisesituation bekannt sein. Der Systemzustand wird mittels Lastflüsse, Ströme, Spannungen und die daraus resultierenden Betriebsmittelauslastungen dargestellt und in der Regel auf Basis der komplexen Knotenspannungen und Betriebsmittelimpedanzen ermittelt. Beim bisherigen Netzbetrieb der passiven Verteilnetze, welche lediglich durch Lastbezug beansprucht wurden, war die kontinuierliche Kenntnis über den Systemzustand nicht notwendig, weshalb speziell auf der Mittel- und Niederspannungsebene bisweilen keine bzw. nur vereinzelt Messwerte erfasst werden, welche als Informationen für die Betriebsführung genutzt werden können. Der Grund hierfür liegt in der großzügigen Dimensionierung der Betriebsmittel sowie die ausreichend genaue Kenntnis des aggregierten Verbraucherverhaltens, welches mittels Standardlastprofile (SLP) abgebildet werden konnte. Auf diese vereinfachten Annahmen kann sich für den Netzbetrieb zukünftiger aktiver Verteilnetze nicht mehr gestützt werden, da durch die neuen Lastflusssituationen Systemzustände entstehen, auf die der Netzbetreiber proaktiv reagieren muss, um einen stabilen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Dem Übergang vom passiven zum aktiven Verteilnetz muss daher besonders beim operativen Netzbetrieb zukünftiger Verteilnetze durch das kontinuierliche Ermitteln des aktuellen Systemzustandes Rechnung getragen werden.

Um den Netzbetrieb der zunehmend komplexeren Verteilnetze unter den neuen Rahmenbedingungen gewährleisten zu können, benötigen die Netzbetreiber eine genaue Kenntnis über den aktuellen Systemzustand ihrer Verteilnetze, was durch eine Verteilnetz-Zustandsschätzung (VNZS) (engl. Distribution System State Estimation (DSSE)) erbracht werden kann [3, S. XXV], [5, S. 9], [11, S. 10].

1.2 Thema und Zielsetzung

Ziel der Arbeit ist eine praxisnahe Entwicklung, Implementierung und Validierung einer Verteilnetz-Zustandsschätzung (VNZS) für Mittel- und Niederspannungsverteilnetze und die Bewertung

der Schätzgüte unter realen Rahmenbedingungen. Seit den 70er Jahren wird bereits in Übertragungsnetzen der Systemzustand durch Zustandsschätzungen zuverlässig ermittelt [47]. Die unterschiedlichen Rahmenbedingungen im Übertragungs- und Verteilnetz, wie bspw. die Netzimpedanz, Netztopologie oder auch fehlende Messwerte im Verteilnetz, verhinderten jedoch eine direkte Übernahme des Konzeptes der Zustandsschätzung aus dem Übertragungsnetz in das Verteilnetz. Die Adaption der klassischen Zustandsschätzung auf Verteilnetze ist daher seit geraumer Zeit Gegenstand der Forschung, wobei sich gezeigt hat, dass eine VNZS ein ebenso probates Mittel zur Ermittlung der Systemzustände in Verteilnetzen darstellt, wie es auch im Übertragungsnetz der Fall ist [50], [51]. Die gewonnenen Erkenntnisse, insbesondere im Bereich der Zustandsschätzalgorithmen sind ein erster wichtiger Schritt zur Realisierung von Zustandsschätzern in Verteilnetzen. Jedoch muss bei der Überführung der theoretischen Erkenntnisse in die Praxis vor allem auf eine praktikable und stabile Implementierung geachtet werden, damit ein operativer Einsatz der VNZS in Betracht gezogen werden kann. Hierbei sind insbesondere die realen Rahmenbedingungen bei den VNB zu beachten. Die Überwachung komplexer elektrischer Energieversorgungssysteme ist in der Regel mit hohem finanziellen Aufwand verbunden. Dabei spielen insbesondere Investitionskosten in Messsysteme und in Informations- und Kommunikationstechnologien eine maßgebliche Rolle. Da dies bisher in den Verteilnetzen nicht notwendig war, sind Systeme zur vollständigen Messwerterfassung (engl. Advanced Metering Infrastructure (AMI)) in großen Teilen der Mittel- und Niederspannungsnetze nicht vorhanden. Dieser Umstand und die Tatsache, dass oftmals weiterführende Informationen zu den Netzgebieten, wie bspw. die Art der Lasttypen, nur unter großem Aufwand rekonstruiert werden können und somit rechenfähige Netzmodelle nicht zur Verfügung stehen, verhindern bisweilen die gewonnenen Erkenntnisse flächendeckend ins Feld zu bringen und im Rahmen realer Bedingungen zu bewerten. Durch ein standardisiertes Softwarekonzept soll des Weiteren eine Übertragung der VNZS auf andere Verteilnetze erleichtert werden. Bei der Überführung der theoretischen Verfahren für eine VNZS in die Praxis müssen die realen Rahmenbedingungen in den zu überwachenden Verteilnetzen berücksichtigt und ggf. fehlende Informationen adäquat ergänzt werden. Im Rahmen dieser Dissertation soll daher unter anderem eine VNZS realisiert und der Einfluss unterschiedlicher Gegebenheiten auf die Güte der VNZS in Bezug auf den wahrscheinlichsten Systemzustand untersucht werden.

Zusammengefasst hat die vorliegende Arbeit folgende Zielsetzung:

- Implementierung eines Prototyps einer VNZS für den operativen Einsatz in Mittel- und Niederspannungsnetzen
- Analyse der Einflüsse unterschiedlicher Eingangsdaten (reale Messwerte, synthetische Ersatzwerte und SLP) unter den realen Rahmenbedingungen in Mittel- und Niederspannungsnetzen
- Bestimmung der Güte/Genauigkeit der VNZS in Bezug auf die Ermittlung der komplexen Knotenspannungen und Knotenströme auf Basis variierender Durchdringung und Art (Messwerttyp) der Messpunkte anhand realer Messdaten

- Optimale Platzierung der Messtechnik, um auch bei nicht vollständiger Messwerterfassung an allen Netzknoten mit einem Minimalmaß an Sensorik eine vollständige Beobachtbarkeit herstellen zu können
- Realisierung der Übertragbarkeit der VNZS auf andere Netzgebiete unter Verwendung anpassbarer Pseudomesswerte

1.3 Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit beleuchtet zunächst in Kapitel 2 die Struktur des aktuellen Netzbetriebes. Hierzu werden die Aufgaben des gegenwärtigen Netzbetriebes allgemein auf Basis seines strukturellen Aufbaus erläutert und eine Einordnung der Zustandsschätzung in den Netzbetrieb gegeben. Im Anschluss an die Erläuterungen zum aktuellen Netzbetrieb in Verteilnetzen folgt eine differenzierte Bewertung der zukünftigen Anforderungen des Netzbetriebes im Verteilnetz. Als weitere Hinführung zum Thema werden im Anschluss die Rahmenbedingungen für den Einsatz einer Zustandsschätzung im Elektrizitätsversorgungssystem (EVS) unterschieden nach Übertragungs- und Verteilnetz erörtert. Hierbei wird auch auf den aktuellen Smart-Meter-Rollout im Verteilnetz eingegangen. Die Erläuterung des Unterschiedes zwischen einem transienten und einem eingeschwungenen Systemzustand dient zur abschließenden Festlegung der Rahmenbedingungen. Das Kapitel schließt mit dem Abschnitt zur Abgrenzung und Zielsetzung der vorliegenden Arbeit.

Kapitel 3 wird den theoretischen Grundlagen der Zustandsschätzung in EVS gewidmet. Nach einer Einordnung wird der Hintergrund des Einsatzes der Zustandsschätzung im Bereich der elektrischen Energieinfrastruktur in Kürze abgehandelt. Anschließend wird der Stand der Technik im Bereich der VNZS in Bezug auf die unterschiedlichen Verfahren dargelegt. Danach werden die grundlegenden mathematischen statistischen Zusammenhänge der in dieser Arbeit verwendeten Weighted Least Square (WLS)-Methode anhand der Parameterschätzung unter Einsatz einer Schätzfunktion näher erläutert. In diesem Zusammenhang wird auf die Ermittlung von Messwerten und deren Messabweichungen eingegangen. Es folgt eine Erläuterung eines statischen Zustandsschätzers auf Basis eines Punktschätzers dessen Schätzfunktion mittels der Maximum-Likelihood-Methode aufgestellt wird. Im nächsten Abschnitt wird die Methode der gewichteten kleinsten Fehlerquadrate für die nichtlineare Zustandsschätzung zur Anwendung in EVS erläutert. Darauf aufbauend wird die Beobachtbarkeit und Redundanz von Messwerten erörtert. Anknüpfend daran werden die in dieser Arbeit verwendeten Algorithmen sowie deren Erweiterung näher ausgeführt. Der Abschluss des Kapitels bildet eine Übersicht über die verwendeten Komponentenmodelle.

Kapitel 4 umfasst die Beschreibung aller erforderlichen Daten zur Umsetzung einer VNZS. Hierbei wird zunächst auf die Notwendigkeit eines rechenfähigen Netzmodells sowie die Anpassung der Netzmodelle zur Verwendung für eine VNZS eingegangen. Anschließend werden die Eingangs-

datentypen in Bezug auf das beschriebene Netzmodell definiert und die Unterscheidung der einzelnen Eingangsdatentypen im Hinblick auf ihre Güte erläutert. Die Beschreibung der in dieser Arbeit verwendeten Pseudomesswerte wird anhand des darauffolgenden Abschnittes erläutert. Hierbei wird sowohl die Last- als auch die Einspeisemodellierung aufgezeigt sowie die daraus resultierende Erstellung der für die Mittelspannungsebene benötigten synthetischen aggregierten Profile. Das Kapitel schließt mit dem Abschnitt zur Auswertung der Fehlerbereiche der einzelnen Eingangsdaten.

In Kapitel 5 wird ein Konzeptnachweis der in dieser Arbeit implementierten Methode der VNZS durchgeführt. Hierbei werden zwei reale Mittelspannungsabgänge aus dem Versorgungsgebiet der Netze BW GmbH¹ verwendet. Neben einem rechenfähigen Netzmodell stehen für die Analysen Messdaten aus den Netzgebieten zur Verfügung. Die Validierung findet in Bezug auf die Schätzgenauigkeit der durch die VNZS berechneten Zustandsvariablen und der daraus berechneten Größen zur Beurteilung des Systemzustandes statt. Auf Basis der in beiden Netzgebieten erfassten Messwerte findet eine Bewertung der Güte der VNZS für die Knotenspannungs- und Knotenstrombeträge statt. In Bezug auf die Betriebsmittelauslastungen werden die Leitungsauslastungen, welche sich auf Basis der realen Messdaten ergeben, als Basisfall betrachtet, da Lastflussmessungen als Referenzwerte nicht vorhanden sind. Die vorgestellten Untersuchungen beziehen sich zunächst auf die Bewertung des Einflusses unterschiedlicher Eingangsinformationen (reale Messwerte, synthetische Ersatzwerte und SLP) auf die Schätzgenauigkeit. Darauf aufbauend wird die Beeinflussung der Schätzgenauigkeit in Bezug auf eine variierende Durchdringung und Art (Messwerttyp) der Messpunkte untersucht.

Die Arbeit schließt mit dem Fazit und einem Ausblick in Kapitel 6.

1.4 Wissenschaftliche These

Die Wandlung passiver in aktive Verteilnetze bringt neue Herausforderungen für VNB mit sich, wodurch eine höhere Transparenz des Systemzustandes benötigt wird, um einen proaktiven Verteilnetzbetrieb in der Mittel- und Niederspannung realisieren zu können. Die Rahmenbedingungen der historisch gewachsenen Verteilnetze stehen jedoch im Gegensatz zu den neuen Herausforderungen zukünftig aktiver Verteilnetze. Hieraus leitet sich unmittelbar die folgende These dieser Dissertation ab:

Mithilfe einer anwendungsnahen Verteilnetz-Zustandsschätzung lässt sich unter gegebenen Rahmenbedingungen der wahrscheinlichste Systemzustand in einer Güte bestimmen, welche für den zukünftig operativen Verteilnetzbetrieb in einer akzeptablen Genauigkeit vorliegt.

¹Internet: <https://www.netze-bw.de>, Stand: 05.08.2019.

2 Rahmenbedingungen für den gegenwärtigen und zukünftigen Verteilnetzbetrieb

Das Thema der vorliegenden Arbeit lässt sich dem Tätigkeitsbereich des Netzbetriebes von EVS zuordnen. Deswegen erfolgt in diesem Kapitel zunächst eine Einordnung des gegenwärtigen und zukünftigen Netzbetriebes unter den vorherrschenden Rahmenbedingungen im Verteilnetz. Daran anknüpfend werden die Rahmenbedingungen für den Einsatz einer Zustandsschätzung differenziert nach Übertragungs- und Verteilnetzebene dargelegt, sowie eine Definition des Systemzustandes im EVS gegeben. Abschließend wird die Abgrenzung und Zielsetzung der vorliegenden Arbeit definiert.

2.1 Historisch gewachsene Verteilnetze

In der Energieversorgung sind eine Lebensdauer von Betriebsmitteln und Planungszyklen im Bereich zwischen 20 und 70 Jahren Standard [37, S. 5]. Aus diesem Grund basiert die heutige Energieversorgung zum Großteil auf Strukturen und elektrischen Energienetzen, deren Betriebsmittel mehrere Jahrzehnte alt sind. Zum damaligen Zeitpunkt wurden die elektrischen Verteilnetze auf nahezu reinen Lastbezug ausgelegt, wobei eine zentrale Bereitstellung der benötigten elektrischen Energie aus Großkraftwerken vorausgesetzt wurde (vgl. Abbildung 1.1a). Auch wenn sich elektrische Energienetze in Größe und Art der Baugruppen unterscheiden, weisen sie grundlegende Charakteristiken auf. Energienetze werden als dreiphasige Wechselstromsysteme (engl. Alternating Current (AC)) aufgebaut, welche im Wesentlichen mit einer konstanten Spannung betrieben werden. Die Erzeugungs- und Übertragungselemente basieren diesbezüglich auf dreiphasigen Betriebsmitteln. Industrielasten werden grundsätzlich dreiphasig am Netz betrieben. Einphasige Lasten werden möglichst gleichmäßig über die einzelnen Phasen verteilt angeschlossen, um die Symmetrie des dreiphasigen Systems aufrecht zu erhalten. Zur Erzeugung des elektrischen Stromes werden Synchronmaschinen verwendet. Der flächendeckende Verbundbetrieb zur Versorgung der jeweiligen Verbraucher, wird durch die Übertragung der Energie über große Distanzen realisiert. Die Aufteilung in Übertragungs- und Verteilnetze resultiert durch die Einteilung des EVS in unterschiedliche Spannungsebenen [32, S. 5-6].

In der vorliegenden Arbeit werden ausschließlich Mittel- und Niederspannungsnetze betrachtet. Diese Netzebenen wurden in der Vergangenheit einzig für die Verteilung elektrischer Energie konzipiert. Aufgrund der historischen Entwicklung werden in Deutschland bis zum heutigen Tag überwiegend offene Ring-, Strang- und Strahlennetze in der Mittel- und Niederspannung betrieben. Die Art der Netztopologie ist dabei abhängig von der Versorgungsaufgabe. In ländlichen Gebieten

mit einer geringen Lastdichte und größeren Distanzen zwischen den Anschlussknoten sind die Netze oftmals als Strahlennetze ausgeführt. In städtischen Gebieten mit hohen Lastdichten sind die Netztopologien hingegen weitgehend als kürzere Ringnetze aufgebaut, welche i. d. R. offen betrieben werden [33, S. 82-86].

Auch wenn die in diesem Abschnitt aufgeführten Punkte in Betracht der anhaltenden Energiewende überholt erscheinen, sind sie zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit Stand der Technik und bestimmen somit die Rahmenbedingungen, welche als Voraussetzungen für die in dieser Arbeit getroffenen Annahmen gelten.

2.2 Gegenwärtiger Netzbetrieb

Im Wesentlichen gliedert sich der Netzbetrieb von Verteilnetzen in zwei Aufgabenfelder, wie sie sich auch im Netzbetrieb des Übertragungsnetzes ergeben. Zum einen den Bereich der Netzbereitstellung und zum anderen den Bereich der Systemführung, wie in Abbildung 2.1 dargestellt. Aus diesem Grund wird zunächst auf diese beiden Bereiche aus Sicht des Übertragungsnetzes eingegangen, da im bisherigen Verständnis die Netzbetriebsführung der Verteilnetzebene als Untermenge in den nachfolgenden beschriebenen Tätigkeiten enthalten ist. Im Anschluss daran, wird eine Differenzierung des Netzbetriebes im Verteilnetz vorgenommen.

Netzbereitstellung

Die Aufgabe der Netzbereitstellung oder auch Asset Management genannt, liegt darin, dass Netzbetriebsbereit vorzuhalten. Der Bereich umfasst im Allgemeinen die kurz-, mittel-, und langfristige Netzplanung, den Netzaus- und umbau, die Inspektion, die Wartung und die Instandsetzung der

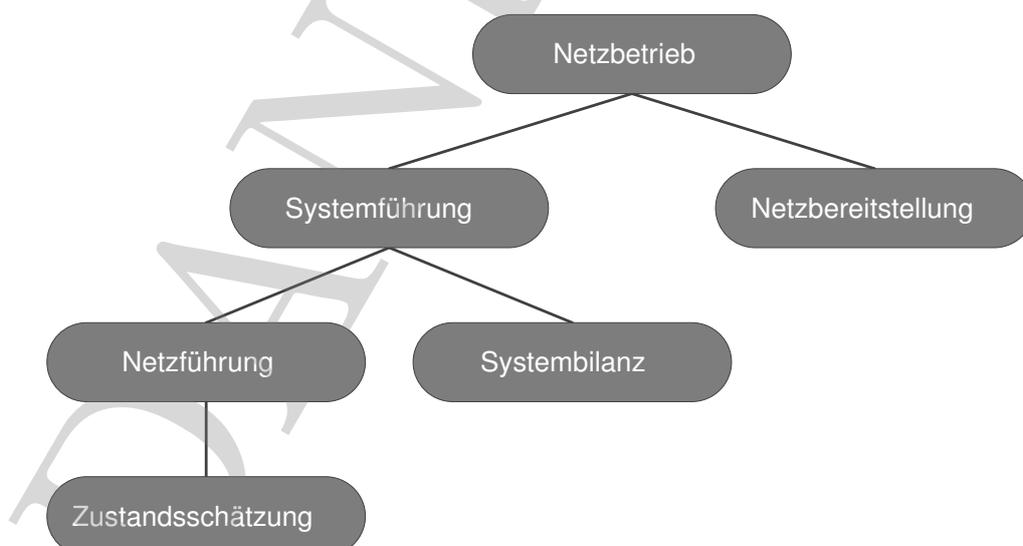


Abbildung 2.1: Struktureller Aufbau des Netzbetriebes [31, S. 743]

Leitungen und Umspannstationen. Ziel des Asset Managements ist dabei die optimale Nutzung der Betriebsmittel des jeweiligen Netzbetreibers, um damit eine Kostenminimierung bei gleichbleibender oder erhöhter Verfügbarkeit zu erreichen [31, S. 772,941]. Die Aspekte der Netzbereitstellung werden in dieser Arbeit nicht betrachtet, weshalb an dieser Stelle nicht näher auf diesen Teil des Netzbetriebes eingegangen wird.

Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen im Bereich der Systemführung wird diese weiter untergliedert und teilt sich in den Bereich der Netzführung und der Systembilanz auf, was ebenfalls in Abbildung 2.1 dargestellt ist. Die detaillierten Tätigkeitsbereiche der Systembilanz bzw. der Netzführung sind in Tabelle 2.1 aufgelistet.

Systembilanz

Im Bereich der Systembilanz geht es vorwiegend um die Leistungsbilanzierung des Netzes. Dazu wird ein Fahrplanmanagement verwendet, in welches alle Fahrpläne der Bilanzkreise übernommen und koordiniert werden. Im Zuge der Strommarktliberalisierung wurden zu Abrechnungszwecken Bilanzkreise eingeführt, um eine Bilanzierung zwischen der Einspeiseleistung und der Entnahmeleistung zu ermöglichen. Hierbei müssen die Bilanzkreisverantwortlichen durch entsprechende planerische Maßnahmen dafür Sorge tragen, dass ein Gleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Wirkleistung für den Folgetag gewährleistet ist. Die Aufgabe der Systembilanz ist es, die durch die Bilanzkreisverantwortlichen eingereichten Fahrpläne auf ihre Plausibilität zu prüfen und den gemeinsamen Export und Import aller Bilanzkreise in Bezug auf das Netz in der jeweiligen Regelzone zu koordinieren. Treten außerplanmäßige Abweichungen zu den prognostizierten Fahrplänen auf, muss dies der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Rahmen seiner zu erbringenden Systemdienstleistung, in diesem Fall der Frequenzhaltung, durch das Abrufen von Reserveleistung, auch Regelleistung genannt, kompensieren. Diese Regelleistung kann durch Kraftwerke innerhalb und außerhalb seiner Regelzone abgerufen werden, wobei die Menge sowie die Art der Regelleistung im Vorfeld am Strommarkt erworben werden muss. Die in Tabelle 2.1 aufgeführten Tätigkeitsbereiche sind daher notwendig, um die beschriebene Aufgabe

Tabelle 2.1: Tätigkeitsbereiche der Netzführung und der Systembilanz [31, S. 761]

Systembilanz	Netzführung
<ul style="list-style-type: none"> • Fahrplanmanagement • Einsatz von Regelenergie • Leistungsfrequenzregelung • Ausgleich der volatilen Einspeisung aus erneuerbaren Energien • Engpassmanagement durch Redispatch • Planung von Systemdienstleistung 	<ul style="list-style-type: none"> • Überwachung und Steuerung • Wahrung der n-1 Sicherheit • Abschaltung • Engpassmanagement durch Topologieänderungen • Spannungs- und Blindleistungsoptimierung • Störungserfassung und -behebung • Netzrekonstruktion

der Systembilanz ganzheitlich umsetzen zu können [31, S. 761-766].

Netzführung

Im Gegensatz zu den überwiegend planerischen Tätigkeiten der Systembilanz befasst sich die Netzführung mit dem operativen Betrieb des EVS. Dabei ist die Netzführung hauptsächlich mit der Überwachung des Netzes, der Steuerung im Zuge tagesüblicher Änderungen des Lastverlaufs, dem Erkennen und Beheben von Betriebsstörungen sowie der Schaltplanung für Instandhaltungsarbeiten betraut. Die Hauptaufgabe besteht hierbei in der Aufrechterhaltung des sicheren und zuverlässigen Betriebszustandes des Netzes, durch die permanente Wahrung des Gleichgewichtszustandes zwischen verbrauchter und erzeugter Leistung. Hierbei kommt den ÜNB eine globale Regelverantwortung in Form der Frequenzhaltung zu. Die Frequenzhaltung dient sowohl zum Ausgleich tagesüblicher Lastschwankungen, als auch außergewöhnlicher Lastschwankungen hervorgerufen durch Störungen [5, S. 26]. Bei den Regelleistungsarten unterscheidet man daher zwischen der Primär²-, der Sekundär³- sowie der Tertiärregelleistung⁴, welche sich in ihrer Bereitstellungsgeschwindigkeit unterscheiden [29, S. 185-191]. Im Gegensatz zur Frequenzhaltung ist die Systemdienstleistung der Spannungshaltung eine lokale Größe und wird durch die Bereitstellung von Blindleistung erbracht. Blindleistung kann sowohl von konventionellen Kraftwerken als auch von EE-Anlagen zur Verfügung gestellt werden, weswegen sowohl ÜNB als auch VNB diese Systemdienstleistung bereitstellen können [5, S. 26], [31, S. 746].

Zustandsschätzung als Basis für die Netzführung

Für die beschriebenen Tätigkeiten der operativen Netzführung ist die Ermittlung eines vollständigen und zuverlässigen Systemzustandes unabdingbar. Denn nur so können die durchzuführenden Maßnahmen in Bezug auf einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb adäquat beurteilt und durchgeführt werden. Für betriebliche Aufgaben ist daher zunächst eine konsistente Datenbasis nötig, welche eine möglichst genaue Information über die Systemgrößen beinhaltet und anhand derer der wahrscheinlichste Systemzustand im EVS ermittelt werden kann. Die Konsistenz der Datenbasis bezieht sich dabei zum einen auf die korrekte Netztopologie (aktuelle Schalterstellung) des EVS und zum anderen auf die Messwerte, welche innerhalb des zu überwachenden EVS erfasst werden [30, S. 158]. Auf Basis dieser Daten wird anschließend unter zur Hilfenahme eines Estimationsalgorithmus der wahrscheinlichste Systemzustand ermittelt, welcher typischerweise durch die komplexen Knotenspannungen an alle Netzknoten im betrachteten EVS ausgedrückt wird. Dieses Verfahren wird im Allgemeinen Zustandserkennung oder auch Zustandsschätzung (engl. State Estimation (SE)) genannt. Das in dieser Arbeit implementierte Verfahren der Zustandsschätzung wird in Kapitel 3 ausführlich erläutert.

²engl. Frequency Containment Reserves (FCR)

³engl. automatic Frequency Restoration Reserves (aFRR)

⁴engl. manual Frequency Restoration Reserves (mFRR)

Netzbetrieb im Verteilnetz

Der aktuelle Netzbetrieb im Verteilnetz lässt sich in dieselben Kategorien einteilen wie im Übertragungsnetz. Zumindest im Bereich der Hochspannungsebene decken sich die Aufgaben des Netzbetriebes mit denen in der Höchstspannungsebene, wenn auch in den einzelnen Untergruppen zum Teil ein reduzierter Funktionsaufwand vorherrscht. So ist bspw. die Bilanzierung der jeweiligen Verteilnetze im Bereich der Systembilanz aktuell noch deutlich reduzierter als dies im Übertragungsnetz der Fall ist. Im Hochspannungsnetz ist das Ausmaß der Tätigkeitsbereiche der Netzführung vergleichbar zum Übertragungsnetz. Mit abnehmender Spannungsebene reduziert sich auch hier der Aufgabenumfang im Vergleich zur Höchst- und Hochspannungsebene deutlich. Der Netzbereitstellung kommen in allen Spannungsebenen im aktuellen Verteilnetzbetrieb dieselben Aufgaben wie im Übertragungsnetz zu [31, S. 771]. In Bezug auf die Systemdienstleistungen findet bereits heute eine Unterstützung der ÜNB durch eine Bereitstellung aus den Verteilnetzen statt. Zukünftig wird die Erbringung von Systemdienstleistungen durch die Spannungsebenen in den Verteilnetzen weiter zunehmen [4].

2.3 Zukünftige Anforderungen für den Netzbetrieb in Verteilnetzen

Neue Rahmenbedingungen in Bezug auf den zukünftigen Verteilnetzbetrieb wurden bereits in Abschnitt 1.1 kurz erwähnt und werden in diesem Abschnitt nochmals im Kontext des Netzbetriebes betrachtet.

Die Wandlung vom passiven zum aktiven Verteilnetz ist aktuell in vollem Gange, wobei die größten Veränderungen im Verteilnetz auf Mittel- und Niederspannungsebene zu verzeichnen sind. Wachsende Anforderungen seitens der Kunden, der Regulierungsbehörden und des liberalisierten Energiemarktes stellen Netzbetreiber vor veränderte Herausforderungen in Bezug auf einen sicheren und effizienten Netzbetrieb. Tabelle 2.2 gibt einen Überblick über die Rahmenbedingungen, welche durch die einzelnen Interessengruppen an den zukünftigen Verteilnetzbetrieb gestellt werden. Die grundsätzlichen Aufgaben des Netzbetriebes von Verteilnetzen, die Systemführung

Tabelle 2.2: Rahmenbedingungen für den zukünftigen Netzbetrieb

Kunden	Regulierungsbehörden	Energiemarkt
<ul style="list-style-type: none"> • Permanenter Zuwachs an DEA • Anstieg der Elektromobilität • Sektorenkopplung durch bspw. Wärmepumpen • Batteriespeicher zur Eigenverbrauchsoptimierung 	<ul style="list-style-type: none"> • Effiziente Integration erneuerbarer Energien durch intelligente Technologien wie bspw. regelbare Ortsnetztransformatoren oder netzdienliche Batteriespeicher • Last- und Einspeisemanagement 	<ul style="list-style-type: none"> • Neue Marktmodelle aufgrund von Flexibilisierung • Zunehmender Wettbewerb • Erschwerte Kraftwerksplanung durch sinkende Gewinnspannen im Day-Ahead-Markt, Unsicherheiten aus volatilen Lasten und Preisen

und Netzbereitstellung, bleiben auch unter den neuen Anforderungen bestehen. In Anbetracht der neuen Rahmenbedingungen muss allerdings nach den einzelnen Spannungsebenen im Verteilnetz genauer differenziert werden, da diesen in Zukunft mehr Verantwortung zukommt. Dies bedeutet, dass sich bisherige Aufgaben des Netzbetriebes aus dem Übertragungsnetz zumindest teilweise in die Zuständigkeit des Netzbetriebes der Verteilnetze verlagern. Diese Aufgaben wiederum können nur dann im Verteilnetz vollständig realisiert werden, wenn das EVS auch bis in die untersten Spannungsebenen überwacht und gesteuert werden kann [8]. Während im Verteilnetz auf Hochspannungsebene weitestgehend ähnliche Gegebenheiten in Bezug auf die Parametererfassung herrschen wie im Übertragungsnetz auf Höchstspannungsebene, nimmt die Möglichkeit zur Überwachung in den unteren Spannungsebenen abrupt ab. Der Hauptgrund liegt hierbei in dem eingangs erwähnten historischen Aufbau der Verteilnetze und den zum Zeitpunkt der Planung und Realisierung vorherrschenden Rahmenbedingungen. Darüber hinaus ist zu beachten, dass die Kosten zur Erfassung des Netzzustandes und die Steuerung des Netzes im Vergleich zu den Betriebsmittelkosten, sehr hoch sind. Die Auslegung auf einen liberalisierten Energiemarkt, dezentralisierte Erzeugungsanlagen, intelligente Betriebsmittel oder gar die zukünftige Erbringung von Systemdienstleistungen waren nicht angedacht, wodurch eine flächendeckende Überwachung des Verteilnetzes nicht notwendig war. Zu Beginn der Energiewende stand die Ausbringung einer flächendeckenden Messwerterfassung ebenfalls noch nicht im Fokus, da die Netzbetreiber überwiegend von der großzügigen Auslegung der Betriebsmittel in ihren Netzen zehren konnten und Schwachstellen durch punktuelle Netzverstärkungsmaßnahmen mittels klassischem Netzausbau behoben werden konnten. Auf Mittel- und Niederspannungsebene gibt es aufgrund dessen de facto keine Überwachung, weshalb eine operative Netzführung nicht praktiziert werden kann. Mit zunehmender Dezentralisierung und Komplexität der Verteilnetze wird dies jedoch zukünftig benötigt werden. Bis dato gibt es bis auf einzelne Pilotprojekte^{5,6,7} keine flächendeckende Messwerterfassung in den Verteilnetzen auf Mittel- und Niederspannungsebene, was im Gegensatz zu den neuen Herausforderungen der Netzführung im Verteilnetz steht.

In Bezug auf die Systemdienstleistungen sei an dieser Stelle erwähnt, dass zukünftig ein größerer Bedarf für Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz zur Unterstützung der ÜNB aufkommen wird. Durch die zunehmende Erzeugung in den Verteilnetzen werden die Großkraftwerke auf lange Sicht als Lieferanten von Systemdienstleistungen ersetzt. Insbesondere in der Hochspannungsebene der Verteilnetze wird Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung sowie die Schwarzstartfähigkeit zum Netzwiederaufbau vermehrt nachgefragt werden. Redispatchleistung und Regelleistung (Primär-, Sekundär- sowie Tertiärregelleistung) können durch die Aggregation dezentraler Erzeuger, sogenannter Flächenkraftwerke, erbracht werden [4].

⁵Internetseite: <http://projekt-grid-control.de/>. Stand: 17.04.2019.

⁶Internetseite: <http://www.regmodharz.de>. Stand: 17.04.2019.

⁷Internetseite: <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/forschung/smart-e-digitale-energiwelt/meregio.html>. Stand: 17.04.2019.

2.4 Rahmenbedingungen für den Einsatz der Zustandsschätzung im Elektrizitätsversorgungssystem

Nach der bisherigen Beschreibung des Aufbaus des Netzbetriebes, sowie den Erläuterungen über den gegenwärtigen und zukünftigen Netzbetrieb, erfolgt in diesem Abschnitt die Darstellung der aktuellen Rahmenbedingungen in Bezug auf den Einsatz der Zustandsschätzung in EVS.

2.4.1 Übertragungsnetz

Im Gegensatz zum flächendeckenden Einsatz der Zustandsschätzung im Übertragungsnetz auf Höchstspannungsebene gibt es derzeit keine Anwendung der Zustandsschätzung in der Mittel- und Niederspannung des Verteilnetzes. Der Grund hierfür lässt sich durch die Differenzierung der Rahmenbedingungen der unterschiedlichen Netzebenen verdeutlichen. Die hauptsächliche Versorgung mit elektrischer Energie wurde und wird nach wie vor durch Großkraftwerke sichergestellt, welche direkt in das Übertragungsnetz einspeisen. Durch die Regelung dieser Kraftwerke lässt sich die Erzeugung des elektrischen Stromes an dessen Nachfrage anpassen, wodurch das Gleichgewicht im System gehalten wird. Aus diesem Grund ist in einem Verbund zur elektrischen Energieversorgung, wie bspw. dem europäischen Verbundsystem (Union for the Coordination of Transmission of Electricity (UCTE)), dieser Netzebene nach wie vor die größte Bedeutung beizumessen. Ein flächendeckender Ausfall des Übertragungsnetzes würde immense volkswirtschaftliche Schäden nach sich ziehen [9], weshalb die Kenntnis über den Systemzustand dieser Spannungsebene von großer Bedeutung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung ist. Die flächendeckende Messwerverfassung in der Höchstspannungsebene ist mitunter die größte Herausforderung für die auf die Zustandsschätzung basierenden Kontrollsysteme. Eine große Anzahl an Messwerten, welche in der Regel redundant und zeitlich zusammenhängend⁸ erfasst werden, müssen übertragen, gespeichert, auf ihre Plausibilität geprüft und in sehr kurzer Zeit (i. d. R. minütlich) verarbeitet werden. Hierbei spielt die zeitliche Zuordnung der erfassten Messwerte zueinander eine entscheidende Rolle, da nur bei zeitlich korrektem Zusammenhang der Systemzustand eindeutig ermittelt werden kann.

2.4.2 Verteilnetz

Die Hochspannungsebene, die höchste Spannungsebene im Verteilnetz, muss in Bezug auf eine großflächige Versorgung ebenfalls kritisch eingestuft werden, da sie in ihrer Struktur vergleichbare Eigenschaften aufweist wie die Höchstspannungsebene. Abbildung 2.2 zeigt, dass die installierte Leistung konventioneller Erzeugungsanlagen in der Hochspannungsebene nahezu im selben Bereich liegt wie in der Höchstspannungsebene. Darüber hinaus ist die Anzahl an versorgten Endverbrauchern aufgrund der großen räumlichen Ausbreitung sehr hoch. Tabelle 2.3 listet den Auszug für die Stromsparte aus den Strukturdaten [10] des VNB Netze BW GmbH

⁸Zeitlich zusammenhängend beschreibt in diesem Zusammenhang eine angestrebte Messwerverfassung zum selben Zeitpunkt aber nicht zeitsynchron.

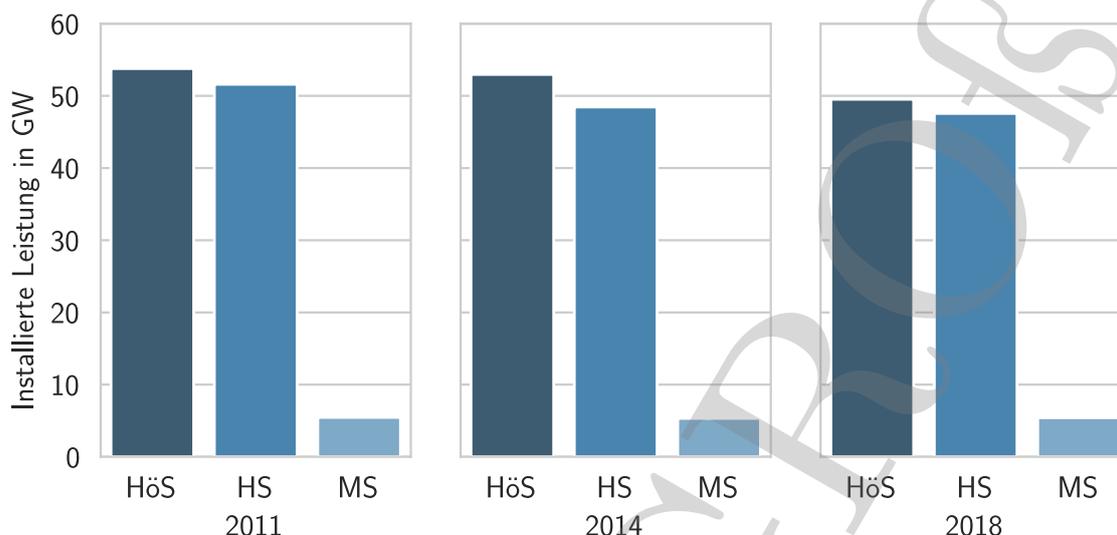


Abbildung 2.2: Entwicklung der installierten Leistung der konventionellen Erzeugungsanlagen im Übertragungs- und Verteilnetz zu den Jahren 2011, 2014 und 2018⁹

aus dem Jahre 2018 auf. Hierbei wird ersichtlich, dass sich die entnommene Jahresenergiemenge im Verteilnetz mit ansteigender Spannungsebene erhöht und sich in der HS-Ebene auf knapp 44 TWh aufsummiert. Das heißt, dass sich die entnommene Jahresenergiemenge auf die 846 Entnahmestellen der HS-Ebene aufteilt, welche in der Regel Umspannstationen zu den darunterliegenden Spannungsebenen oder direkt angeschlossene Großverbraucher sind und somit den Versorgungsbedarf im gesamten Verteilnetzgebiet der Netze BW GmbH widerspiegeln. Aus diesem Grund wird auch im Verteilnetz auf Hochspannungsebene, genau wie im Übertragungsnetz, der Systemzustand redundant erfasst. In den darunterliegenden Spannungsebenen, vor allem in der Niederspannungsebene, sind laut Tabelle 2.3 die meisten Entnahmestellen zu verzeichnen. Die angegebene Anzahl an Entnahmestellen im Mittel- und Niederspannungsnetz teilt sich allerdings auf unterschiedliche Netzgebiete auf, welche in Summe von der Hochspannungsebene aus versorgt werden. Die hohe Anzahl an zu überwachenden Anlagen führt bei einer großflächigen Messwerterfassung zu immensen Kosten im Bereich der zu installierenden Messwertgeräte sowie im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT), welche aus betriebs- und volkswirtschaftlicher Sicht nicht zu rechtfertigen sind. Dies stellt somit einen

Tabelle 2.3: Auszug aus den Strukturdaten Strom der Netze BW im Jahr 2018 [10, S. 2]

	HS	HS / MS	MS	MS / NS	NS
Entnommene Jahresenergiemenge in GWh	43.669	25.434	20.392	10.131	11.127
Anzahl der Entnahmestellen	848	2.426	33.543	99.187	2.153.084

⁹Internet: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html, Stand: 21.06.2019.

der Hauptgründe dar, weshalb die Messwerterfassung und somit die Bestimmung des Systemzustandes bisher nicht Stand der Technik in Mittel- und Niederspannungsnetzen ist. Durch die zunehmende Verschiebung der Erzeugerleistung in diese Netzebenen und die damit verbundenen neuen Betriebsführungsaufgaben wird sich dies jedoch zukünftig ändern. Abbildung 2.3 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung in MW der nach dem EEG zahlungsberechtigten Anlagen im Verteilnetz in den Jahren 2008 bis 2016. Die installierten Leistungen sind hierbei über die einzelnen Jahre auf die jeweiligen Spannungsebenen im Verteilnetz aufgeteilt dargestellt. Es wird ersichtlich, dass in allen Spannungsebenen im Verteilnetz ein Anstieg der Erzeugerleistung zu verzeichnen ist. Im Jahre 2008 war eine installierte Gesamterzeugerleistung von 33.209 MW im Verteilnetz vorhanden, wohingegen im Jahre 2016 die installierte Gesamterzeugerleistung um nahezu das Dreifache angestiegen ist und sich auf 93.565 MW belief. Diese Zahlen verdeutlichen, dass sich die Verteilnetze in einem Umbruch befinden. Der Umschwung wird aber nicht nur durch den Anstieg der installierten Erzeugerleistungen erkennbar, sondern auch durch zunehmend veränderte Gegebenheiten auf der Verbraucherseite. Die wachsende Anzahl der Elektromobilität¹⁰ sowie die zunehmende Verbreitung von Speichern¹¹, bspw. zur Eigenverbrauchsoptimierung, sind Synonyme für die Transformation vom passiven zum aktiven Verteilnetz und führen den VNB vor Augen, wie sich der Kunde zukünftig vom SLP entfernen wird. Die zunehmend veränderten Einspeise- und Lastsituationen sorgen für neue Gleichzeitigkeiten, wodurch sich neue Spitzenlasten ergeben können. Dieser Umstand führt wiederum zu neuen, bislang unbekanntenen Betriebsmittelbelastungen, wodurch sich letztlich die Versorgungsaufgaben der VNB nachhaltig ändern werden. Deshalb ist es wichtig, dass neue Erzeuger und Verbraucher seitens der VNB

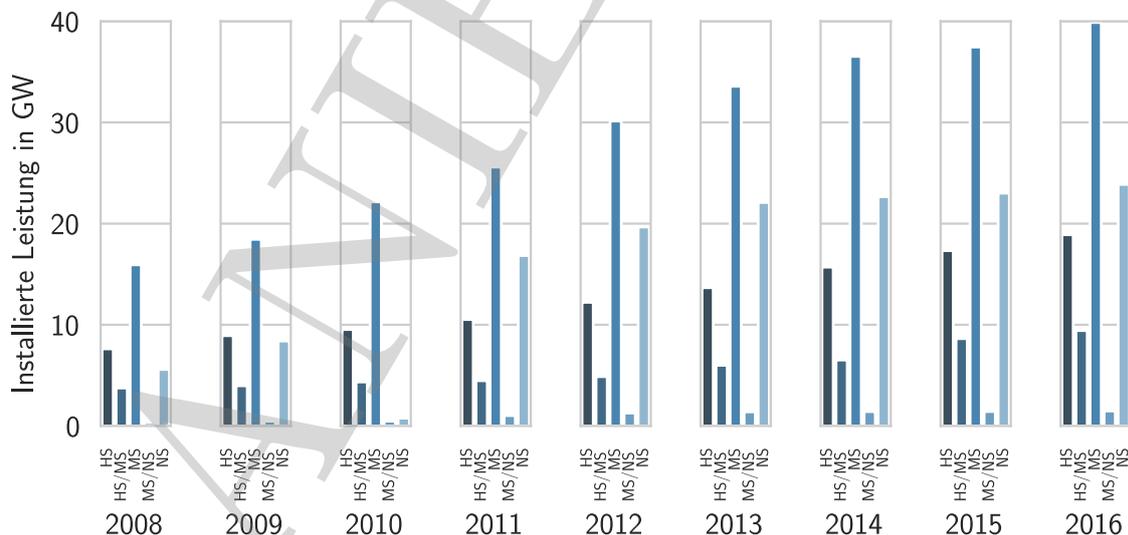


Abbildung 2.3: Entwicklung der installierten Leistung der nach dem EEG zahlungsberechtigten Anlagen im Verteilnetz zwischen 2008 und 2016 [28, S. 17/18]

¹⁰Internet: <https://www.goingelectric.de/zulassungszahlen/2018/>. Stand: 10.09.2019.

¹¹Internet: https://www.volker-quaschning.de/publis/vortraege/2012-11-22_Quaschning_Energy-Storage.pdf. Stand: 10.09.2019.

Tabelle 2.4: Rahmenbedingungen der Spannungsebenen in Bezug auf die Zustandsschätzung

Übertragungsnetz (Höchstspannungsebene)	Verteilnetz (Mittel- und Niederspannungsebene)
<ul style="list-style-type: none"> • Direkte Einspeisung durch Großkraftwerke • Regelung der Großkraftwerke sorgt für Systemgleichgewicht • Kenntnis über den Systemzustand wichtig für sichere und zuverlässige Energieversorgung • Hohe Anzahl an redundanten, zeitlich zusammenhängenden Messwerten 	<ul style="list-style-type: none"> • Teilt sich in unterschiedliche Netzgebiete auf • Ursprünglich für reinen Lastbezug konzipiert • VNB leben noch von der großzügigen Auslegung der Betriebsmittel in Kombination mit klassischer Netzverstärkung • Sehr geringe Messwerterfassung

intelligent in die Verteilnetze integrieren werden. Regulatorische Anreize wie bspw. Lade- oder Einspeisemanagementsysteme, intelligente Betriebsmittel oder neue Regelstrategien bilden dabei die zukünftigen Rahmenbedingungen der Betriebsführung in den Verteilnetzen.

Dieser Entwicklung stehen, wie bereits beschrieben, die historisch gewachsenen Verteilnetze (siehe Abschnitt 2.1) gegenüber, wodurch sich aufgrund der fehlenden Messwerte unterschiedliche Rahmenbedingungen für den Einsatz einer Zustandsschätzung in der Mittel- und Niederspannungsebene im Vergleich zum Einsatz in der Hoch- und Höchstspannungsebene ergeben. Die fehlenden Messwerte müssen durch Ersatzwerte, sogenannte Pseudomesswerte (siehe Abschnitt 4.2.3), adäquat ersetzt werden, um einen konsistenten Messdatensatz (siehe Abschnitt 3.5) zur Ermittlung des Systemzustandes zu erhalten. Durch den zukünftigen Smart-Meter-Rollout wird die Anzahl an Messwerten im Mittel- und Niederspannungsnetz zwar erhöht, jedoch wird eine flächendeckende Messwerterfassung in diesen Spannungsebenen auch hierdurch mittelfristig nicht erreicht werden.

Tabelle 2.4 gibt einen zusammenfassenden Überblick über die Rahmenbedingungen der einzelnen Netzebenen in Bezug auf den Einsatz einer Zustandsschätzung.

Smart-Meter-Rollout

Das im Jahr 2016 verabschiedete Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende [26] sieht ein flächendeckendes, intelligentes Messsystem mittels Smart-Meter an Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen vor. Ein Smart-Meter besteht nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) [27] aus einem digitalen Stromzähler und einem Smart-Meter-Gateway (SMGW). Der Stromzähler muss die Messwerte in einer 15-minütigen zeitlichen Auflösung aufbereiten, übertragen und bei Bedarf dem Nutzer das Lastprofil in Tages-, Wochen-, Monats- und Jahresform anzeigen können. Das SMGW ist die zugehörige Kommunikationseinheit und stellt die Schnittstelle des Zählers zum externen Kommunikationsnetz dar, wobei es zur Erfassung, Verarbeitung, Verschlüsselung und Versendung von Daten in der Lage sein muss. Smart-Meter sollen mehr Informationen über Verbrauch und Erzeugung liefern und somit die Transparenz im Netz erhöhen. Sie sollen Zähler-

ablesekosten vermeiden und variable Tarife für Stromkunden ermöglichen und darüber hinaus eine sichere, standardisierte sowie netzdienliche Kommunikation gewährleisten. Der Smart-Meter-Rollout erfolgt etappenweise. Seit 2017 besteht eine Einbaupflicht für Verbraucher mit einem Jahresenergieverbrauch von mehr als 10.000 kWh, für Verbraucher mit steuerbaren Lasten wie bspw. Wärmepumpen und für Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung größer 7 kW. Ab dem Jahre 2020 folgen dann Verbraucher mit einem Jahresenergieverbrauch von 6.000 kWh bis 10.000 kWh pro Jahr. Der Messstellenbetreiber kann im Bedarfsfall zudem auch ab dem Jahre 2018 Smart-Meter bei Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von 1 kW bis 7 kW einbauen lassen und ab dem Jahre 2020 bei Verbrauchern mit einem Verbrauch von weniger als 6.000 kWh pro Jahr. Im letztgenannten Fall wären auch Privathaushalte betroffen, die einen mittleren Jahresverbrauch von etwa 3.500 kWh pro Haushalt aufweisen [26, § 29, § 31]. In Tabelle 2.5 sind die Vorgaben für den Smart-Meter-Rollout nach dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende aufgelistet. Die Nutzung von Smart-Metern stellt unter anderem datenschutzrechtliche Herausforderung dar. Hierbei steht der mögliche Datenmissbrauch der erfassten Letztverbraucherdaten im Vordergrund. Deshalb regelt das MsbG die Voraussetzungen für die Datenerhebung, -verarbeitung und -nutzung der erfassten Smart-Meter-Daten. So dürfen bspw. bei Messstellen mit einem Jahresenergieverbrauch von weniger als 10.000 kWh die Daten nur einmal im Jahr abgefragt werden [27, § 60 Absatz 3]. Ein kontinuierliches Abrufen der Messdaten darf dabei nur mit ausdrücklicher Zustimmung des Nutzers erfolgen. Aus diesen, bisher im MsbG festgelegten Punkten, ergeben sich in Bezug auf die Netzbetriebsführung wesentliche Einschränkungen. Die im Vergleich zur hohen Volatilität der Verbraucher und Einspeiser geringe zeitliche Auflösung der Messdaten, sowie die nicht verpflichtende Erfassung von Zählerpunkten mit einer Jahresenergie-menge kleiner 6.000 kWh verhindern eine flächendeckende Erfassung von Messdaten und stellen somit eine erhebliche Einschränkungen in Bezug auf die in Abschnitt 2.3 genannten zukünftigen Aufgaben der Verteilnetzbetreiber dar. Auch in Bezug auf die Implementierung einer Zustands-schätzung für die Mittel- und Niederspannungsebene haben diese Rahmenbedingungen einen maßgeblichen Einfluss und müssen daher bei der Umsetzung durch entsprechende Maßnahmen beachtet werden.

Tabelle 2.5: Vorgaben Smart-Meter-Rollout [26]

Vorgabe	Verbrauch / Erzeugung	Kategorien	Beginn	Frist
Pflicht	Verbrauch	7.000 bis 10.000 kWh	2020	8 Jahre
Pflicht	Verbrauch	10.000 bis 100.000 kWh	2017	16 Jahre
Pflicht	Verbrauch	ab 100.000 kWh	2017	16 Jahre
Optional	Verbrauch	bis 6.000 kWh	2020	-
Pflicht	Erzeugung	7 bis 100 kW	2017	8 Jahre
Pflicht	Erzeugung	ab 100 kW	2020	8 Jahre
Optional	Erzeugung	1 bis 7 kW	2018	-

Wie bereits eingangs in Abschnitt 1.2 erwähnt, ist das Ziel dieser Arbeit eine VNZS für die Mittel- und Niederspannungsebene umzusetzen und somit den operativen Verteilnetzbetrieb unter Berücksichtigung der neuen Rahmenbedingungen zu ermöglichen. Deshalb liegt der Fokus auf dem Bereich der Netzführung und hierbei auf dem Bereich der Systemüberwachung. Für die Überwachung des Systems ist die Bestimmung des Systemzustandes essenziell. Was in einem EVS unter Systemzustand verstanden wird, wird im nachfolgenden Abschnitt erklärt.

2.5 Systemzustand im Elektrizitätsversorgungssystem

Die Bestimmung des Systemzustandes in einem EVS ist eine notwendige Voraussetzung für die Netzplanung und den Netzbetrieb von Übertragungs- und Verteilnetzen. Dabei muss unterschieden werden, ob das betrachtete EVS im transienten oder im eingeschwungenen Betriebszustand beschrieben werden soll. Die Differenzierung ist hierbei auf die Stabilitätsbewertung von EVS zurückzuführen. Generell wird bei der Stabilitätsbetrachtung, je nach Größe der Störung, zwischen einer Großsignalstabilität und einer Kleinsignalstabilität unterschieden, was sich auf die Art des zu berechnenden Systemzustandes auswirkt.

Die Großsignalstabilität beschreibt die Fähigkeit eines EVS auch bei großen, sprungartigen Störungen (Netztopologieänderungen im Fehlerfall, Ausfall von Erzeugungseinheiten oder Leitungen, etc.) den Synchronismus nicht zu verlieren.

Die Kleinsignalstabilität hingegen beschreibt das Stabilitätsverhalten eines EVS bei kleinen, quasistationären Störungen und ist die Voraussetzung für einen stabilen Netzbetrieb. Kleine Störungen sind in Bezug auf EVS permanente Lastschwankungen im Netz, wie sie durch die volatile Charakteristik der Lasten und dezentralen Einspeiser aus erneuerbaren Energien im Normalbetrieb entstehen. Zur Bewertung der Kleinsignalstabilität wird davon ausgegangen, dass sich vor Störungseintritt, bspw. einer herkömmlichen Lastschwankung, die Generatoren im Gleichgewicht befinden. Kehren die Generatoren nach kleinen Störungen in den alten Gleichgewichtszustand zurück oder stellt sich ein neuer Gleichgewichtszustand ein, spricht man von Kleinsignalstabilität [5, S. 35-36], [31, S. 876-877].

Der in dieser Arbeit zu untersuchende Systemzustand wird mittels Lastflüssen, Strömen, Spannungen und die daraus resultierenden Betriebsmittelauslastungen dargestellt und in der Regel auf Basis der komplexen Knotenspannungen und Betriebsmittelimpedanzen ermittelt. Aus diesem Grund ist es für die Betrachtungen in dieser Arbeit ausreichend, quasistationäre Momentaufnahmen des Systemzustands anzunehmen und transiente Ausgleichvorgänge zu vernachlässigen, wodurch der Systemzustand anhand nichtlinearer, algebraischer Gleichungen beschrieben werden kann. Dies ist zulässig, da sich einerseits die betrachteten Systeme im Verbundsystem befinden, wodurch die Stabilität unter anderem durch die rotierenden Massen im System gewährleistet wird. Andererseits können sich im Normalbetrieb trendmäßige Laständerungen über einen längeren Zeitraum von mehreren Sekunden bis hin zu etlichen Minuten erstrecken und dabei eine geringe Amplitude aufweisen. Auf Basis dieser Annahme kann eine ausreichend genaue Beschreibung

des Betriebszustandes anhand des stationären Systemzustandes angenommen werden, wobei dieser dem eingeschwungenen, stationären Zustand mit konstanten Werten der Frequenz und aller weiterer Systemgrößen entspricht [30, S. 23]. Aus diesen Gründen ist in dieser Arbeit stets der Begriff Systemzustand mit dem stationären Systemzustand gleichzusetzen.

Zur Ermittlung des stationären Systemzustandes wird die anfangs erwähnte VNZS verwendet, welche in Kapitel 3 näher erläutert wird.

2.6 Abgrenzung und Zielsetzung der Arbeit

Die Anwendung der Zustandsschätzung in Verteilnetzen ist seit geraumer Zeit Gegenstand der Forschung. Die in den vorangegangenen Abschnitten beschriebenen Eigenschaften der einzelnen Netzebenen legen nahe, dass die Anforderungen für den Einsatz einer Zustandsschätzung maßgeblich von den Rahmenbedingungen der einzelnen Spannungsebenen abhängen. Daher konzentrierte sich die Forschung in diesem Bereich zunächst auf die Adaption vorhandener Zustandsschätzalgorithmen an die im Verteilnetz vorherrschenden physikalischen, technischen Rahmenbedingungen, wie bspw. die Netzimpedanz oder die Netztopologie. Mangels rechenfähiger Netzmodelle realer Netzgebiete sowie Messdaten, wurden die Untersuchungen jedoch ausschließlich mit Testnetzen und synthetischen Daten durchgeführt [57], [55], [58]. Da sich die Datenlage gerade in Bezug auf reale Messdaten aus den Verteilnetzen in den letzten Jahren verbessert hat, werden diese Daten nun für die aktuelle Forschung herangezogen [91], [92], [93], [94], [95], [96].

Die Abgrenzung dieser Arbeit zu den bereits entwickelten Methoden der Zustandsschätzung in Verteilnetzen erfolgt einerseits durch das entwickelte Verfahren zur Generierung synthetischer Wirkleistungsprofile für unterschiedliche Verbrauchertypen. Hierbei wird ein Verfahren verwendet, welches die Charakteristik realer Smart-Meter-Messdaten nachbildet (vgl. Abschnitt 4.3). Im Gegensatz zu [92] berücksichtigt das entwickelte Verfahren einerseits die saisonal-typischen Eigenschaften der Verbraucher durch die Nachbildung einer gesamten Jahreszeitreihe. Andererseits entsteht durch die zufällige stochastische Nachbildung einzelner Verbraucher eine Bottom-Up Funktionalität, welche die Verwendung der Pseudomessdaten sowohl in der Niederspannung, als auch durch eine entsprechende Aggregation in der Mittelspannung ermöglicht, was sich vom Vorgehen in [96] unterscheidet. Des Weiteren wird durch die Betrachtung unterschiedlicher Verbrauchertypen (Haushalt, Landwirtschaft und Gewerbe) eine detailliertere Beschreibung des Verbraucherverhaltens durch die Pseudomessdaten ermöglicht.

Durch die Möglichkeit der individuellen Anpassung der jährlich synthetischen Wirkleistungszeitreihen in Bezug auf die maximale Leistung und den jährlichen Energieverbrauch wird eine Übertragung der Pseudomesswerte auf andere Netzgebiete ermöglicht, wodurch sich eine weitere Differenzierung der Arbeit in Bezug auf die Adaptierung der entwickelten Methode auf andere Netzgebiete ergibt. Hierbei entsteht durch die Anpassung des Verfahrens zur Generierung der synthetischen Wirkleistungsprofile anhand neuer Datengrundlagen, wie bspw. durch Messdaten von Mehrfamilienhäusern, eine große Anzahl an Erweiterungsmöglichkeiten.

Der Einfluss realer Messwerte sowie Pseudomesswerte wird in allen vorangegangenen Untersuchungen bisweilen in Fallstudien analysiert. Bei den Fallbeispielen handelt es sich indessen ausschließlich um Testnetze, wie sie bspw. durch das Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) zur Verfügung gestellt werden. Die Betrachtung realer Netztopologien mit einer konkreten Zuweisung der Messdaten zu den entsprechenden Netzknoten wurde bislang lediglich in einem sehr geringen Umfang durchgeführt, wodurch sich die größte Abgrenzung zu den bisherigen wissenschaftlichen Abhandlungen ergibt. Bei der Analyse der unterschiedlichen Eingangsdaten spielen dabei insbesondere die zeitlich hohe Auflösung der Messdaten sowie der Vergleich der ermittelten Werte durch die VNZS mit den real gemessenen Daten eine entscheidende Rolle.

In Bezug auf die vorangegangenen Ausführungen ist das Ziel dieser Arbeit die Entwicklung einer anwendungsnahen Verteilnetz-Zustandsschätzung unter den realen Rahmenbedingungen in Mittel- und Niederspannungsverteilstnetzen zur Bestimmung des wahrscheinlichsten Systemzustandes in einer Güte, welche für den zukünftig operativen Verteilnetzbetrieb in einer akzeptablen Genauigkeit liegt. Durch die beschriebene Abgrenzung zu den bereits umgesetzten und untersuchten Methoden, ergeben sich folgende Zielsetzungen für die vorliegende Arbeit:

- Implementierung eines Prototyps einer VNZS für den operativen Einsatz in Mittel- und Niederspannungsnetzen
- Analyse der Einflüsse unterschiedlicher Eingangsdaten (reale Messwerte, synthetische Ersatzwerte und SLP) unter den realen Rahmenbedingungen in Mittel- und Niederspannungsnetzen
- Bestimmung der Güte/Genauigkeit der VNZS in Bezug auf die Ermittlung der komplexen Knotenspannungen und Knotenströme auf Basis variierender Durchdringung und Art (Messwerttyp) der Messpunkte anhand realer Messdaten
- Optimale Platzierung der Messtechnik, um auch bei nicht vollständiger Messwernerfassung an allen Netzknoten mit einem Minimalmaß an Sensorik eine vollständige Beobachtbarkeit herstellen zu können
- Realisierung der Übertragbarkeit der VNZS auf andere Netzgebiete unter Verwendung anpassbarer Pseudomesswerte

In Anbetracht der vorangegangenen Ausführungen liefert die vorliegende Arbeit einen wissenschaftlichen Beitrag zur operativen Verteilnetzführung in der Mittel- und Niederspannungsebene unter Anwendung einer VNZS.

3 Zustandsschätzung im Elektrizitätsversorgungssystem

Dieses Kapitel dient zunächst für die allgemeine Erläuterung des Verfahrens der Zustandsschätzung. Darauf aufbauend wird die in dieser Arbeit verwendete Methode der gewichteten kleinsten Fehlerquadrate für die Anwendung in EVS, sowie die implementierten Methoden aufgezeigt. Abschließend findet eine Beschreibung der zugrunde liegenden Komponentenmodelle statt.

3.1 Einordnung und Hintergründe

EVS haben sich seit ihren Anfängen, gegen Ende des 19. Jahrhunderts, zu einer der kritischsten Energieinfrastrukturen unserer Gesellschaft entwickelt. Mit der zunehmenden Abhängigkeit der Gesellschaft von elektrischer Energie stiegen auch die Anforderungen an deren permanente, zuverlässige und stabile Verfügbarkeit. Dieser Anspruch stellte die Netzbetreiber vor allem in Bezug auf den Betrieb der immer größer und komplexer werdenden Systeme vor große Herausforderungen. Hierbei mussten von den Netzbetreibern unterschiedliche Aufgaben, wie bspw. die Planung der Bereitstellung elektrischer Energie, die Überwachung von Ausfällen sowie die Planung von Alternativen, die Überwachung geplanter Abschaltungen, die Planung von Frequenz- und Zeitkorrekturen und die Schwarzstartfähigkeit des Systems übernommen werden. Um diese Aufgaben zu erfüllen, arbeiteten die Netzbetreiber in den Anfängen der Netzbetriebsführung mit Lastflussprogrammen, welche in der Regel händisch mit erfassten Messwerten aus dem Netz parametrisiert wurden. Diese Methode erfüllte jedoch nicht die Ansprüche der Netzbetreiber zur Darstellung des benötigten Systemzustandes. Das Hauptproblem bestand einerseits in unzureichenden, nicht einheitlichen, fehlerbehafteten, zeitlich unsynchronisierten Daten sowie ungenauen Netzmodellen und andererseits in der verteilten Betriebsführung einzelner Netzgebiete. Der so ermittelte Systemzustand war äußerst fehlerbehaftet und stellte somit nicht die Basis für eine zuverlässige Netzbetriebsführung dar. Einer der Schlüsselfaktoren zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit in der Stromversorgung bestand demzufolge darin eine Möglichkeit zu finden, Informationen über den Systemzustand an eine zentrale Leitstelle des Netzbetreibers zu liefern. Werden Netzbetreiber mit passenden Informationen über die Zustände ihrer Systeme versorgt, können diese genutzt werden, um Entscheidungen zu treffen, die nicht nur die tägliche Zuverlässigkeit des Systems verbessern und Ausfallzeiten reduzieren, sondern es auch ermöglichen, effektivere Planungen für die Zukunft vorzunehmen [39, S. 135/136]. Aus diesen Gründen begannen die Netzbetreiber in den 1960er Jahren die EVS zentralisiert von einer Leitstelle aus zu überwachen. Hierzu wurden Kommunikationssysteme aufgebaut, mit denen es möglich wurde

Messdaten aus dem gesamten Netzgebiet zu übertragen. Des Weiteren wurden detaillierte Netzmodelle aufgebaut, welche die genaue Topologie des EVS wiedergaben. Mit Hilfe von Computern wurde der anzunehmende Systemzustand anhand von Lastflussrechnungen basierend auf den übertragenen Messdaten sowie den Netzmodellen ermittelt, was auch Betreiber-Lastfluss genannt wurde. Der „Northeast Blackout“ im Jahre 1965 legte jedoch die gravierenden Schwachstellen dieser Vorgehensweise offen. Bei dem bis dato größten Stromausfall in der Geschichte waren große Teile des Nordostens der USA sowie Teile Kanadas betroffen, wodurch ca. 30 Millionen Menschen für bis zu 12 Stunden ohne Stromversorgung waren. Neben menschlichem Versagen war der Stromausfall mitunter auf die mangelnde Erfassung des korrekten Systemzustandes auf Basis des Betreiber-Lastflusses zurückzuführen [46]. Im Nachgang zum Stromausfall von 1965 wurde daher eine Kommission aus amerikanischen und kanadischen Sachverständigen gebildet, welche die Ursachen des großflächigen Ausfalls aufklären und aus diesen Erkenntnissen die Spezifikationen für ein zuverlässiges System ableiten sollten. Diese Erkenntnisse wiederum sollten es den Netzbetreibern ermöglichen den Systemzustand akkurat zu ermitteln. Die Lösung für dieses Problem war die statische Zustandsschätzung (engl. Static State Estimation) für EVS, welche in dieser Form zuerst von Fred Schweppe im Jahre 1970 präsentiert wurde [47], [48], [49]. Die von Schweppe vorgestellte Methode dient der Realisierung eines zentralen Echtzeit-Kontrollsystems, wobei das ursprünglich angedachte Einsatzgebiet das Elektrizitätserzeugungs- und Übertragungssystem auf Höchstspannungsebene ist. Bei einem Ausfall der Höchstspannungsebene ist mit dem größten Ausmaß einer anzunehmenden Nichtversorgung zu rechnen, jedoch ist hier bereits die nötige Infrastruktur installiert, welche eine flächendeckende Überwachung des Gesamtsystems erlaubt. Der Einsatz der vorgestellten Methode zur Überwachung des unterlagernten Verteilnetzes, vor allem in den untersten Spannungsebenen, wurde zum damaligen Zeitpunkt nicht in Betracht gezogen.

3.2 Stand der Technik für die Zustandsschätzung

In den letzten Jahren wurden mehrere Methoden für den Einsatz der Zustandsschätzung in Verteilnetzen untersucht. Die mathematisch statistischen Grundlagen der nachfolgend aufgeführten Zustandsschätzalgorithmen sind sowohl für den Einsatz im Übertragungsnetz also auch im Verteilnetz dieselben. Wie bereits im Vorfeld erwähnt, wurden die Algorithmen für den Einsatz im Übertragungsnetz entwickelt und müssen daher auf die im vorherigen Kapitel 2 genannten Rahmenbedingungen im Verteilnetz angepasst werden. Ziel der Zustandsschätzung ist es unabhängig von der Netzebene den wahrscheinlichsten Systemzustand in einem betrachteten Netzgebiet unter Berücksichtigung von Messfehlern zu ermitteln. Unter der Annahme eines Netzgebietes mit n Knoten sowie einer bekannter Topologie, bekannten Leitungs- und Transformatoraten und einer verfügbaren Anzahl m an Messwerten, ist es das Ziel der Zustandsschätzung die Zustandsvariablen für die n Knoten durch das Herausfiltern der Messabweichungen der verfügbaren m Messwerte zu bestimmen. Bei diesem Verfahren wird also der Tatsache Rechnung getragen, dass beim Messen physikalischer bzw. technischer Werte das Messergebnis mit Fehlern beauf-

schlagt ist. Um die Diskrepanz zwischen dem wahren, aber unbekanntem messtechnisch erfassten physikalischen Wert und der berechneten Größen zu minimieren, können unterschiedliche Optimierungsfunktionen verwendet werden. Die am häufigsten untersuchten Minimierungskonzepte für eine Zustandsschätzung in EVS sind nachstehend aufgeführt [54], [55], [56], [57], [58], [59], [60]:

- **Weighted Least Squares Estimator (WLS)**: Minimierung der gewichteten Summe aus den Quadraten der Differenzen zwischen den gemessenen und den berechneten Werten.
- **Weighted Least Absolute Value Estimator (Weighted Least Absolute Value (WLAV))**: Minimierung der gewichteten Summe der absoluten Differenzen zwischen den gemessenen und den berechneten Werten.
- **Schweppe-Huber Generalized-M Estimator (Schweppe-Huber Generalized-M Estimator (SHGM))**: Kombination aus der WLS- und der WLAV-Minimierungsfunktion [58, S. 1123].
- **Extended Kalman Filter (Extended Kalman Filter (EKF))**: Verwendung von Mittelwert und Kovarianz der Gaußschen Verteilungen.

Die gebräuchlichste Technik, die WLS-Methode, wurde bereits umfassend durch bspw. Kamireddy et. al., Gelagaev et. al und Shabani et. al. untersucht [57]. Hierzu wurden die WLS-Methoden und die WLAV-Methoden in einem 6-Knoten Testnetz bei unterschiedlichen Redundanzen der Eingangsdaten hinsichtlich ihrer Berechnungszeit sowie der benötigten Iterationen bewertet. Es ergaben sich keine maßgeblichen Unterschiede bezüglich der Berechnungszeit. Lediglich die Tatsache, dass für die verwendete WLAV-Methode die Gewichtungsfaktoren in jedem Iterationsschritt neu berechnet werden müssen, stellt im Vergleich zur WLS-Methode einen Nachteil in Bezug auf die Implementierung des Zustandsschätzalgorithmus dar. In [55] und [56] wurde der WLS-Algorithmus mit einem EKF verglichen. Der EKF hat bei dieser Untersuchung im Vergleich zur WLS-Methode in Bezug auf die Berechnungszeit sowie die benötigten Iterationsschritte ein leicht vorteilhafteres Verhalten gezeigt. Ein entscheidender Nachteil der EKF-Methode im Vergleich zur WLS-Methode besteht jedoch darin, dass ein Vorwissen über den Systemzustand erforderlich ist und somit ein Kompromiss zwischen der Zustandskovarianzmatrix Q und der Messkovarianzmatrix R getroffen werden muss. Eine Leistungsbewertung der WLS-, WLAV- und SHGM-Algorithmen wurde von Singh et al. untersucht [54]. In der Untersuchung stellte sich heraus, dass die bestehenden Lösungsmethoden von WLAV und SHGM nicht direkt in Verteilnetzen angewendet werden können. Um eine konsistente und qualitativ hochwertige Schätzung zu erhalten, sind bei diesen Algorithmen Modifikationen in Bezug auf die Anzahl der Knoten in den betrachteten Netzgebieten, die Konvergenzeigenschaften bei großen Fehlerannahmen der Pseudomesswerte sowie der Redundanz von Messwerten erforderlich. Die WLS-Methode im Gegensatz dazu liefert unter der Annahme einer bekannten Gaußschen Fehlerverteilung die besten Ergebnisse und stellt daher die geeignetste Methode für den Einsatz einer Zustandsschätzung in Verteilnetzen dar. In den vorgestellten Untersuchungen wurden die beschriebenen Verfahren ausschließlich in Testnetzen (IEEE, United Kingdom Generic Distribution System Model (UK-GDS)) unter Vorgabe

definierter Eingangswerte als Messwerte für die Schätzverfahren untersucht. Eine Bewertung der Verfahren in realen Netzgebieten mit tatsächlichen Messwerten konnte während der Literaturrecherche nicht ausfindig gemacht werden, weshalb an dieser Stelle keine Aussage über die Leistungsbewertung der einzelnen Methoden unter realen Rahmenbedingungen getroffen werden kann. Die Vorteile, welche die WLS-Methode im Vergleich zu den anderen Verfahren unter Testnetzbedingungen gezeigt hat, geben Anlass den in dieser Arbeit verwendeten Algorithmus auf Basis eines WLS-Verfahrens angepasst für Energiesysteme zu implementieren, wie es bspw. von Abur und Exposito vorgestellt wurde [38].

3.3 Parameterschätzung anhand einer Schätzfunktion

3.3.1 Statistische Verteilung der Messwerte und Messabweichungen

In Bezug auf die Verwendung von Messwerten in der Zustandsschätzung wird an dieser Stelle zunächst näher auf die Messwerte und deren Messabweichung eingegangen, da sie der Grund für das Parameterschätzverfahren mittels Maximum-Likelihood-Methode sind. Beim Messen von Werten physikalischer bzw. technischer Größen wird das Messergebnis mit Fehlern beaufschlagt. Diese sogenannte Messabweichung entsteht aufgrund unterschiedlicher Einflüsse, wie bspw. die Unvollkommenheit des zugrunde liegenden Messsystems, Umwelteinflüsse (Schwankung der Temperatur oder der Luftfeuchtigkeit, mechanische Schwingungen, elektrische und magnetische Felder, usw.) sowie Einflüsse, die mit der Person des Beobachters verbunden sind. Die Abweichungen werden in die Kategorien *Grobe Fehler*, *Systematische Abweichungen* sowie *Zufällige Abweichungen* eingeteilt. An dieser Stelle werden lediglich die zufälligen Abweichungen betrachtet, da die groben Fehler sowie die systematischen Abweichungen vermeidbar sind und daher mit statistischen Mitteln nicht erfasst werden können [41, S. 651]. Zufallsabweichungen können bspw. auf mangelhafte Messgeräte oder Schwankungen der äußeren Versuchsbedingungen zurückgeführt werden. Sie entstehen demnach durch unkontrollierbare und willkürlich verteilte Störeinflüsse, wodurch die auftretenden Abweichungen den Gesetzmäßigkeiten der mathematischen Statistik unterliegen, weshalb sie auch als statistische Messabweichungen bezeichnet werden. Im mathematisch statistischen Sinne ist demzufolge ein Messvorgang einer Zufallsbeobachtung gleichzusetzen. Dabei gilt, dass das Auftreten eines bestimmten Messwertes bzw. einer bestimmten Messabweichung als ein zufälliges Ergebnis aufzufassen ist, wobei eine aus n Messwerten m_1, m_2, \dots, m_n umfassende Messreihe als eine Stichprobe der als unendlich angenommenen Grundgesamtheit aller möglichen Messwerte gesehen wird. Dies führt zu der Erkenntnis, dass es keine Möglichkeit gibt den als wahr angenommenen Wert m_w einer Messgröße X zu ermitteln. Die Einzelwerte m_1, m_2, \dots, m_n einer Messreihe sind vielmehr die Umsetzung einer Zufallsvariablen, nämlich der Messgröße X , die einer bestimmten Wahrscheinlichkeitsverteilung mit dem Erwartungswert $E(m) = \mu$ und der Varianz σ^2 bzw. der Standardabweichung σ entspricht. Die Wahrscheinlichkeitsverteilung einer *diskreten* Zufallsvariable lässt sich eindeutig durch die zugehörige Wahrscheinlichkeitsfunktion $f(m)$ als auch die Verteilungsfunktion $F(m)$ beschreiben. Bei

stetigen Zufallsvariablen kann eine vollständige Beschreibung der Wahrscheinlichkeitsverteilung mittels der zugehörigen Dichtefunktion $f(m)$ als auch der zugehörigen Verteilungsfunktion $F(m)$ gegeben werden. Da die Zufallsvariable innerhalb eines Intervalls und unabhängig von der Messgenauigkeit unendlich viele Werte annehmen kann, kann sie als stetige Zufallsvariable betrachtet werden. Diesbezüglich kann davon ausgegangen werden, dass bei einem Messvorgang i. d. R. stetige Zufallsvariablen entstehen. Aus diesem Grund werden in dieser Arbeit stets stetige Zufallsvariablen angenommen, welche durch eine Dichtefunktion $f(m)$, wie in Abbildung 3.1 dargestellt, beschrieben werden. Die Verteilung kann aber auch durch bestimmte Kennwerte charakterisiert werden. Die wichtigsten Sonderfälle aus der Gruppe der Kennwerte sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst. Bei beliebig verteilten Zufallsvariablen M , mit einem Erwartungswert $E(M_i) = \mu$ und $\text{Var}(M_i) = \sigma^2$ folgt aus dem zentralen Grenzwertsatz der Wahrscheinlichkeitsrechnung [41, S. 436], dass die Schätzfunktion \bar{M} näherungsweise normalverteilt ist und den Erwartungswert $E(\bar{M}) = \mu$ sowie die Varianz $\text{Var}(\bar{M}) = \sigma^2/n$ besitzt. Deshalb wird an dieser Stelle die Gaußsche Normalverteilung betrachtet, da Messwerte sowie Mess- und Beobachtungsfehler als beliebig verteilte Zufallsbeobachtungen betrachtet werden können und in der Regel der Gaußschen Normalverteilung unterliegen [41, S. 657]. Die Dichtefunktion einer Gaußschen Normalverteilung wird dabei wie nachfolgend beschrieben.

$$f(m) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma} \cdot e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{m-\mu}{\sigma} \right)^2} \quad (3.1)$$

Bezogen auf die in Abbildung 3.1 dargestellte Gaußsche Normalverteilung stellt m in der oben genannten Gleichung (3.1) den Messwert dar und die angegebenen Kennwerte lassen sich wie folgt definieren. Der Mittel- oder Erwartungswert μ beschreibt das Zentrum oder die Mitte der Wahrscheinlichkeitsverteilung, während die Varianz σ^2 bzw. die Standardabweichung σ die

Tabelle 3.1: Schätzfunktionen und zugehörige Schätzwerte für die wichtigsten statistischen Parameter und Kennwerte einer beliebigen Grundgesamtheit [41, S. 501]

Unbekannter Parameter	Schätzfunktion für den unbekannt Parameter	Schätzwert für den unbekannt Parameter (aus einer konkreten Stichprobe ermittelt)
Erwartungs- oder Mittelwert		
$E(M) = \mu$	$\bar{M} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n M_i$	$\hat{\mu} = \bar{m} = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n m_i = m_i$
Varianz		
$\text{Var}(M) = \sigma^2$	$S_v^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (M_i - \bar{M})^2$	$\hat{s}_v^2 = s_v^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (m_i - \bar{m})^2$

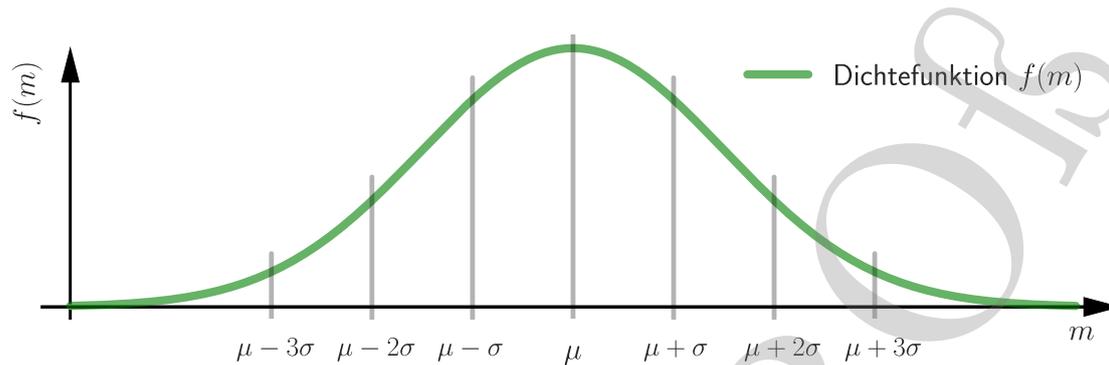


Abbildung 3.1: Normalverteilung mit Kennwerten [41, S. 371]

Streuung der Werte um den Mittelwert liefern. Die Varianz σ^2 ist dabei der Erwartungswert durch den die mittlere quadratische Abweichung vom Mittelwert beschrieben wird. Die Standardabweichung dagegen beschreibt die durchschnittliche (mittlere) Abweichung der Zufallsvariablen M von ihrem Mittelwert und hat gegenüber der Varianz den Vorteil, dass sie die gleiche Dimension und Einheit wie die Zufallsvariable M [41, S. 335] aufweist. Der Mittelwert der Dichtefunktion $f(m)$ in Abbildung 3.1 wird durch den Kennwert μ und die Form der Dichteverteilung $f(m)$ in Bezug auf Höhe und Breite wird durch den Kennwert σ^2 bzw. σ charakterisiert. Aufgrund der Spiegelsymmetrie der Dichtefunktion $f(m)$ bezüglich der Geraden $m = \mu$ resultiert, je kleiner σ , um so stärker ist das Maximum der Dichteverteilung ausgeprägt und desto steiler fällt die Funktion nach beiden Seiten hin ab. Die Standardabweichung σ liefert somit eine geeignete Beschreibung für die Streuung der Messwerte m_i , um den wahren aber unbekanntes Wert $m_w = \mu$. Die Genauigkeit einer Messung ist somit wesentlich von der Standardabweichung σ abhängig. Bei kleiner Varianz bzw. kleinerer Standardabweichung liegen demnach die meisten Werte in der näheren Umgebung des Mittelwertes μ , wobei größere Abweichungen vom Mittelwert somit nur mit geringen Wahrscheinlichkeiten auftreten [41, S. 660]. Eine Einteilung der Dichtefunktion in Intervalle ermöglicht eine praktikablere Interpretation der zu ermittelnden Wahrscheinlichkeit. Mittels Standardtransformation erfolgt der Übergang einer normalverteilten Zufallsvariablen M zur standardnormalverteilten Zufallsvariablen. Hierbei geht die Verteilungsfunktion $F(m)$ in die Verteilungsfunktion $\phi(u)$ über. Die Wahrscheinlichkeit bleibt dabei aufgrund der normierten Dichtefunktion $f(m)$ erhalten [41, S. 372]. Die Berechnung der Wahrscheinlichkeit erfolgt hierbei durch die tabellierte Verteilungsfunktion der Standardnormalverteilung (vgl. [41, S. 740]), wodurch die Intervalle in Abhängigkeit der Standardabweichung σ beschrieben werden können [41, S. 383]. Abbildung 3.1 zeigt die Einteilung in die unterschiedlichen Intervalle. Zweckmäßigerweise wird der Abstand der Intervallgrenzen von der Intervallmitte in Vielfachen der Standardabweichung angegeben. Im $\pm\sigma$ -Bereich um den Mittelwert μ liegen 68,3% aller Messwerte, im $\pm 2\sigma$ -Bereich um den Mittelwert μ liegen 95,5% aller Messwerte und im $\pm 3\sigma$ -Bereich um den Mittelwert μ liegen 99,7% aller Messwerte. Mit anderen Worten, bei 1000 Einzelmessungen weichen rund 680 Messwerte um höchstens eine Standardabweichung vom Mittelwert μ ab. Bei kleinem σ liegen somit rund 68% der Messwerte in unmittelbarer Nähe des Mittelwertes μ . Die beschriebenen Intervalle

werden auch Konfidenzintervall oder Vertrauensintervalle genannt, da sie die Genauigkeit der Messung kategorisieren [41, S. 514].

Die Erkenntnis, dass beim Messen von physikalischen bzw. technischen Größen das Messergebnis mit Fehlern beaufschlagt wird, sowie der Möglichkeit der mathematisch statistischen Behandlung dieser Messabweichungen legt nahe, dass zur Bestimmung des wahrscheinlichsten Systemzustandes eines EVS ein Verfahren verwendet werden muss, welches die Messabweichungen adäquat berücksichtigt. **Dieses Verfahren ist die Parameterschätzung anhand einer Schätzfunktion und wird auch (statische) Zustandsschätzung genannt.**

3.3.2 Punktschätzer

Wie bereits in Abschnitt 2.5 erläutert, wird in dieser Arbeit zur Beschreibung des Betriebszustandes in einem EVS der stationäre Systemzustand verwendet. Daher wird zur Ermittlung dieses stationären Systemzustandes ein statischer Zustandsschätzer eingesetzt. Aus mathematischen Gesichtspunkten ist ein statischer Zustandsschätzer eine statistische Schätzmethode für die unbekannt Parameter einer Wahrscheinlichkeitsverteilung, kurz auch Parameterschätzung genannt. Eine Grundgesamtheit deren Elemente man hinsichtlich eines bestimmten Merkmals M betrachtet, hat eine Wahrscheinlichkeitsverteilung $f(m)$, welche auch Dichtefunktion genannt wird und ist durch die Verteilungsfunktion $F(m)$ der Zufallsvariablen M vollständig charakterisiert. Die Verteilungsfunktion $F(m)$ einer Grundgesamtheit ist zwar vom Typ her bekannt, enthält jedoch noch unbekannte Parameter. So hat man es in vielen Fällen mit einer Normalverteilung zu tun, deren Parameter μ und σ jedoch noch unbekannt sind. Hierbei ist es möglich, durch die Verwendung einer konkreten Stichprobe, mit Hilfe sogenannter Schätzfunktionen, Näherungs- oder Schätzwerte für die unbekannt Parameter einer Wahrscheinlichkeitsverteilung zu ermitteln. Man bezeichnet diese auf Stichprobenuntersuchungen beruhenden statistischen Schätzmethoden daher als Parameterschätzungen und unterscheidet dabei zwischen einer Punkt- und einer Intervallschätzung. Ziel der statischen Zustandsschätzung ist die Bestimmung von Schätz- und Näherungswerten für die unbekannt Parameter der Verteilung unter Verwendung einer konkreten Stichprobe, die der betreffenden Grundgesamtheit entnommen wird. Da der Schätzwert eines Parameters in der bildlichen Darstellung einem Punkt auf der Zahlengeraden entspricht, nennt man diese Art der Parameterschätzung auch Punktschätzung [41, S. 493/494]. Die Schätzung eines unbekannt Parameters λ erfolgt hierbei anhand einer geeigneten Stichprobenfunktion,

$$\Lambda = h(M_1; M_2; \dots; M_n) \quad (3.2)$$

welche in diesem Kontext als Punktschätzer für den Parameter λ bezeichnet wird, wobei $M_1; M_2; \dots; M_n$ eine zufällige Auswahl der Größe n von M ist. Ein Punktschätzer sollte nahe dem unbekannt Parameter sein. Dabei gilt, Λ ist ein *unverzerrter* oder auch *erwartungstreu* genannter Punktschätzer (engl. unbiased point estimator) von λ , wenn der erwartete Wert von Λ gleich λ ist. Dies entspricht der Aussage, dass der Mittelwert der Wahrscheinlichkeitsverteilung von Λ (oder der Mittelwert der Stichprobenverteilung von Λ) gleich λ ist. Ein Punktschätzer ist somit

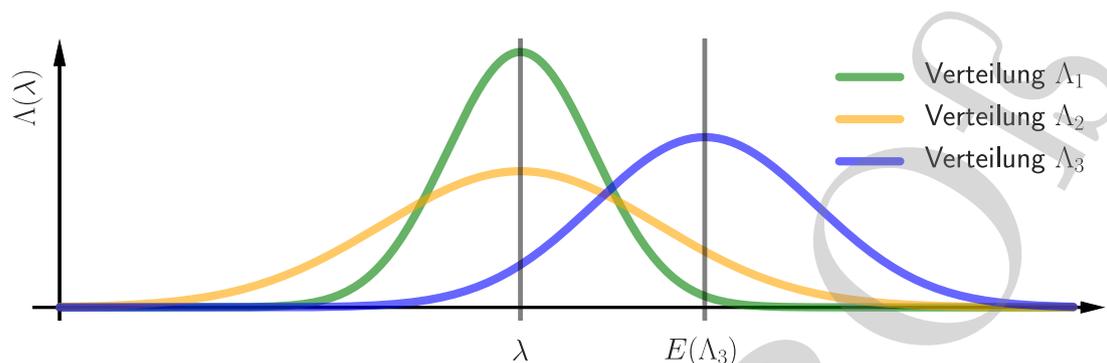


Abbildung 3.2: Vergleich zweier unverzerrter Punktschätzer Λ_1 und Λ_2 sowie eines verzerrten Punktschätzers Λ_3 mit unterschiedlichen Varianzen [40, S. 227]

unverzerrt, wenn sein Erwartungswert $E(\Lambda)$ gleich dem zu schätzenden Parameter λ entspricht:

$$E(\Lambda) = \lambda \quad (3.3)$$

In Abbildung 3.2 sind zwei unverzerrte Punktschätzer anhand der grünen Verteilung Λ_1 sowie der gelben Verteilung Λ_2 dargestellt. Man kann deutlich erkennen, dass die Verteilungen des Punktschätzers auf den wahren Wert λ zentriert sind. Ist der Punktschätzer *verzerrt* (engl. biased point estimator), dann wird die Differenz $E(\Lambda) - \lambda$ als *Verzerrung* bzw. *Neigung* (engl. Bias) des Punktschätzers Λ bezeichnet. Abbildung 3.2 zeigt in der blauen Verteilung Λ_3 einen Bias $E(\Lambda) - \lambda \neq 0$, was somit einem verzerrten Punktschätzer entspricht. Demzufolge ist ein Punktschätzer unverzerrt, wenn der Bias = 0 ist, was allgemein durch die nachfolgende Gleichung (3.4) ausgedrückt werden kann.

$$E(\Lambda) - \lambda = 0 \quad (3.4)$$

Betrachtet man die beiden Verteilungen Λ_1 und Λ_2 in Abbildung 3.2 stellt man fest, dass sie zwar unverzerrt sind, sich aber in ihrer Varianz unterscheiden. Da die Verteilung Λ_1 eine kleinere Varianz aufweist als die Verteilung Λ_2 ist es wahrscheinlicher, dass der Punktschätzer Λ_1 eine Lösung näher am wahren Wert schätzt, als der Punktschätzer Λ_2 , was mit der Aussage aus Abschnitt 3.3.1 einhergeht. Ein logisches Prinzip der Schätzung ist daher denjenigen Schätzer auszuwählen, der die geringste Varianz aufweist.

Die bisher beschriebenen Eigenschaften des Punktschätzers zeigen den Zusammenhang zwischen einer Verteilungsfunktion und deren unbekanntem Parametern. Die Bestimmung der Näherungs- oder Schätzwerte unbekannter Parameter einer Verteilungsfunktion wird auf Basis konkreter Stichproben unter Zuhilfenahme von Schätzfunktionen durchgeführt.

3.3.3 Maximum-Likelihood-Methode

Es gibt unterschiedliche Methoden Schätzfunktionen aufzustellen. Das wohl wichtigste Verfahren, um einen Punktschätzer eines Parameters zu erhalten, ist die Maximum-Likelihood-Methode¹². Dabei sei M eine Zufallsvariable mit der Dichtefunktion $f(m; \lambda)$, wobei λ den unbekannt Parameter darstellt. m_1, m_2, \dots, m_n seien n voneinander unabhängige Stichproben anhand derer der unbekannte Wert des Parameters λ geschätzt werden soll. Die Zufallsvariable M nimmt hierbei die einzelnen Stichprobenwerte mit den Verteilungen $f(m_1; \lambda), f(m_2; \lambda), \dots, f(m_n; \lambda)$ an. Aufgrund der Unabhängigkeit der Stichproben ist nach dem Multiplikationssatz der Wahrscheinlichkeitsrechnung [41, S. 295], die Wahrscheinlichkeit eine Stichprobe zu erhalten, welche gerade die Stichprobenwerte m_1, m_2, \dots, m_n enthält, durch nachfolgendes Produkt gegeben.

$$L(\lambda) = f(m_1; \lambda) \cdot f(m_2; \lambda) \cdot \dots \cdot f(m_n; \lambda) \quad (3.5)$$

Die Gleichung (3.5) wird *Likelihood-Funktion* genannt. Unter der Annahme, dass die vorgegebene Stichprobe unter allen möglichen Stichproben mit der größten Wahrscheinlichkeit auftritt, ist der Maximum-Likelihood-Punktschätzer des unbekannt Parameters λ der Wert von λ , welcher die Funktion $L(\lambda)$ maximiert. Dieser Wert wird als Schätzwert $\hat{\lambda}$ für den Parameter λ bezeichnet. Aus der für das Maximum notwendigen Bedingung

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda} = 0 \quad (3.6)$$

wird somit der Schätzwert $\hat{\lambda}$ ermittelt, welcher noch von den n Stichprobenwerten abhängt und in Form einer Funktion wie folgt ausgedrückt wird:

$$\hat{\lambda} = h(m_1; m_2; \dots; m_n) \quad (3.7)$$

Die zugehörige Schätzfunktion nennt man *Maximum-Likelihood-Schätzfunktion* und entspricht der Stichprobenfunktion aus Gleichung (3.2) [40, S. 231], [41, S. 505/512]. Das Aufstellen der Schätzfunktion für die unbekannt Parameter μ und σ einer normalverteilten Grundgesamtheit (Gaußsche Normalverteilung) mit der Dichtefunktion nach Gleichung (3.8)

$$f(m; \mu; \sigma) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma} \cdot e^{-\frac{1}{2} \left(\frac{m-\mu}{\sigma}\right)^2} = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma} \cdot e^{-\frac{(m-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.8)$$

kann aus einer konkreten Stichprobe der Menge n mit den Stichprobenwerten m_1, m_2, \dots, m_n mittels der Maximum-Likelihood-Methode erfolgen. Dazu wird zunächst die Likelihood-Funktion basierend auf der Dichtefunktion in Gleichung (3.8) wie folgt aufgestellt:

$$L = L(\mu; \sigma) = L(m_1; \mu; \sigma) \dots L(m_n; \mu; \sigma) = \frac{1}{(\sqrt{2\pi} \cdot \sigma)^n} \cdot e^{-\frac{\sum_{i=1}^n (m_i - \mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (3.9)$$

¹²Die Maximum-Likelihood-Methode wurde in den 1920er Jahren von dem britischen Statistiker Sir R. A. Fisher entwickelt.

Zur Bestimmung der optimalen Parameterwerte wird die Funktion in Gleichung (3.9) üblicherweise durch ihren Logarithmus ersetzt, um den Optimierungsvorgang zu vereinfachen. Durch logarithmieren der Likelihood-Funktion erhält man die nachfolgend aufgeführte Log-Likelihood-Funktion [41, S. 511].

$$L^* = L^*(\mu; \sigma) = \ln L(\mu; \sigma) = \ln \left[\frac{1}{(\sqrt{2\pi} \cdot \sigma)^n} \cdot e^{-\frac{\sum_{i=1}^n (m_i - \mu)^2}{2\sigma^2}} \right] \quad (3.10)$$

$$\ln L(\mu; \sigma) = -n \cdot \ln \sqrt{2\pi} \sigma - \sum_{i=1}^n \frac{(m_i - \mu)^2}{2\sigma^2} \quad (3.11)$$

Die Maximum-Likelihood-Methode erfordert nun, dass der Wert für $\ln L(\mu; \sigma)$ maximiert wird. Betrachtet man die Gleichung (3.11) kann man erkennen, dass die Funktion maximiert werden kann, indem der zweite Term minimiert wird, was durch den negativen Koeffizienten ermöglicht wird. Daher kann folgende Aussage getroffen werden [42, S. 461].

$$\max \left(\ln \left[\frac{1}{(\sqrt{2\pi} \cdot \sigma)^n} \cdot e^{-\frac{\sum_{i=1}^n (m_i - \mu)^2}{2\sigma^2}} \right] \right) \iff \min \left(\sum_{i=1}^n \frac{(m_i - \mu)^2}{2\sigma^2} \right) \quad (3.12)$$

Das Minimierungsproblem aus Gleichung (3.12) kann auch in Bezug auf die Messabweichung (vgl. Abschnitt 3.3.1)

$$r_i = m_i - \mu = m_i - E(m_i) \quad (3.13)$$

umformuliert werden, wobei r für die Messabweichung (engl. residual), μ für den Mittelwert bzw. $E(m_i)$ für den Erwartungswert des Messwertes m_i steht. Der Erwartungswert $E(m_i)$ lässt sich darüber hinaus als nichtlineare Funktion $h_i(x)$, welche den Systemzustandsvektor x mit der i -ten Messung in Beziehung setzt, ausdrücken. Das Quadrat jeder Messabweichung r_i^2 wird mit einem Gewichtungsfaktor, welcher der angenommenen umgekehrt proportionalen Fehlervarianz des Messwertes entspricht, beaufschlagt.

$$W_i = \sigma_i^{-2} \quad (3.14)$$

Unter dieser Annahme lässt sich das Minimierungsproblem aus Gleichung (3.12) durch die Minimierung der gewichteten Summe der Quadrate der Messabweichungen mit dem folgenden Optimierungsproblem für den Zustandsvektor x lösen.

$$\min \left(\sum_{i=1}^n W_i r_i^2 \right) \quad (3.15)$$

$$r_i = m_i - h_i(x), \quad i = 1, \dots, n. \quad (3.16)$$

Die Lösung des in Gleichung (3.15) gegebenen Optimierungsproblems wird als gewichteter kleinster Fehlerquadrat Schätzer (engl. WLS Estimator) für den Zustandsvektor x bezeichnet und

ist ein Äquivalent zur Maximum-Likelihood-Methode [38, S. 33/34]. Die konkrete Formulierung der WLS-Methode für EVS erfolgt im nächsten Kapitel.

3.4 Die Methode der gewichteten kleinsten Fehlerquadrate für die nichtlineare Zustandsschätzung

In diesem Kapitel wird das grundlegende Verfahren eines statischen Zustandsschätzers für EVS auf Basis der in Abschnitt 3.3 gewonnenen Erkenntnisse vorgestellt. Der Einsatz der Methode der gewichteten kleinsten Fehlerquadrate für die nichtlineare Zustandsschätzung in EVS wurde in dieser Form zuerst von Fred Schweppe im Jahre 1970 präsentiert [47], [48], [49]. In Bezug auf das EVS kann man eine Zustandsschätzung als Prozess interpretieren, bei dem Messwerte eines Systems unbekanntem Systemzustandsvariablen zugewiesen werden. Mit anderen Worten, die Zustandsschätzung ist ein Verfahren zur Ermittlung eines Systemzustands, der nicht direkt gemessen werden kann, aber aus Messwerten ableitbar ist. Typischerweise beinhaltet dieser Prozess unvollkommene Messwerte, welche redundant sein können, sowie ein Verfahren zum Schätzen der Systemzustände basierend auf einem statistischen Kriterium, welches den wahrscheinlichsten Wert der Zustandsvariablen schätzt. Ein allgemein verwendetes und bekanntes Kriterium besteht darin, die Summe der Quadrate der Differenzen zwischen den geschätzten und den gemessenen, als wahr interpretierten Werten, als Funktion der Zustandsvariablen zu minimieren. Dieses Vorgehen wird im vorherigen Abschnitt 3.3.3 für die Maximum-Likelihood-Methode beschrieben. Für die Berechnungen in einem EVS werden in der Regel die komplexen Knotenspannungen an allen Knoten i im betrachteten Netz als Zustandsvariablen x definiert.

$$\mathbf{x} = \{U_i, \vartheta_i\} \quad (3.17)$$

Für ein EVS bietet sich die Formulierung der gesuchten Schätzfunktion in Matrixschreibweise nach Gleichung (3.18) an.

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = \min([\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]) \quad (3.18)$$

Die oben angegebene Formel beschreibt die zu minimierende Zielfunktion $\mathbf{J}(\mathbf{x})$ der Zustandsschätzung in Matrixform, wobei \mathbf{z} der Messvektor und $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ der berechnete Messvektor als Funktion der durch \mathbf{x} definierten Zustandsvariablen nach Gleichung (3.17) darstellt. Weiter beschreibt \mathbf{R} die Gewichtungsmatrix der Messwerte in Abhängigkeit ihrer Genauigkeit und ist äquivalent zum Gewichtungsfaktor aus Gleichung (3.14). Die Terme 1 und 3 der Gleichung (3.18) entsprechen der in Gleichung (3.16) definierten Messabweichung. Das Ziel des Zustandsschätzalgorithmus ist es, die Zustandsvariablen aus den bereitgestellten Messungen zu ermitteln. Die Bestimmung der Zustandsvariablen erfolgt durch die Ableitung der Zielfunktion $\mathbf{J}(\mathbf{x})$, was auf

Basis von Gleichung (3.18) wie folgt beschrieben werden kann:

$$\left[\frac{\partial \mathbf{J}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right] = -2\mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (3.19)$$

In Gleichung (3.19) beschreibt \mathbf{H} die Jacobi-Matrix als Ergebnis der Ableitung des Messfehler-Vektors $\mathbf{r} = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]$. Die Jacobi-Matrix enthält dabei die partiellen Ableitungen der berechneten Messwerte, welche aus den Zustandsvariablen abgeleitet sind. Die Dimension der Matrix \mathbf{H} hängt von den betrachteten Messungen und der Anzahl der Zustandsvariablen ab. Die Bedingung für das Minimum ist durch die nachfolgende Gleichung (3.20) gegeben.

$$\mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \stackrel{!}{=} 0 \quad (3.20)$$

Gleichung (3.20) ist nach \mathbf{x} aufzulösen. Dies ist aufgrund der Nichtlinearität des in $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ definierten Messmodells nicht direkt möglich. Um dieses Problem zu umgehen, wird $\mathbf{h}(\mathbf{x})$ daher zur Linearisierung in einer Taylorreihe entwickelt. \mathbf{H} beschreibt bereits die erste Ableitung der berechneten Messwerte aus den Zustandsvariablen und kann daher zur Beschreibung der Taylorreihe wie folgt verwendet werden.

$$\mathbf{h}(\mathbf{x}) = \mathbf{h}(\mathbf{x}_0) + \mathbf{H}(\mathbf{x}_0)\Delta\mathbf{x} \quad (3.21)$$

Durch Einsetzen der Gleichung (3.21) in die Gleichung (3.20) erhält man Gleichung (3.22), welche die durch eine Taylorreihe linearisierte Zielfunktion $\mathbf{J}(\mathbf{x})$ um den Startwert \mathbf{x}_0 beschreibt [30, S. 267-271], [38, S. 33-34], [43, S. 236].

$$[\mathbf{H}^T(\mathbf{x}_0)\mathbf{R}^{-1}\mathbf{H}(\mathbf{x}_0)]^{-1}\mathbf{H}^T(\mathbf{x}_0)\mathbf{R}^{-1}[\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}_0)] = \Delta\mathbf{x} = \{\Delta U, \Delta\vartheta\} \quad (3.22)$$

Eine iterative Berechnung der Gleichung (3.22) minimiert die Differenz der Zustandsvariablen zum vorherigen Iterationsschritt, bis sie einen gesetzten Grenzwert unterschreiten. Dies ist anhand der nachfolgenden Gleichungen für den Spannungsbetrag und den Spannungswinkel dargestellt.

$$\mathbf{U}^{(\nu+1)} = \mathbf{U}^{(\nu)} + \Delta\mathbf{U}^{(\nu)} \quad (3.23)$$

$$\vartheta^{(\nu+1)} = \vartheta^{(\nu)} + \Delta\vartheta^{(\nu)} \quad (3.24)$$

3.5 Beobachtbarkeit von Verteilnetzen und Redundanz der Messwerte

Wie bereits in Abschnitt 2.4.2 angedeutet, stellt die nicht flächendeckende Erfassung von Messdaten den größten Unterschied zwischen dem Übertragungs- und Verteilnetz aus Sicht der Zustandsschätzung dar. An dieser Stelle sei zunächst erwähnt, dass fehlende Messwerte durch eine Zustandsschätzung nicht ersetzt werden können. Vielmehr kann durch die adäquate Berücksichtigung von Ersatzwerten der wahrscheinlichste Systemzustand ermittelt werden, wobei

dessen Abweichung vom tatsächlichen Systemzustand durch die differenzierte Gewichtung der unterschiedlichen Eingangswerte bewertbar wird. Wenn auch gleich die Güte der verwendeten Eingangsdaten das Ergebnis einer Zustandsschätzung maßgeblich beeinflusst, spielt dies zunächst aus mathematischer Sicht für die Anwendung der in dieser Arbeit verwendeten Methode der kleinsten Fehlerquadrate für eine nichtlineare Zustandsschätzung keine Rolle. Eine Aussage über die benötigte Anzahl an Messpunkten, welche in einem zu überwachenden Netz erforderlich sind, um das Verfahren der VNZS durchführen zu können, gibt die Beobachtbarkeit¹³. Hierzu wird der Rang der Jacobi-Matrix \mathbf{H} aus Gleichung (3.20) betrachtet. Die Jacobi-Matrix \mathbf{H} setzt sich aus den zu bestimmenden Zustandsvariablen im Vektor x aus Gleichung (3.17) sowie den verfügbaren Messwerten m_{verf} im Messwertvektor z aus Gleichung (3.18) zusammen. Die Anzahl der zu bestimmenden Zustandsvariablen im Vektor x wird durch die Anzahl der Knoten n_k im zu überwachenden Netz festgelegt. Die Zustandsvariablen sind laut Gleichung (3.17) definiert als die komplexen Knotenspannungen aufgeteilt nach Betrag und Phase bzw. Real- und Imaginärteil (siehe Abschnitt C.1.2). Somit ergeben sich für n_k Knoten $2 \cdot n_k$ zu bestimmende Zustandsvariablen, wodurch man eine Jacobi-Matrix der Größe $(2n_k \times m_{\text{verf}})$ erhält. Ein Netz mit n_k Knoten ist nur dann beobachtbar, wenn der Rang der Jacobi-Matrix \mathbf{H} gleich der Anzahl der zu bestimmenden Zustandsvariablen im Vektor x ist [61], [62], [63], [119], [120]. In Gleichung (3.25) wird die Bedingung zur Beobachtbarkeit des Netzes um den Faktor 1 reduziert, da in der Regel am Bezugsknoten (Slackknoten) des betrachteten Netzes eine der beiden Zustandsvariablen vorgegeben wird und somit nicht mehr bestimmt werden muss.

$$\text{Rank}(\mathbf{H}) \stackrel{!}{=} 2n_k - 1 \quad (3.25)$$

In den meisten Fällen wird der Phasenwinkel der komplexen Spannung am Bezugsknoten vorgegeben, wodurch lediglich der Spannungsbetrag an diesem Knoten ermittelt werden muss und somit lediglich $2n_k - 1$ unabhängige Gleichungen benötigt werden. Um die Bedingung in der vorangegangenen Gleichung erfüllen zu können, muss einerseits die Anzahl der verfügbaren Messwerte

$$m_{\text{verf}} \geq (2n_k - 1) \quad (3.26)$$

sein [61, S. 2] und andererseits jede Zustandsvariable mit einem Messwert verknüpft sein. Ist dies der Fall ergibt sich ein voller Rang der Jacobi-Matrix \mathbf{H} , wodurch sich n_k unabhängige Gleichungen ergeben [119, S. 30].

Zur Abschätzung, ob die Anzahl der verfügbaren Messwerte m_{verf} ausreichend ist, um die Anzahl der Zustandsvariablen $2n_k$ zu bestimmen, kann die Redundanz η der Messwerte durch

¹³Die Beobachtbarkeit eines Netzes gibt Auskunft darüber, ob die Berechnung der Zustandsvariablen für das gesamte Netz durch die vorhandenen Messwerte grundsätzlich möglich ist. Ist dies der Fall, lässt sich das Netz in Bezug auf die verfügbaren Messwerte beobachten.

nachfolgende Formel bestimmt werden.

$$\eta = \frac{m_{\text{verf}}}{2n_k} - 1 \quad (3.27)$$

Die Redundanz gibt das Verhältnis zwischen der Anzahl der Messwerte und der Anzahl der Zustandsvariablen wieder. Wie in Gleichung (3.25) wird die Redundanz ebenfalls um den Faktor 1 reduziert, da für den gesetzten Vorgabewert des Phasenwinkels der komplexen Spannung am Bezugsknoten kein Messwert benötigt wird.

3.6 Algorithmen zur Verteilnetz-Zustandsschätzung basierend auf der Methode der kleinsten Fehlerquadrate

Die in Abschnitt 3.4 beschriebene Methode der nichtlinearen Zustandsschätzung (ZS) auf Basis der kleinsten Fehlerquadrate zeigt in allgemeiner Form das generelle Vorgehen zur Ermittlung der gesuchten Zustandsvariablen. Dieses Verfahren kann unabhängig von der Spannungsebene, der Netztopologie sowie der Zusammensetzung des Netzes angewendet werden. Bei der Umsetzung der allgemein beschriebenen Methode müssen aber auch hier die unterschiedlichen Rahmenbedingungen in den einzelnen Netzebenen berücksichtigt werden. Daher muss zur passenden Auswahl des Algorithmus, in Anlehnung an Abschnitt 2.4, eine Differenzierung zwischen dem Übertragungsnetz und dem Verteilnetz stattfinden. Insbesondere spielt hierbei die Betrachtung der dreiphasigen Betriebsmittel eine Rolle. Im Übertragungsnetz geht man in der Regel von einem symmetrischen Aufbau der dreiphasigen Drehstromkomponenten aus. Dies bedeutet, dass eine vollständige Entkopplung des Mit-, Gegen- und Nullsystems der einzelnen Betriebsmittel vorliegt. Bei Leitungen bspw. wird hierzu in gewissen Abständen eine Verdrillung vorgenommen, um die Unsymmetrien in den Kenndaten der Leitungsanordnungen zu beseitigen [112, S. 1-14]. Des Weiteren kann im Übertragungsnetz von einem symmetrischen Netzbetrieb ausgegangen werden, bei dem eine nahezu identische Belastung der einzelnen Drehstromphasen vorliegt. Aufgrund dieser Annahmen können die Drehstromkomponenten der einzelnen Betriebsmittel vereinfacht über ihre Betriebsimpedanz, was der Impedanz im Mitsystem entspricht, nachgebildet werden. Bei der Anwendung der ZS im Übertragungsnetz kann somit ein reduziertes Modell der dreiphasigen Betriebsmittel zur Berechnung verwendet werden. Im Hochspannungsnetz auf Verteilnetzebene können diesbezüglich dieselben Annahmen wie im Höchstspannungsnetz auf Übertragungsnetzebene getroffen werden. Abbildung 3.3 zeigt auf der linken Seite das reduzierte Modell der Leitungsimpedanz, welches für die Berechnungen in der Höchst- und Hochspannungsebene verwendet wird. In den unteren Spannungsebenen kann nicht mehr zwingend von einem symmetrischen Netzbetrieb ausgegangen werden. Bereits auf Mittelspannungsebene können unsymmetrische Phasenbelastungen auftreten, die durch unsymmetrische Dreiphasenlasten hervorgerufen werden. Solche unsymmetrischen Lasten sind z.B. Induktionsöfen, Lichtbogenöfen oder Schweißmaschinen [21, S 14]. Eine weitere Ursache für Spannungsunsymmetrien liegt in der Niederspannung. Während in der Höchst-, Hoch- und Mittelspannung Verbraucher und

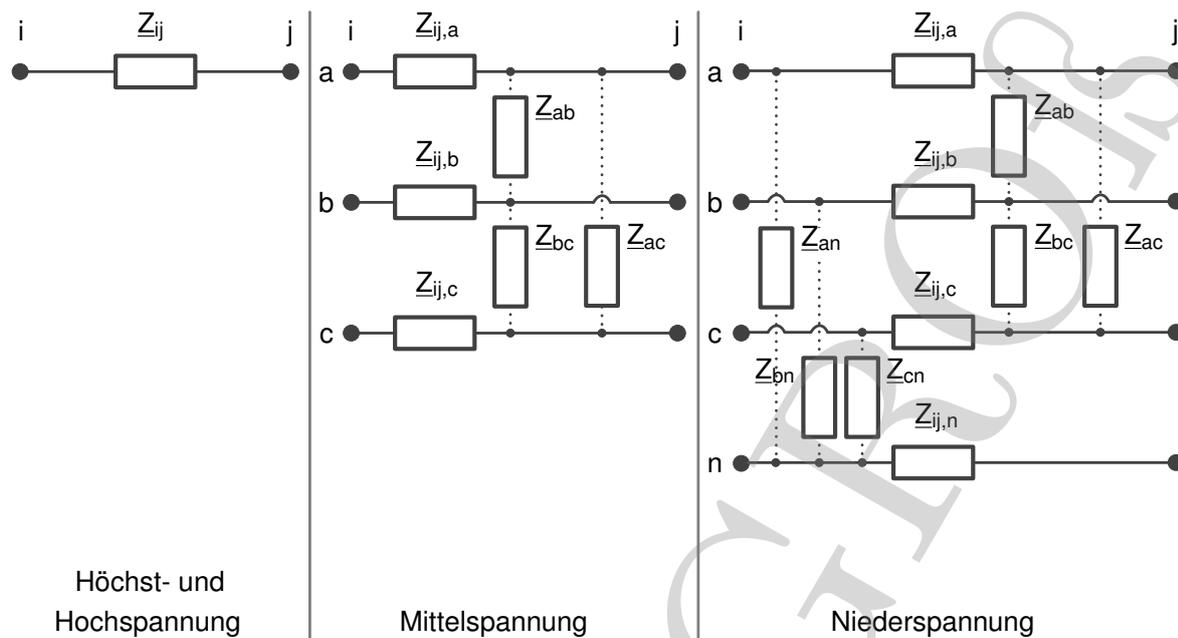


Abbildung 3.3: Leitungsmodelle für einphasige, dreiphasige, und dreiphasige Leiter mit Neutralleiter

Erzeuger in aller Regel dreiphasig an des Netz angeschlossen und betrieben werden, ist dies in der Niederspannung nicht zwingend notwendig. In der Niederspannung werden Verbraucher und Erzeuger mit kleinen Anschlussleistungen ein- oder zweiphasig am Netz betrieben. Der einphasige Anschluss von Verbrauchsgeräten ist bis zu einer Bemessungsscheinleistung von 4,6 kVA zulässig [20, S. 8]. Für Erzeugungsanlagen gilt nach VDE-AR-N 4105 [13, S. 23] ebenfalls eine maximale Anschlussleistung von 4,6 kVA je Außenleiter. Obwohl eine gleichmäßige Aufteilung der Leistung auf die drei Außenleiter zu gewährleisten ist, kann je nach Phasenbelegung, d. h. also die Anzahl der angeschlossenen Verbraucher und Erzeuger je Phase, eine nicht gleichmäßige Phasenbelastung der einzelnen Phasen hervorrufen. Diese unsymmetrische Betriebsweise hat Rückwirkungen auf die übergeordneten Netzebenen, wird aber durch den Überlagerungseffekte mit steigender Netzebene eliminiert. In der Mittelspannung können je nach versorgten Niederspannungsnetzen starke Rückwirkungen der unsymmetrischen Belastungen auftreten. Um diesen Gegebenheiten gerecht zu werden, ist eine vereinfachte Modellierung der Betriebsmittel auf Basis der Betriebsimpedanz nicht mehr ausreichend und muss durch die Kopplung der einzelnen Phasen erweitert werden. In Abbildung 3.3 ist in der Mitte das dreiphasige Leitungsmodell inklusive der Kopplung zwischen den einzelnen Phasen für die Berechnung von Mittelspannungsnetzen dargestellt. Bei geringen Unsymmetrien können Mittelspannungsnetze ebenfalls auf Basis des einphasigen Leitungsmodells berechnet werden. Eine zusätzliche Erweiterung des bisher beschriebenen dreiphasigen Leitungsmodells tritt in der Niederspannung auf. In Niederspannungsnetzen wird ein Neutralleiter mitgeführt, der den Anschluss der einphasigen Verbraucher und Erzeuger ermöglicht. Hierdurch entsteht eine weitere Kopplung zwischen den Drehstromphasen und dem Neutralleiter, was in Abbildung 3.3 in der rechten Spalte dargestellt ist. Die Art der Systemerdung von Niederspannungsnetzen ist in der Norm IEC 60364-1 [18] definiert. Im Allgemeinen sind

Niederspannungsnetze in Deutschland in Form eines TN- oder TT-Systems aufgebaut. Hierbei steht der erste Buchstabe T für die Erdung des Systems. In der Regel wird der Sternpunkt des Ortsnetztransformators geerdet. Der zweite Buchstabe steht für die Erdung der angeschlossenen Anlage. N steht hierbei für eine direkte elektrische Verbindung der freiliegenden leitfähigen Teile der Anlage mit dem Neutralleiter [18, S. 31]. T beschreibt die direkte elektrische Verbindung der freiliegenden leitfähigen Teile der Anlage mit der Erde, unabhängig von der Erdung des Systems [18, S. 34]. Abgesehen von der Art der Erdung der angeschlossenen Anlagen nach TT oder TN Vorgabe, wird in dieser Arbeit von einer Rückführung des Neutralleiters zum geerdeten Sternpunkt des Transformators, sowie von einer fehlerfreien Betriebsweise der angeschlossenen Anlagen ausgegangen. Des Weiteren wird die Annahme eines fehlerfreien Netzbetriebes, also keinerlei Beeinflussung durch Erdschlüsse, Erdkurzschlüsse oder Kurzschlüsse, getroffen. Eine Kopplung der Phasen bzw. des Neutralleiters mit dem Erdboden wird in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.

Je nach betrachteter Netzebene müssen somit auch die Gleichungen zum Aufstellen der in Abschnitt 3.4 gegebenen allgemeinen Beschreibung der ZS an die jeweiligen Komponentenmodelle angepasst werden. Die Auswahl der in dieser Arbeit verwendeten Algorithmen basiert größtenteils auf den Erkenntnissen aus [115]. In der Arbeit werden unterschiedliche Methoden von VNZS-Algorithmen beruhend auf dem WLS-Verfahren miteinander verglichen. Der wesentliche Unterschied der untersuchten Methoden liegt dabei in der Wahl der zu bestimmenden Zustandsvariablen und des dazugehörigen Koordinatensystems, wodurch sich eine Einteilung in zwei Kategorien ergibt. Zum einen eine VNZS basierend auf den Knotenspannungen und zum anderen eine VNZS basierend auf Zweigströmen. In beiden Kategorien werden die entsprechenden Zustandsvariablen sowohl im polaren Koordinatensystem als auch im kartesischen Koordinatensysteme betrachtet. In Summe ergeben sich dabei vier Algorithmen für die VNZS. Für die vorliegende Arbeit wurden auf Basis der Ergebnisse in [115] folgende Methoden zur Implementierung einer VNZS für Mittel- und Niederspannungsnetze ausgewählt:

- Einphasige VNZS auf Basis polarer Knotenspannungen.
- Dreiphasige Dreileiter VNZS auf Basis polarer Knotenspannungen.
- Dreiphasige Dreileiter und dreiphasige Vierleiter VNZS auf Basis kartesischer Knotenspannungen.

Die Ergebnisse in Kapitel 5 bzw. Anhang [A] wurden mittels der VNZS auf Basis kartesischer Knotenspannungen ermittelt. Die essentiellen Eigenschaften sowie die wichtigsten Erkenntnisse zu den ausgewählten Methoden werden in Anhang [C] auf Basis der Ergebnisse in [115] rezensiert. Die Methoden dienen anschließend als Grundlage der in dieser Arbeit implementierten Algorithmen.

3.7 Erweiterung der ausgewählten Methode

Die in [115] beschriebenen Methoden zur VNZS wurden ausschließlich für den Einsatz in Niederspannungsnetzen konzipiert. Dabei wurden im Speziellen die Komponentenmodelle für Leitungen entwickelt. Als Bezugsknoten war bisher die Niederspannungssammelschiene der Transformatoren gewählt, wodurch eine Berücksichtigung der Transformatorimpedanz in der Berechnung nicht stattfand. Aus diesem Grund war eine detaillierte Nachbildung der Transformatoren mittels dreiphasiger Komponentenmodelle für die VNZS nicht notwendig und wurde bisher nicht umgesetzt. Abbildung 3.4a zeigt den Stand der Komponentenmodelle in [115] ohne Transformator. In dieser Arbeit werden die bestehenden Komponentenmodelle um dreiphasige Modelle der Transformatoren erweitert, so dass die Kopplung zwischen Mittel- und Niederspannungsnetzen realisiert werden kann. Abbildung 3.4b zeigt die Erweiterung der bestehenden Modelle.

3.8 Komponentenmodelle

3.8.1 Transformatoren

Basierend auf der Spannungsebene und des Einsatzortes des Transformators werden unterschiedliche Transformatortypen verwendet. Die Kopplungsarten zwischen Primär- und der Sekundärwicklung eines Transformators ist in der Schaltgruppe definiert. Die Schaltgruppe eines Transformators beinhaltet die Schaltungsart der Ober- und Unterspannungsseite sowie deren

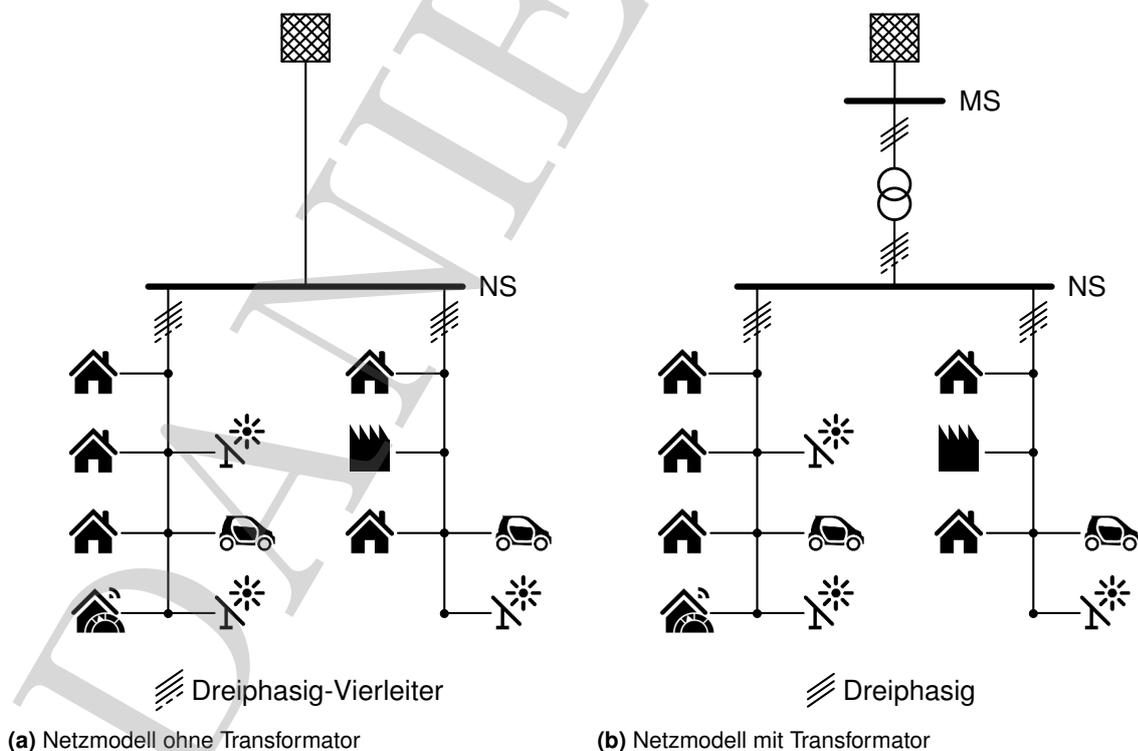


Abbildung 3.4: Netzmodell mit und ohne Transformator

Phasenverschiebung zueinander. Die Wicklungsstränge eines Transformators können entweder in Form der Sternschaltung (Y), Dreieckschaltung (D) oder Zickzackschaltung (Z) miteinander verbunden werden. Zusätzlich dazu kann ein Neutraleiter (N) vom jeweiligen Sternpunkt der Schaltung herausgeführt sein. Als Schaltgruppe für Ortsnetztransformatoren wird zumeist die Dy-Schaltung ausgewählt. Durch die Sternschaltung auf der Niederspannungsseite wird der Anschluss von einphasigen Lasten zwischen einem Außenleiter und dem Neutraleiter ermöglicht. Aufgrund der Dreieckschaltung auf der Oberspannungsseite ist unterspannungsseitig eine volle Sternpunktbelastbarkeit auch bei unsymmetrischer Belastung möglich [45, S. 51].

Für die Transformatormodellierung werden in der vorliegenden Arbeit folgende Annahmen getroffen. Die Drehstromtransformatoren werden als drei Einphasentransformatoren unter Berücksichtigung ihrer gegenseitigen induktiven Kopplung zwischen den Wicklungen modelliert, was einem magnetisch symmetrischen Aufbau entspricht. Dadurch sind die magnetischen Flüsse der einzelnen Phasen nicht miteinander gekoppelt und können sich unabhängig voneinander im vorgegebenen magnetischen Kreis ausbilden. Dies wird auch als freier magnetischer Rückschluss bezeichnet [31, S. 400]. Aus diesem Grund sind die Hauptfeldreaktanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem im System der symmetrischen Komponenten identisch. Auf Basis dieser Annahme vereinfacht sich die Bestimmung der Knotenadmittanzmatrix (KAM) eines dreiphasigen Transformatorelements zwischen zwei Knoten merklich, da ausschließlich Kopplungen zwischen den Phasen auftreten, die auf einem Transformatorschenkel angebracht sind. Außerdem werden die Eisenverluste vernachlässigt und es erfolgt eine reine Grundwellenbetrachtung ohne Berücksichtigung von Wirbelstromeffekten oder Sättigungserscheinungen.

Knotenadmittanzmatrix für Transformatoren

Die Basis der in Abschnitt 3.6 beschriebenen Algorithmen stellt das Knotenpunkt- oder auch Knotenpotential-Verfahren dar [29, S. 453], [31, S. 779], [33, S. 385]. Hierbei wird die Betrachtung des Netzes auf ein Knoten-Zweig-Modell übertragen, dessen Ausgangspunkt die KAM darstellt. In der KAM werden die Admittanzen der einzelnen Betriebsmittel, in dieser Arbeit Leitungen und Transformatoren, in ihrer topologischen Anordnung miteinander verknüpft. An dieser Stelle wird

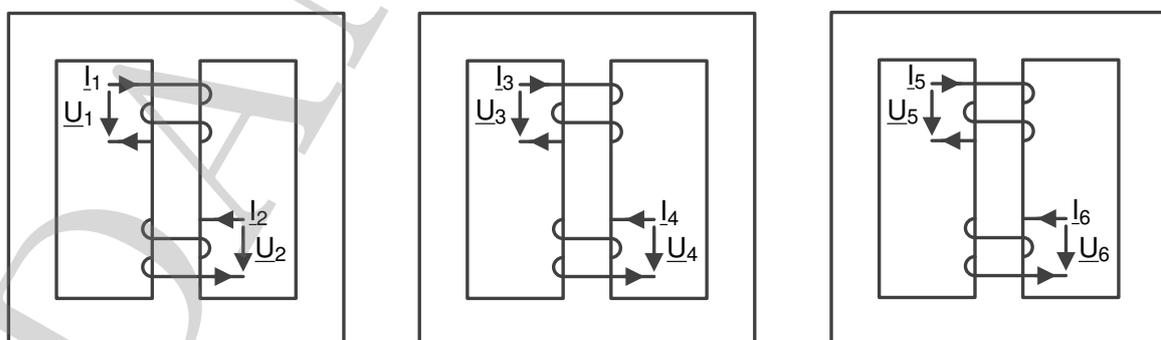


Abbildung 3.5: Veranschaulichung der Strom- und Spannungsbeziehungen der jeweiligen Strangwicklungen einer Transformatorbank [45, S. 15]

auf die Einträge der Transformatorelemente in die KAM näher eingegangen. Zur Ermittlung der KAM eines Drehstromtransformators zwischen zwei Netzknoten wird zunächst die Abbildung 3.5 herangezogen, welche die Strom- und Spannungsbeziehungen der drei Einphasentransformatoren verdeutlicht. Es befindet sich jeweils eine Primärwicklung und eine Sekundärwicklung auf einem Transformatorschlenkel, wobei die Wicklungen 1, 3 und 5 Primärwicklungen und die Wicklungen 2, 4 und 6 Sekundärwicklungen mit entsprechenden Vorzeichen für die Admittanzen sind. Auf Grundlage der Abbildung 3.5 kann das folgende Gleichungssystem der unverschalteten Einphasentransformatoren in p.u. Größen aufgestellt werden [74, S. 92].

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_4 \\ \underline{I}_5 \\ \underline{I}_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_t & -\underline{Y}_m & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -\underline{Y}_m & \underline{Y}_t & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_t & -\underline{Y}_m & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -\underline{Y}_m & \underline{Y}_t & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_t & -\underline{Y}_m \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -\underline{Y}_m & \underline{Y}_t \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{U}_4 \\ \underline{U}_5 \\ \underline{U}_6 \end{bmatrix} \quad (3.28)$$

$$\underline{I}_{1-6} = \underline{Y}_p \cdot \underline{U}_{1-6} \quad (3.29)$$

Gleichung (3.29) ist in verkürzter Form die Beschreibung der Matrixform aus Gleichung (3.28). Die Admittanzmatrix \underline{Y}_p , welche ferner die Kopplungen zwischen den jeweiligen Phasen der einphasigen Transformatoren aus Abbildung 3.5 beschreibt, ist unabhängig von der Schaltgruppe. Zudem wird angenommen, dass die Transformatoradmittanz \underline{Y}_t und die Koppellemente \underline{Y}_m für die verschiedenen Phasen jeweils identisch sind. Überdies ergeben sich für die unterschiedlichen Schaltungsarten auf der Ober- bzw. Unterspannungsseite verschiedene Beziehungen zwischen den Knotenspannungen und den Spannungen über den entsprechenden Strangwicklungen. Zur Veranschaulichung ist in Abbildung 3.6 exemplarisch eine Stern-Dreieck-Schaltung unter Verwendung idealer Übertrager für jede Phase dargestellt. Mittels Abbildung 3.6 lässt sich für

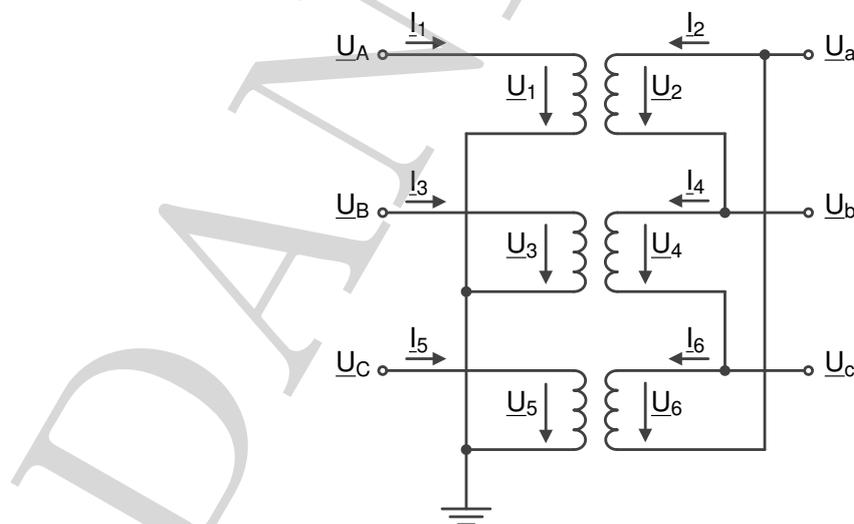


Abbildung 3.6: Stern-Dreieck-Schaltung eines Transformators mit widerstandslos geerdetem Sternpunkt [74, S. 93]

die Beziehungen zwischen den Knoten- und Strangspannungen des Transformators in Stern-Dreieck-Schaltung mit widerstandslos geerdetem Sternpunkt das Gleichungssystem in (3.30) aufstellen. Gleichung (3.31) beschreibt in verkürzter Darstellung Gleichung (3.30), wobei \underline{N} die Verbindungsmatrix zur Beschreibung der Schaltgruppe darstellt.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{U}_4 \\ \underline{U}_5 \\ \underline{U}_6 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & -1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_A \\ \underline{U}_B \\ \underline{U}_C \\ \underline{U}_a \\ \underline{U}_b \\ \underline{U}_c \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

$$\underline{U}_{1-6} = \underline{N} \cdot \underline{U}_{A-c} \quad (3.31)$$

Anhand der Verbindungsmatrix \underline{N} und der Admittanzmatrix \underline{Y}_p aus Gleichung (3.29) kann mittels Kron-Transformation [76] nach Gleichung (3.32) die KAM eines Drehstromtransformators zwischen zwei Netzknoten aufgestellt werden [74, S. 92].

$$\underline{Y}_T = \underline{N}^T \cdot \underline{Y}_p \cdot \underline{N} \quad (3.32)$$

Für einen Transformator in Stern-Dreieck-Schaltung mit widerstandslos geerdetem Sternpunkt sowie unter der Annahme, dass die Koppellemente des Transformators \underline{Y}_m identisch zur Admittanz \underline{Y}_t sind, ergibt sich die KAM nach Gleichung (3.33) [74, S. 98]. Da die Strangspannungen auf der Seite der Dreieckschaltung jeweils um $\sqrt{3}$ größer sind als die Spannungen über den in Stern geschalteten Wicklungen, enthalten die Untermatrizen rechts oben und links unten in Gleichung (3.33) jeweils den Faktor $\sqrt{3}$ und die Untermatrix rechts unten den Faktor 3. Hierdurch liegen die Knotenspannungen sowohl auf der Stern- als auch auf der Dreieckseite nominell bei 1.0 p.u. [74, S. 93].

$$\underline{Y}_T = \begin{bmatrix} \underline{Y}_T & 0 & 0 & -\frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & \frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & 0 \\ 0 & \underline{Y}_T & 0 & 0 & -\frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & \frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} \\ 0 & 0 & \underline{Y}_T & \frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & 0 & -\frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} \\ -\frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & 0 & \frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & \frac{2}{3}\underline{Y}_T & -\frac{1}{3}\underline{Y}_T & -\frac{1}{3}\underline{Y}_T \\ \frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & -\frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & 0 & -\frac{1}{3}\underline{Y}_T & \frac{2}{3}\underline{Y}_T & -\frac{1}{3}\underline{Y}_T \\ 0 & \frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & -\frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & -\frac{1}{3}\underline{Y}_T & -\frac{1}{3}\underline{Y}_T & \frac{2}{3}\underline{Y}_T \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

Ein Beispiel für eine KAM eines Transformators mit angeschlossenem Neutralleiter auf Basis der vorgestellten Methode ist in Anhang [B] angefügt. Eine Vereinfachung der beschriebenen Methode bietet die Möglichkeit die KAM des Transformators in Untermatrizen zu unterteilen, wie

Tabelle 3.2: Untermatrizen zur Erstellung der dreiphasigen KAM von Zweiwicklungstransformatoren für verschiedene Schaltgruppen [74, S. 94]

Schaltung	\underline{Y}_{11}	\underline{Y}_{12}	\underline{Y}_{21}	\underline{Y}_{22}
Yy	\underline{Y}_I	\underline{Y}_I	$-\underline{Y}_I$	$-\underline{Y}_I$
Yd	\underline{Y}_I	\underline{Y}_{II}	\underline{Y}_{III}	\underline{Y}_{III}^T
Dy	\underline{Y}_{II}	\underline{Y}_I	\underline{Y}_{III}^T	\underline{Y}_{III}
Dd	\underline{Y}_{II}	\underline{Y}_{II}	$-\underline{Y}_{II}$	$-\underline{Y}_{II}$

es in Gleichung (3.35) dargestellt ist.

$$\underline{Y}_T = \begin{bmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

Je nach Schaltungsart des Transformators besteht somit die Möglichkeit die KAM aus einer entsprechenden Kombination der Untermatrizen zusammensetzen. Die in dieser Arbeit umgesetzten Schaltgruppen sind in Tabelle 3.2 aufgelistet. Bei den in Tabelle 3.2 aufgeführten Sternschaltungen der Ober- beziehungsweise Unterspannungswicklung sind die Sternpunkte jeweils widerstandslos mit der Erde verbunden. Ist bei den in Stern geschalteten Wicklungen zusätzlich ein Neutraleiter vom Sternpunkt herausgeführt, so wird die KAM des Transformators um die entsprechenden Einträge des Neutraleiters erweitert. Die in Tabelle 3.2 dargestellten Untermatrizen setzen sich wie folgt zusammen [74, S. 94].

$$\underline{Y}_I = \begin{bmatrix} \underline{Y}_t & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}_t & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_t \end{bmatrix}, \underline{Y}_{II} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2\underline{Y}_t & -\underline{Y}_t & -\underline{Y}_t \\ -\underline{Y}_t & 2\underline{Y}_t & -\underline{Y}_t \\ -\underline{Y}_t & -\underline{Y}_t & 2\underline{Y}_t \end{bmatrix}, \underline{Y}_{III} = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} -\underline{Y}_t & \underline{Y}_t & 0 \\ 0 & -\underline{Y}_t & \underline{Y}_t \\ \underline{Y}_t & 0 & -\underline{Y}_t \end{bmatrix} \quad (3.35)$$

Die Erweiterung der bestehenden Methoden durch die beschriebenen Transformator-Komponentenmodelle ermöglicht die dreiphasige Dreileiter bzw. dreiphasige Vierleiter-Modellierung gekoppelter Mittel- und Niederspannungsnetze.

3.8.2 Zweigmodelle

Als Zweigmodelle werden in dieser Arbeit Leitungen und Transformatoren definiert, welche die elektrische Energie übertragen. Eine einleitende Beschreibung der verwendeten Leitungsmodelle wurde bereits in Abschnitt 3.6 gegeben. Eine beispielhafte Kombination der Zweigmodelle zeigt Abbildung 3.7. Dabei ist eine dreiphasige Leitung auf Mittelspannungsseite über einen Transformator der Schaltgruppe Dy mit einer dreiphasigen Vierleiter-Leitung verbunden. Das Komponentenmodell des Transformators wurde in Abschnitt 3.8.1 ausführlich erklärt. Zu den Leitungsmodellen sind in Bezug auf Abschnitt 3.6 noch folgende Erläuterungen anzufügen. Die dargestellten Leitungsmodelle basieren auf dem π -Ersatzschaltbild und können sowohl für Kabel

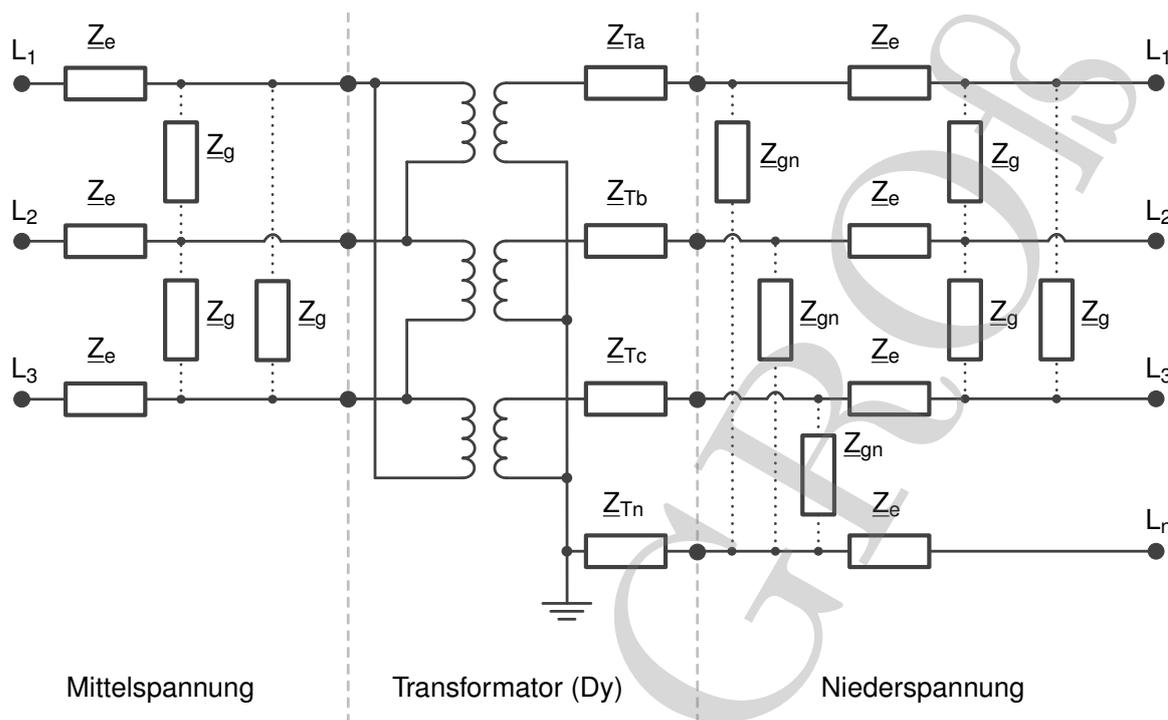


Abbildung 3.7: Kombination der Zweigmodelle aus Mittelspannungsleitung, Transformator und Niederspannungsleitung

als auch Freileitungen verwendet werden. Generell kann davon ausgegangen werden, dass für die Leitungsmodellierung die Leitungskonduktanz nicht berücksichtigt werden muss [77, S. 1]. Für Leitungen kürzer 80 km kann in der Mittel- und Niederspannungsebene darüber hinaus bei der Leitungsmodellierung ebenfalls auf die Leitungskapazität verzichtet werden [77, S. 2]. Diese Annahme wird für die Modellierung der Leitungsmodelle in dieser Arbeit übernommen, da die durchschnittlichen Abgangslängen ländlicher Regionen in Deutschland in der Mittelspannung ca. 15 km und in der Niederspannung ca. 0,5 km betragen [80, S. 8]. Darüber hinaus wird angenommen, dass die Leitungen verdreht sind und somit alle Eigenimpedanzen \underline{Z}_e bzw. alle Gegenimpedanzen \underline{Z}_g der drei Leiter untereinander gleich sind. Die Ermittlung der Eigenimpedanzen und der Gegenimpedanzen erfolgt für das Dreileitersystem aus den Berechnungsvorschriften der symmetrischen Komponenten. Die Berechnung der Eigen-, und Gegenimpedanzen im Vierleitersystem kann nicht über die symmetrischen Komponenten erfolgen, so dass sie über die geometrische Berechnung der modifizierten Carson-Gleichungen bestimmt werden [79], [29, S. 272-281], [78, S. 91]. Der Grund hierfür liegt in der Berücksichtigung des Neutralleiters in der Nullimpedanz des Dreileitersystems.

3.8.3 Knotenmodelle

Als Knotenmodelle werden in dieser Arbeit Verbraucher und Einspeiser definiert, welche die elektrische Energie an ihren Anschlussknoten beziehen bzw. einspeisen. Nachfolgend werden die Komponentenmodelle für Verbraucher und Erzeugungsanlagen erläutert.

Verbraucher

Im Drehstromsystem können Verbraucher auf Niederspannungsseite in unterschiedlichen Anschlusskonfigurationen am Netz betrieben werden. Je nach Bemessungsscheinleistung sind die Verbrauchsgeräte einphasig, zweiphasig oder dreiphasig am Netz zu betreiben. Der einphasige Anschluss von Verbrauchsgeräten ist bis zu einer Bemessungsscheinleistung von 4,6 kVA zulässig. Bei einer Bemessungsscheinleistung größer 4,6 kVA sind Kundenanlagen grundsätzlich über einen Drehstromanschluss an das öffentliche Niederspannungsnetz anzuschließen [12, S. 36], [20, S. 8]. Elektrischer Verbraucher mit einer Bemessungsleistung $\leq 6,5$ kVA, die mit Kurzzeitverhalten betrieben werden (z. B. Durchlauferhitzer), dürfen auch zwischen zwei Außenleitern angeschlossen werden [12, S. 36]. In Abbildung B.2 in Anhang [B] sind unterschiedliche Anschlusskonfigurationen für den Betrieb von Verbrauchern dargestellt. Grenzwerte für die Anschlussleistungen von Verbrauchern werden im Allgemeinen in der VDE-AR-N 4100 [12] und im speziellen in den Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des jeweiligen Netzbetreibers festgelegt. Richtwerte hierfür variieren je nach Netzbetreiber zwischen maximal 100 kW bis maximal 250 kW für den direkten Anschluss von Verbrauchsanlagen an das Niederspannungsnetz [22, S. 7]. Ausschlaggebend, ab welcher Abnahmeleistung eine Übergabe benötigt wird, ist die Länge der Anschlussleitung sowie die Gewährleistung der Selektivität durch die Sicherungen. Hierzu muss eine individuelle Prüfung der Auswirkungen des Verbrauchers auf das Netz erfolgen. Bei Anschlussleistungen größer 250 kW wird ein Verbraucher i. d. R. mit Hilfe einer Übergabestation an das Mittelspannungsnetz angeschlossen.

In der vorliegenden Arbeit werden die Lasten mittel- und niederspannungsseitig durch die komplexe Leistungsaufnahme pro Phase dargestellt. In der Niederspannung wird, sofern nicht detaillierter bekannt, die Anschlusskonfiguration in Sternschaltung mit Rückführung über den Neutralleiter zum Transformatorsternpunkt modelliert. Für die Mittelspannung werden Lasten, sofern nicht detaillierter bekannt, mit der Anschlusskonfiguration in Dreieckschaltung modelliert.

Erzeugungsanlagen

Erzeugungsanlagen sind grundsätzlich als symmetrische dreiphasige Drehstromgeneratoren auszulegen und an das Netz anzuschließen. Genau wie bei den Verbrauchsgeräten in der Niederspannung können auch Erzeugungsanlagen einphasig betrieben werden, sofern eine maximale Anschlussleistung von 4,6 kVA je Außenleiter nicht überschritten wird [13, S. 23]. Grenzwerte für die Einspeiseleistung zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz werden im Allgemeinen in VDE-AR-N 4105 [13] festgelegt. Eine Besonderheit ist hierbei, dass Erzeugungsanlagen mit einer Einspeiseleistung ≤ 135 kW direkt am Niederspannungsnetz betrieben werden können, diese müssen jedoch die Einhaltung der Anforderungen nach VDE-AR-N 4110 [14] nachweisen. Die maximale Anschlussleistung von Erzeugungsanlagen für den direkten Anschluss (ohne Übergabestation) an das Niederspannungsnetz wird im speziellen durch die TAB des jeweiligen Netzbetreibers festgelegt. Richtwerte hierfür variieren je nach Netzbetreiber

zwischen maximal 100 kW bis maximal 250 kW. Bei installierten Einspeiseleistungen größer 250 kW wird der Anschluss i. d. R. mit Hilfe einer Übergabestation realisiert. Der Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Mittelspannungsnetz mit einer installierten Leistung von ≤ 135 kW ist in VDE-AR-N 4110 [14] festgehalten. Für Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung ≤ 36 MW sind die Anforderungen nach VDE-AR-N 4120 [15] zugrunde zu legen.

In der vorliegenden Arbeit werden die Erzeugungsanlagen mittel- und niederspannungsseitig durch die komplexe Leistungsabgabe pro Phase dargestellt. In der Mittel- und Niederspannung wird, sofern nicht detaillierter bekannt, die Anschlusskonfiguration in Dreieckschaltung modelliert.

4 Erforderliche Daten für die Umsetzung einer Verteilnetz-Zustandsschätzung

Ein wesentlicher Bestandteil bei der Umsetzung einer VNZS für ein zu überwachendes Netzgebiet stellen die erforderlichen Daten dar. Die Grundlage hierfür bildet ein rechenfähiges Netzmodell, dem die Eingangsdaten in Form von Messdaten und Pseudomessdaten zugeordnet werden können. Nachfolgend werden die notwendigen Daten für die Realisierung einer VNZS näher erläutert.

4.1 Netzmodell

Ein rechenfähiges Netzmodell stellt die Basis für die Umsetzung einer VNZS zur Bestimmung des Systemzustandes in einem Netzgebiet dar. Das Netzmodell wird in Form eines Knoten-Zweig-Modells verwendet und enthält Informationen über die Topologie sowie die einzelnen Elemente des Netzgebietes. Die topologische Anordnung wird anhand der Schalterstellungen an den Trennstellen und Netzknoten festgelegt. Letztere geben Informationen über Einspeise- und Abnahmepunkte sowie Übergabestellen und dienen darüber hinaus als Verbindungselement für die Zweigelemente. Zweigelemente sind in aller Regel definiert durch Leitungen und Transformatoren über welche die elektrische Energie transportiert wird. Die Zweigelemente werden durch die in Abschnitt 3.8.1 bzw. Abschnitt 3.8.2 erläuterten Modelle beschrieben. Darüber hinaus beinhaltet das Netzmodell die für die Berechnung notwendigen Betriebsmittelparameter der Zweigmodelle, wie bspw. die Größe der Längsimpedanzen. In Bezug auf die Einspeise- und Abnahmepunkte im Netz liefert das Netzmodell Informationen über die Art des Erzeugers bzw. des Verbrauchers sowie über die eingespeiste bzw. abgenommene Leistung am jeweiligen Netzknoten. Die Knotenelemente werden durch die in Abschnitt 3.8.3 dargestellten Modelle beschrieben. Zusätzlich wird im Zusammenhang mit den Einspeise- und Abnahmepunkten im Netzmodell die Information über das verwendete Zählpeilsystem hinterlegt [31, S. 953]. Übergabestellen beschreiben die Kopplung mit der übergeordneten Netzebene und geben Auskunft über die Austauschleistung. Durch die Verknüpfung aller genannten Faktoren resultiert das bereits in Abschnitt 3.8.1 angesprochene Knoten-Zweig-Modell in Form eines rechenfähigen Netzmodells.

In Bezug auf die Verwendung des Knoten-Zweig-Modells in dieser Arbeit werden für die Einspeise- und Abnahmepunkte im Netz Anpassungen durchgeführt, welche für die Umsetzung einer VNZS notwendig sind. Im folgenden Abschnitt werden die Anpassungen auf Basis einer Einteilung in unterschiedliche Knotentypen erläutert.

4.1.1 Knotentypen

Die Unterteilung der im Vorfeld angesprochenen Einspeise- und Abnahmepunkte des Knoten-Zweig-Modells in unterschiedliche Knotentypen begründet sich in der Zuweisung von Pseudomessdaten, der Erhöhung der benötigten Anzahl an Messwerten und der Trennung kombinierter Verbraucher- und Erzeugerknoten. Abbildung 4.1 zeigt die auftretenden Knotentypen, welche typischerweise in einem Mittel- und Niederspannungsnetz auftreten können. Die bereits angesprochene Verwendung von Pseudomesswerten als Ersatz für fehlende Last- und Einspeisemesswerte trifft in Abbildung 4.1 in erster Linie auf den Last- und Einspeiseknoten zu. Bei diesen beiden Knotenarten können fehlende Messwerte ohne Weiteres durch Pseudomesswerte ersetzt werden. In Abschnitt 3.5 wurde bereits auf die Notwendigkeit einer ausreichend großen Anzahl an Messwerten im betrachteten Netz im Vergleich zu den zu bestimmenden Zustandsvariablen eingegangen. Die Verwendung virtueller Knoten stellt dabei ein Hilfsmittel da, anhand dessen die benötigte Anzahl an Messwerten erreicht werden kann. Ein virtueller Knoten ist in Abbildung 4.1 als dritte Knotenart dargestellt. Dieser Knotentyp entspricht in Mittel- und Niederspannungsnetzen größtenteils Sammelschienen oder Muffen, welche als Verbindung zwischen Leitungen bzw. Kabeln dienen und an denen keine weiteren Lasten und Erzeugungsanlagen angeschlossen sind. Bei diesem Knotentyp findet somit kein Lastbezug und keine Einspeisung statt, was als fehlerfreier Messwert in der VNZS berücksichtigt werden kann. Die Bezeichnung virtueller Messwert begründet sich hierbei auf der Tatsache, dass der Wert nicht gemessen wird, aber dennoch exakt bekannt ist (vgl. Abschnitt 4.2.2). Der letzte Knotentyp ist ein kombinierter Knoten, an dem sowohl eine Verbraucher- als auch eine Erzeugermessung installiert ist. In diesem Fall ist eine Zuweisung von Pseudomesswerten nicht ohne Weiteres möglich. Der Grund hierfür liegt in den unterschiedlichen Sigmas, also den Messgenauigkeiten der einzelnen Messungen an diesem Knoten. Wie in Abschnitt 3.3.1 erläutert, hängt die Messgenauigkeit von der Standardabweichung σ ab. Ein kleines σ entspricht einer hohen Genauigkeit, während ein großes σ einer niedrigen Genauigkeit entspricht. Ist an einem Knoten ein realer Messwert mit einer hohen Messgenauigkeit angeschlossen und ein Pseudomesswert mit einer niedrigen Messgenauigkeit, so ist die Zuweisung eines gemeinsamen Sigmas nicht korrekt. Zur Verknüpfung zweier Verteilungen ist es grundsätzlich möglich eine Faltung vorzunehmen, wie es u. a. in [64] beschrieben ist. Da sich die Sigmas von realen Messungen und Pseudomesswerten jedoch sehr stark unterscheiden, ist eine Faltung aus mathematischer Sicht durchaus realisierbar, beschreibt aber aus physikalischer

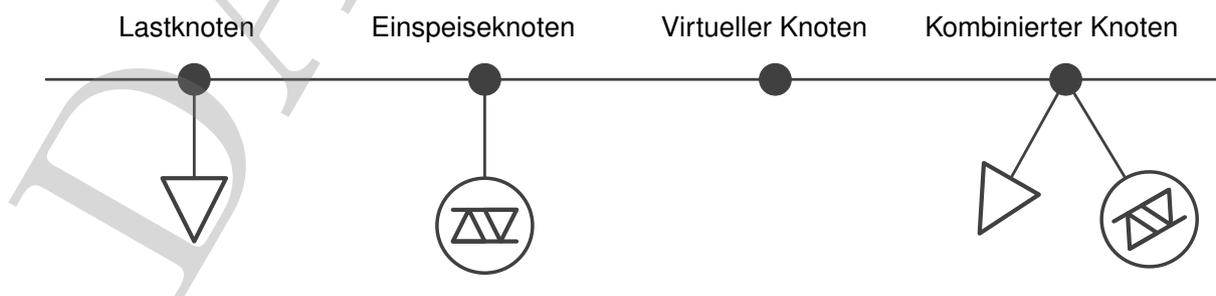


Abbildung 4.1: Knotentypen

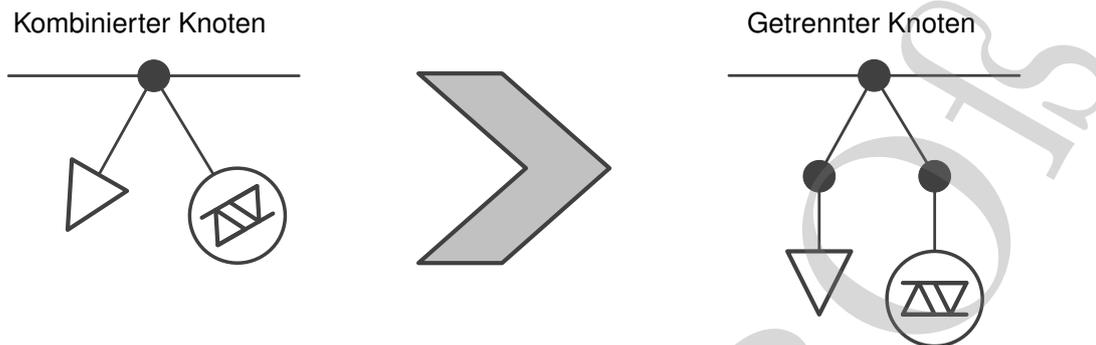


Abbildung 4.2: Knotentrennung

Sicht nicht die Realität der beiden Messwerte. Aus diesem Grund wird der kombinierte Knoten aufgeteilt in einen Last- und einen Einspeiseknoten, wie es in Abbildung 4.2 dargestellt ist. Hierbei wird ein kurzes Leitungsstück, vom selben Leitungstyp an dem sich der Knoten befindet, zwischen den ursprünglichen kombinierten Knoten und den neu eingefügten Last- bzw. Einspeiseknoten eingefügt. Somit kann, wie bei den herkömmlichen Last- und Einspeiseknoten, eine Zuweisung von Pseudomesswerten als Ersatz für fehlende Messwerte mit der jeweiligen individuellen Gewichtung durch die Sigmas durchgeführt werden. Der aufgetrennte Knoten wird hierbei in einen virtuellen Knoten umgewandelt und kann somit ebenfalls als Messwert in der VNZS verwendet werden. Um eine singuläre Jacobi-Matrix zu verhindern, hat sich eine Leitungslänge von 1 Meter sowohl in Mittel- als auch in Niederspannungsnetzen als praktikabler Wert für das eingesetzte Leitungsstück erwiesen.

Unabhängig von der Art des Knotentyps ist das Ziel der VNZS einen Satz an Messdaten zu plausibilisieren, um somit ein physikalisch realistisches Ergebnis zu erhalten. Basierend auf den im aktuellen Abschnitt definierten Knotentypen werden im folgenden Absatz die unterschiedlichen Typen der Eingangsdaten beschrieben, welche den angesprochenen Knoten im Netzmodell zugeordnet werden.

4.2 Eingangsdaten¹⁴

Eingangsdaten werden in Bezug auf die VNZS als die Daten definiert, die benötigt werden, um einen vollständigen Messdatensatz zu erstellen. Ein vollständiger Messdatensatz ist die Grundlage für die in Abschnitt 3.5 beschriebene Beobachtbarkeit und ermöglicht die Berechnung der Zustandsvariablen. Durch die bereits mehrfach angesprochene defizitäre Messdatenerfassung in Mittel- und Niederspannungsnetzen ist es in diesen Spannungsebenen nicht möglich einen vollständigen Messdatensatz basierend auf rein gemessenen Daten zu erstellen. Fehlende Messwerte müssen daher durch Ersatzwerte, so genannte Pseudomesswerte, substituiert werden. Zur Verdeutlichung ist diesbezüglich eine beispielhafte Darstellung eines Niederspannungsnetzes

¹⁴Die Inhalte in diesem Abschnitt sind in Teilen sinngemäß aus den Veröffentlichungen des Autors dieser Dissertation übernommen [84], [85]. Die verwiesenen Quellen sind eigene Beiträge des Autors.

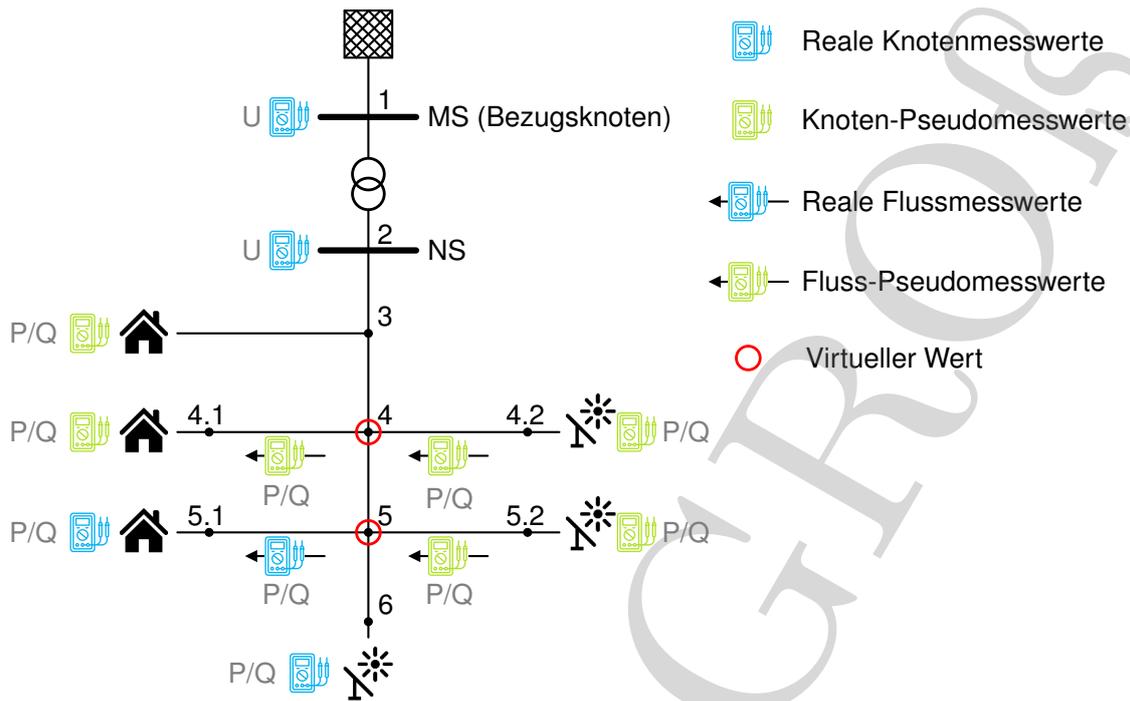


Abbildung 4.3: Zuordnung der unterschiedlichen Eingangsdatentypen zum Netzmodell

in Abbildung 4.3 gegeben. Das Netzmodell besteht aus insgesamt 10 Knoten, wobei die kombinierten Knoten 4 und 5 bereits in jeweils einen Verbraucherknoten (4.1 und 5.1) sowie einen Erzeugerknoten (4.2 und 5.2) aufgeteilt wurden. Bei einer einphasigen Betrachtung sowie der Annahme, dass die Mittelspannungssammelschiene (Knoten 1) als Bezugsknoten verwendet wird, sind nach Abschnitt 3.5 19 Zustandsvariablen zu bestimmen, womit die Anzahl der benötigten, unabhängigen Messdaten $m > 19$ sein muss. In Abbildung 4.3 ist des Weiteren eine beispielhafte Konfiguration der einzelnen Netzknoten mit unterschiedlichen Eingangsdaten gegeben. An der Mittel- und Niederspannungssammelschiene der ONS wird der Spannungsbetrag als realer Messwert vorgegeben. Die Verbraucher an Knoten 3 und 4.1 sind nicht gemessen und werden deshalb auf Basis von Pseudomesswerten für die Wirk- und Blindleistung nachgebildet. Dasselbe gilt für die Photovoltaik (PV)-Anlagen an den Knoten 4.2 und 5.2. Der Verbraucher an Knoten 5.1 sowie die PV-Anlage an Knoten 6 werden anhand real gemessener Wirk- und Blindleistungswerte berücksichtigt. Ein bisher noch nicht angesprochener Vorteil durch die in Abschnitt 4.1.1 beschriebene Methode der Knotenauftrennung kombinierter Verbraucher- und Erzeugerknoten ergibt sich durch eine definierte Lastflussrichtung zwischen den eingefügten Last- bzw. Einspeiseknoten und dem aufgetrennten Knoten. Da Verbraucher durch einen reinen Bezug ohne Rückspeisung definiert werden, kann bspw. für den aufgetrennten Knoten 4 die Lastflussrichtung konkret von Knoten 4 nach Knoten 4.1 angenommen werden. Da das eingefügte Leitungsstück bei der Knotenauftrennung lediglich 1 Meter beträgt, wird für die Lastflussmessung die Verlustleistung über die Leitung nicht berücksichtigt und derselbe Wert wie an den entsprechenden Lastknoten verwendet. Für aufgetrennte Einspeiseknoten wird dieselbe Annahme getroffen, wobei sich die angenommene Lastflussrichtung hierbei umkehrt. Aufgrund dieses Verfahrens kann

Tabelle 4.1: Definition der Knotenpunkte mit Angabe der gegebenen und der gesuchten Größen [29, S. 513]

Bezeichnung der Knoten	Größe		Bemerkung
	gegeben	gesucht	
Slack-Knoten	U, ϑ	P, Q	Bezugsknoten
Einspeiseknoten	P, U	ϑ, Q	Generatorknoten
	P, Q	U, ϑ	Negativer Verbraucher
Verbraucherknoten	P, Q	U, ϑ	Verbraucher

der Messdatensatz durch Hinzunahme der definierten Lastflussmessungen erweitert werden. Die aufgetrennten Knoten 4 und 5 werden in den Eingangsdaten als virtuelle Werte angenommen, an welchen kein Verbrauch und keine Erzeugung stattfindet. Somit kann an diesen Knoten eine Knotenwirk- und Knotenblindleistung von 0 kW bzw. 0 kVar vorgegeben werden. Durch diese Annahme sind alle zu bestimmenden Zustandsvariablen mit einem Messwert verknüpft und es ergeben sich aufgrund der angenommenen Eingangsdatenkonfiguration 27 Werte im Messvektor z , welche zur Bestimmung der 19 Zustandsvariablen verwendet werden. Bei einer mehrphasigen Betrachtung erhöht sich die Anzahl der zu bestimmenden Zustandsvariablen sowie die Anzahl der benötigten, unabhängigen Messdaten um die Größenordnung der betrachteten Phasen.

Die Vorgabe von Wirk- und Blindleistungswerten beruht hierbei auf der Definition der Knotenpunkte unter dem Fokus der gesuchten Größen bei der Berechnung nach Tabelle 4.1. Die Vorgabe konstanter Wirkleistung und konstanter Spannung trifft für Kraftwerke zu, bei denen die Wirkleistung und Spannung geregelt werden. Dies tritt in der vorliegenden Arbeit nicht auf, weshalb die Einspeiseknoten als negative Verbraucher modelliert werden, wodurch die Vorgabe der Wirk- und Blindleistung mit passenden Vorzeichen entsprechend des verwendeten Zählpfeilsystems ermöglicht wird.

Die verschiedenen Typen der Eingangsdaten unterscheiden sich in ihrer Qualität. Die Differenzierung der einzelnen Kategorien der Eingangsdaten in der VNZS findet durch die in Abschnitt 3.3.1 beschriebene Standardabweichung σ statt.

4.2.1 Reale Messwerte

Reale Messwerte können beliebige Verteilungen annehmen. Die Differenz zwischen dem Erwartungswert und dem erfassten Messwerte ist dabei jedoch in der Regel normalverteilt. Aus diesem Grund können reale Messwerte, wie in Abbildung 3.1 dargestellt, anhand ihres Erwartungswertes μ sowie der Standardabweichung σ , also der Streuung um den Erwartungswert, beschrieben werden. Unter der Annahme, dass der Bereich zwischen $(\mu - 3\sigma)$ und $(\mu + 3\sigma)$ 99,73% Fläche unter der Gaußschen Verteilung abdeckt, kann Gleichung (4.1) verwendet werden, um die Genauigkeit der Messung auf die Standardabweichung umzurechnen [81].

$$\sigma = \frac{\mu \cdot \text{maximaler Fehler in \%}}{3 \cdot 100} \quad (4.1)$$

Die Herleitung der Annahme in Gleichung (4.1) ist u. a. in [82, S. 675] gegeben und besagt, dass für einen gegebenen Prozentsatz des maximalen Fehlers um den Mittelwert die Standardabweichung des Fehlers anhand des Konfidenzintervalls bestimmt werden kann. In diesem Fall wird angenommen, dass das Konfidenzintervall des Messgerätes 3σ beträgt, weshalb die 3 im Nenner des Bruches steht. Der maximale Fehler und das Konfidenzintervall werden von Messgeräteherstellern angegeben und können daher für die Berechnung der Standardabweichung verwendet werden. Werden zusätzlich noch Messwandler verwendet, muss die Genauigkeit der Messwandler in Kombination mit der Genauigkeit des Messgerätes betrachtet werden. Die in dieser Arbeit zugrundeliegenden Messwerte werden durch Messinstrumente erfasst, die ein Konfidenzintervall von 3σ aufweisen. Die maximalen Messabweichungen unterscheiden sich für die verwendeten Messwerte und sind in Tabelle 4.3 in Abschnitt 4.5 aufgelistet.

4.2.2 Virtuelle Messwerte

Virtuelle Messwerte dienen in der VNZS in erster Linie als zusätzliche Eingangswerte zur Erhöhung der benötigten Daten für einen vollständigen Messdatensatz. Als virtuelle Werte werden die in Abbildung 4.1 dargestellten virtuellen Knoten verwendet. Dieser Knotentyp entspricht einer Verbindungsstelle zwischen Leitungen bzw. Kabeln ohne weitere angeschlossene Lasten und Erzeugungsanlagen. Daher kann die Annahme, dass weder Verbrauch noch Einspeisung an diesen Knoten auftritt, mit einer sehr kleinen Standardabweichung bewertet werden. In dieser Arbeit wird für die virtuellen Messwerte eine Standardabweichung von 10^{-5} kW verwendet.

4.2.3 Pseudomesswerte

Der Begriff Pseudomesswerte beschreibt in der VNZS Ersatzwerte für nicht real gemessene, aber benötigte Werte von bspw. Verbrauchern oder Erzeugern. Bekannte Annahmewerte im Bereich der elektrischen Energieversorgung stellen die Standardlastprofile (SLP) Strom dar [83]. In Deutschland werden SLP für nicht-leistungsgemessene Verbraucher erstellt. Sie dienen den im Netz aktiven Stromhändlern zur Prognose der zu handelnden Gesamtenergiemenge für alle Kunden im Netzgebiet. Lastspitzen und andere aus Sicht des Netzbetreibers wichtige Phänomene spielen dabei keine Rolle. Zur Bestimmung der SLP können zwei unterschiedliche Verfahren, analytisch und synthetisch, angewendet werden. Generell wurden SLP u. a. unter dem Gesichtspunkt einer diskriminierungsfreien Handhabung entwickelt und zeichnen sich durch eine sehr grobe Rasterung aus. Dies und der hohe Aggregationsgrad von SLP verhindern eine genaue Beschreibung des volatilen Verbraucherverhaltens in Niederspannungsnetzen. Darüber hinaus sind die SLP für eine symmetrische Belastungsnachbildung konzipiert, wodurch eventuelle unsymmetrische Betriebsweisen und Neutralleiterbelastungen nicht berücksichtigt werden können. Daraus kann abgeleitet werden, dass die Genauigkeit der Pseudomesswerte, also die Abweichung

zum realen Verbraucherverhalten, durch das verwendete Lastmodell definiert wird. In Bezug auf die VNZS bedeutet dies, dass die vorgegebenen Standardabweichungen im Vergleich zu den realen Messwerten in aller Regel deutlich größer sind. Aus diesem Grund werden für eine detaillierte Nachbildung fehlender Verbraucher- und Erzeuger-Messwerte synthetische Werte zur Verwendung als Pseudomesswerte in dieser Arbeit entwickelt.

4.3 Synthetische Profile

In der konventionellen Art der Energieversorgung war die Kenntnis über das individuelle Verbraucherverhalten nicht zwingend notwendig, da der unidirektionale Lastfluss eine Abschätzung der aggregierten Lastkurve der Mittel- und Niederspannungsebene in annehmbaren Grenzen ermöglichte. Die Lastvorhersage auf Grundlage von SLP war ausreichend genau für die Prognose und den stabilen Betrieb des Netzes. Aufgrund der Zunahme an DEA, insbesondere in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen, wird sich der Lastfluss zunehmend multidirektional ausprägen. Somit werden die resultierenden Residuallastkurven in den Verteilnetzen schwerer zu prognostizieren sein, was die VNB, u. a. in Bezug auf die VNZS, vor neue Herausforderungen stellt, da neben präzisen Erzeugungsvorhersagen anhand von Wetterprognosen nun auch detailliertere Verbrauchervorhersagen benötigt werden. Als Pseudomesswert für den Ersatz fehlender Messwerte ist die Verwendung von SLP suboptimal, da sie das reale Verbraucherverhalten nur aggregiert nachbilden, wie in [53] gezeigt. Insbesondere in Niederspannungsnetzen mit einer geringen Anzahl an Verbrauchern ist eine statistische Analyse im Vergleich zu den SLP von Vorteil. In [53] wird daher die Erstellung von synthetischen Lastprofilen auf Basis von Smart-Meter-Messdaten für Haushaltsverbraucher aus drei Modellregionen beschrieben und mit dem VDEW SLP aus [83] verglichen. Als Grundlage wurden Messdaten der Modellregionen *MeRegio*¹⁵ [7, S. 19-21] verwendet. Es zeigt sich, dass der charakteristische Verlauf der synthetischen Profile dem des SLP ähnelt. Jedoch gibt es in Morgen- und Abendlastspitzen regionale Abweichungen. Zudem ist die Grundlast der synthetischen Profile in den Nachtstunden höher. Bisherige Analysen haben gezeigt, dass synthetische Lastprofile das individuelle Verbraucherverhalten detaillierter beschreiben als SLP. Aus diesem Grund werden für die Pseudomesswerte in dieser Arbeit synthetische Wirkleistungsprofile entwickelt, welche eine detaillierte Beschreibung des Verbraucherverhaltens liefern.

4.3.1 Lastmodellierung

Die in dieser Arbeit verwendeten synthetischen Lastprofile werden auf Basis einer Markov-Kette modelliert. In diesem Abschnitt wird der Modellierungsprozess erläutert. Die detaillierte Beschreibung ist in [84] zu finden. Die Markov-Charakteristik wird durch die gedächtnislose Eigenschaft des Prozesses beschrieben. Das bedeutet, dass die zukünftige Entwicklung des Prozesses unab-

¹⁵Internet: <https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/forschung/smarte-digitale-energiwelt/meregio.html>, Stand: 06.08.2019.

hängig von der vorherigen Entwicklung ist und ausschließlich vom zuletzt beobachteten Zustand abhängt. Demnach ist eine Markov-Kette ein mathematisches System, das durch eine Reihe von Zuständen und Übergängen definiert wird. Angewendet auf die zugrundeliegenden Messdaten müssen daher zunächst die Zustände pro Zeitschritt und die zugehörigen Übergänge definiert werden. Der Modellierungsprozess zur Profilerstellung kann dabei in die drei folgenden Hauptschritte unterteilt werden: *Messdatenaufbereitung*, *Algorithmen-Training* und *Profilerstellung*.

Messdatenaufbereitung

Basis der Profilmmodellierung ist ein Smart-Meter-Messdatensatz unterschiedlicher Verbrauchertypen (Haushalte, Landwirtschaften, sowie Gewerbe), der über einen Zeitraum von zwei Jahren in einem Niederspannungsnetz erfasst wurde. Betrachtet man eine Lastkurve als Zeitreihe, so können die auftretenden Leistungswerte den verschiedenen Typtagen (Arbeitstag, Samstag oder Sonntag) und Jahreszeiten (Sommer, Winter und Übergang) eines Jahres zugeordnet werden [83]. Die Einteilung in Typtage und Jahreszeiten ergibt sich aus dem typischen Verhalten der elektrischen Verbraucher. Der Elektrizitätsbedarf kann als zeitlich diskret betrachtet werden, ist aber kontinuierlich in der Leistung. Um synthetische Lastprofile erzeugen zu können, müssen daher zunächst die gemessenen Daten in die oben genannten Typtage und Jahreszeiten eingeteilt werden [83]. Im zweiten Schritt werden die Verbrauchermessreihen auf den maximalen Wirkleistungswert der einzelnen Messreihe normiert, um eine Vergleichbarkeit innerhalb der einzelnen Verbrauchertypen zu erreichen. Im dritten Schritt, der Messdatenaufbereitung, werden die Lastwerte in den gleichen Auftrittszeitpunkten zusammengefasst. D. h. alle Leistungswerte eines Zeitschrittes für die einzelnen Jahreszeiten-Typtage ergeben eine klassifizierte Gruppe an Leistungswerten. Die Daten des Smart-Meter-Messdatensatzes haben eine zeitliche Auflösung von 15-Minuten-Mittelwerten, was zu 96 Zeitschritten pro Tag führt. Nach der Kategorisierung und Normierung der Eingangsdaten werden die statistischen Parameter für die Markov-Kette im Algorithmen-Training ermittelt.

Algorithmen-Training

Das Verhalten einer Markov-Kette wird durch die Übergangsmatrix definiert. Sie beschreibt die Beziehung von Übergängen zwischen Zeitschritten. Hierzu werden die Zustände pro Zeitschritt mit den Übergangswahrscheinlichkeiten in Verbindung gesetzt. Mit anderen Worten, die Übergangsmatrix gibt die Verknüpfung der Zustände im folgenden Zeitschritt von den Zuständen im aktuellen Zeitschritt an. Um das Verfahren hinsichtlich der Bestimmung der Übergangsmatrix zu beschreiben, zeigt Abbildung 4.4 zunächst die Übergangswahrscheinlichkeiten von Zustand 1 im Zeitschritt 00:00 Uhr in die Zustände des Zeitschritts 00:15 Uhr. Alle Leistungswerte sind mit der maximalen Jahresleistung normiert, was zu einem maximalen Leistungswert von 1,0 per unit (p. u.) führt. Die Anzahl der Zustände werden auf Basis der Größe von Leistungs-Bins (LB) definiert. In diesem Fall werden die Leistungswerte anhand von 10 LB eingeteilt, was einer Breite des LB von 0,1 p. u. entspricht. Für jeden Zustand innerhalb eines bestimmten Zeitschritts sind

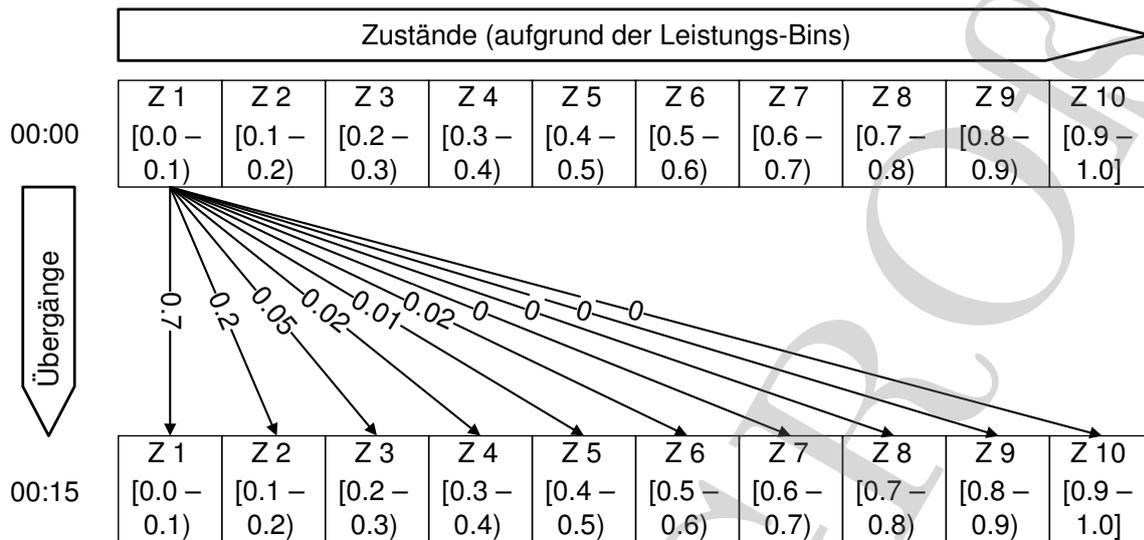


Abbildung 4.4: Erstellen der Übergangsmatrix durch Zustände und Übergänge (Übergangswahrscheinlichkeiten) in Bezug auf Messdaten [84, S. 2]

die Übergangswahrscheinlichkeiten in die Zustände des nächsten Zeitschritts erforderlich, um die Markov-Kette erstellen zu können. Um dies zu erreichen, werden alle Leistungswerte im LB zwischen 0,0 p. u. und 0,1 p. u. im Zustand 1 (Z 1) zum Zeitpunkt 00:00 Uhr mit allen LB Zuständen (Z 1 bis Z 10) des nächsten Zeitschrittes um 00:15 Uhr durch die Übergangswahrscheinlichkeiten in Beziehung gesetzt. Dieses Vorgehen wird in Abbildung 4.4 durch die Pfeile veranschaulicht, welche vom Zustand 1 im Zeitschritt 00:00 Uhr zu allen anderen Zuständen im Zeitschritt 00:15 Uhr zeigen. Die resultierenden relativen Übergangswahrscheinlichkeiten werden dann durch die Pfeilbezeichnungen beschrieben. Laut Abbildung 4.4 ist somit die Wahrscheinlichkeit vom Zustand 1 um 00:00 Uhr in den Zustand 1 um 00:15 Uhr zu gelangen 0,7, was einer Übergangswahrscheinlichkeit von 70% entspricht. Um die gesamte Übergangsmatrix zu erstellen, müssen alle Zustände in allen Zeitschritten durch ihre Übergangswahrscheinlichkeiten verknüpft werden. Die vorgeschlagenen Übergangswahrscheinlichkeiten werden durch Dichteschätzung bestimmt. In diesem Fall wurde als Dichteschätzer ein Histogramm mit einer festen LB-Breite gewählt [87]. Das statistische Verhalten während der Zustandsänderungen basiert auf den Eigenschaften des Messdatensatzes. Abhängig von der Anzahl der Zustände und der Zeitauflösung kann die Dimension der Übergangsmatrix variieren. Für das gegebene Beispiel hat die Übergangsmatrix eine Dimension von $95 \times 10 \times 10$ (Anzahl der Übergänge zwischen den Zeitschritten \times Zustandsanzahl pro Zeitschritt \times Übergangswahrscheinlichkeit).

Profilerzeugung

Der Ansatz der Profilerzeugung mittels Markov-Kette kann als zufälliger Durchlauf durch eine Verhaltenskette beschrieben werden. Die Verhaltenskette ist hierbei durch die im vorangegangenen Abschnitt beschriebene Übergangsmatrix festgelegt. Zur Verdeutlichung der Profilmmodellierung ist in Abbildung 4.5 der Verlauf über drei Zustände, unter Verwendung der Übergangsmatrix, darge-

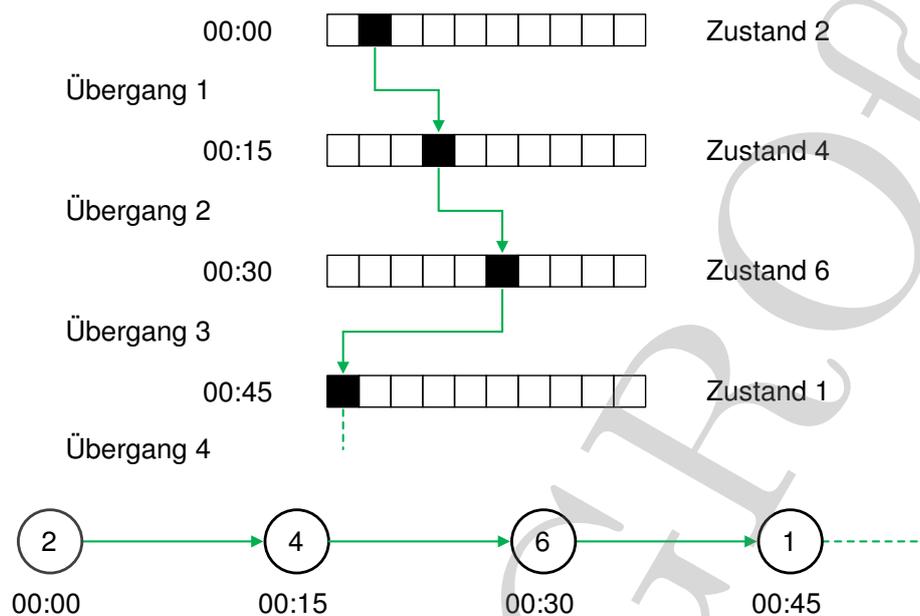


Abbildung 4.5: Beispiel für einen zufälligen Durchlauf anhand der Übergangsmatrix während der Profilmodellierung [85, S. 4]

stellt. Laut dem Beispiel aus dem vorangegangenen Abschnitt, ergeben sich für jeden einzelnen Zustand 10 Übergangswahrscheinlichkeiten (beschriftete Pfeile in Abbildung 4.4). Beginnend im Zustand 2 des Zeitschritts 00:00 Uhr führt die anhand einer gleichverteilten Zufallszahl ermittelte Übergangswahrscheinlichkeit in den Zustand 4 des Zeitschritts 00:15 Uhr. Im Zeitschritt 00:15 Uhr wird ebenfalls ein zufälliger Übergang ausgewählt und führt zu einem Zustandswechsel in den Zustand 6 des nächsten Zeitschritts. Die im Zeitschritt 00:30 Uhr bestimmte Übergangswahrscheinlichkeit führt im Zeitschritt 00:45 Uhr zu einem Zustandswechsel in den Zustand 1. Die Sequenz im unteren Teil der Abbildung 4.5 ist das Ergebnis des zufälligen Verlaufs, kombiniert mit der in jedem Zustand angegebenen Übergangswahrscheinlichkeit. Zu jedem Typtag muss eine eigene Übergangsmatrix zur Modellierung vorhanden sein. Für die Nachbildung eines gesamten Jahresverlaufs sind somit neun Übergangsmatrizen erforderlich.

Das Ergebnis des Modellierungsprozesses der Profilerzeugung für die Wirkleistungswerte eines Jahres wird nachfolgend unter Verwendung charakteristischer, stochastischer Werte validiert. Dabei werden zum einen die Maximal- und Mittelwerte der erzeugten synthetischen Lastprofile der Markov-Kette mit den gemessenen Originaldaten verglichen. Zudem wird die Änderungsrate zwischen den Zeitschritten sowie die Verteilung der Wirkleistung über ein Jahr gegenübergestellt. Um das stochastische Verhalten zu modellieren, wird eine Vielzahl von Lastprofilen synthetisch erzeugt und mit den Originaldaten verglichen. Im vorliegenden Fall werden 1000 Wirkleistungs-Jahres-Lastprofile verwendet. Abbildung 4.6 zeigt das Ergebnis der Profilerzeugung auf Basis der Markov-Kette im Vergleich zu den Originaldaten am Beispiel einer Haushaltslast sowie einer Landwirtschaftslast. Auf der Abszisse ist die Zeit in Stunden aufgetragen, wobei die gleichen Zeitpunkte der einzelnen Tage des gesamten Jahresverlaufs auf einen Tag zusammengefasst werden. Der

Messdatensatz hat eine zeitliche Auflösung von 15-Minuten, was zu 96 Zeitschritten pro Tag führt. Für die einzelnen Graphen in Abbildung 4.6a und Abbildung 4.6b werden die einzelnen Zeitschritte kumuliert und die entsprechenden Werte dargestellt. Auf der Ordinate ist die Wirkleistung in p. u. dargestellt. Die einzelnen Jahresverläufe der Messdaten werden dabei auf das auftretende Maximum normiert, während die synthetischen Profile bereits in normierter Form erstellt werden.

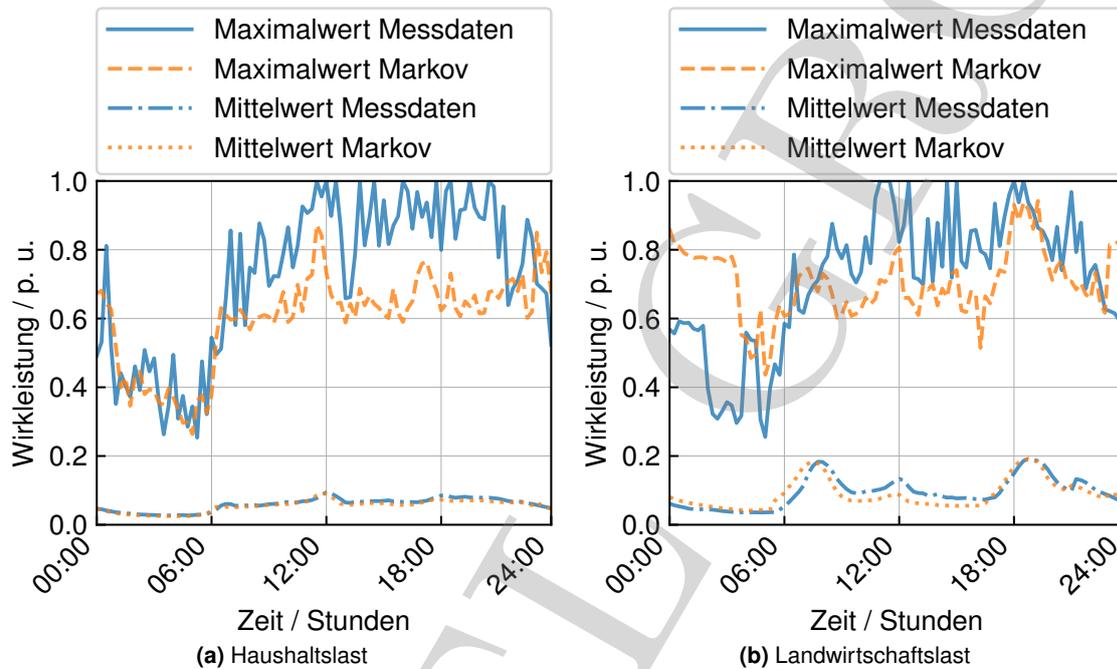


Abbildung 4.6: Vergleich der Maximal- und Mittelwerte der realen Messdaten mit den synthetischen Profilen auf Basis der Markov-Kette

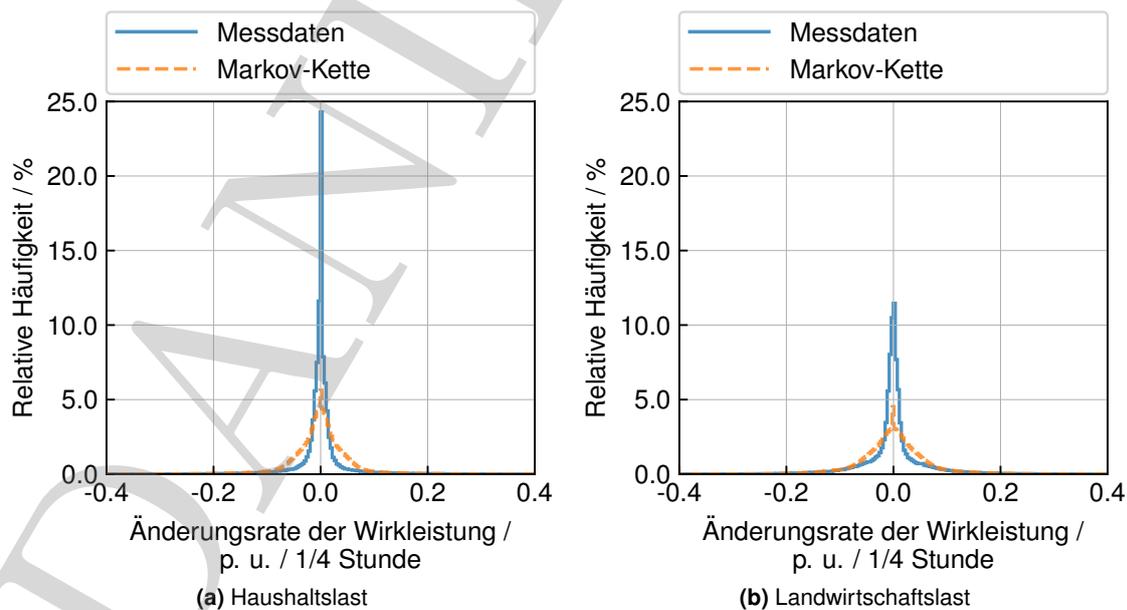


Abbildung 4.7: Histogramme der Wirkleistungsänderungsrate für die Messdaten und die synthetischen Daten

Die auftretenden Maximalwerte der Messdaten werden durch die blauen durchgezogenen Linien dargestellt. Im Vergleich zu den Maximalwerten der synthetischen Lastprofile, welche anhand der orange gestrichelten Linien dargestellt werden, ist deutlich zu erkennen, dass die realen Maximalwerte bei der Profilerzeugung nicht reproduziert werden. Dies ist ein genereller Nachteil bei der Verwendung stochastischer Prozesse. Da aufgrund des Modellierungsprozesses eine hohe Anzahl an Zufallsvariablen benötigt wird, ist die Wahrscheinlichkeit, die selten auftretenden Maximalwerte in entsprechender Häufigkeit zu reproduzieren, sehr gering. Dieses Verhalten tritt auch bei anderen Modellierungsverfahren, wie in [84] beschrieben, auf. Die größte auftretende Abweichung der Maximalwerte beläuft sich im vorliegenden Beispiel auf 0,41 p. u.. Der Vergleich der Mittelwertkurven zwischen den Messdaten (blaue strichpunktierte Kurve) und den synthetischen Daten (orange punktierte Kurve) zeigt eine deutlich geringere Abweichung mit einer maximalen Differenz von 0,028 p. u..

Ein weiteres Kriterium für die Genauigkeit der synthetischen Lastprofile ist die Änderungsrate der Wirkleistungswerte zwischen den einzelnen Zeitschritten. Daher sind in den Abbildungen 4.7a und 4.7b die Änderungsraten der Haushaltslasten sowie der Landwirtschaftslasten zu jeder Viertelstunde dargestellt. Auf der Abszisse ist die Änderungsrate der Wirkleistung in p. u. für die Messdaten (blaue durchgezogene Kurve) und die synthetischen Daten (orange gestrichelte Kurve) aufgetragen. Die Ordinate gibt die relative Häufigkeit der einzelnen Änderungsraten wieder. Der Wechsel zwischen den einzelnen Zeitschritten ist ein wichtiger Aspekt bei der Betrachtung des zeitlichen Verhaltens, wie es bspw. auch bei einer Untersuchung elektrischer Speichersysteme benötigt wird. Im Vergleich zu den Änderungsraten der Messdaten, sowohl bei den Haushaltslasten, als auch bei den Landwirtschaftslasten, weisen die synthetischen Profile bei kleinen Leistungsänderungen um den Nullbereich herum eine deutlich geringere Ausprägung auf. Die Standardabweichung σ ist bei den synthetischen Werten in beiden Fällen ähnlich breit ausgebildet, wie in den Messdaten. Dies deutet darauf hin, dass größere Leistungsänderungen in ähnlichem Maße in den synthetischen Daten auftreten, wie es auch in den Messdaten der Fall ist.

Die nachgebildete Jahresenergiemenge stellt das letzte Kriterium zur Bewertung der synthetischen Lastprofile dar. Die Abbildungen 4.8a und 4.8b zeigen hierfür den Vergleich der jährlichen Wirkleistungswerte für die Messdaten (blau durchgezogene Kurve) und die synthetischen Daten (orange gestrichelte Kurve) auf Basis eines Histogramms. Auf der Abszisse ist die Wirkleistung in p. u. dargestellt. Die Ordinate zeigt die relative Häufigkeit der auftretenden normierten Leistungswerte. Für eine gleiche Jahresenergiemenge muss das Integral der synthetischen Werte (orange gestrichelte Kurve) gleich dem Integral der Messdaten (blaue durchgezogene Kurve) entsprechen. Sowohl für die Haushaltslasten als auch für die Landwirtschaftslasten, werden durch die synthetischen Lastprofile geringere Jahresenergiemengen nachgebildet.

Die aus der vorangegangenen Validierung abgeleiteten Defizite in Bezug auf die ungeeignete Reproduktion der Maximalwerte, die geringe Ausprägung kleiner Leistungsänderungen sowie die

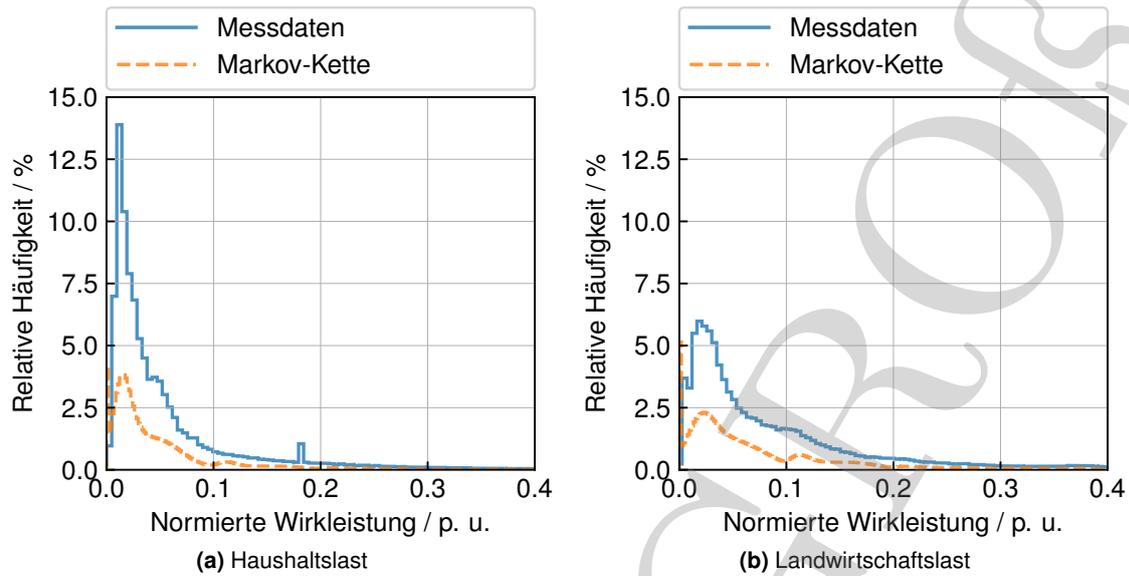


Abbildung 4.8: Histogramme der jährlichen Wirkleistung für die Messdaten und die synthetischen Daten

zu niedrige Nachbildung der Jahresenergiemenge können sich nachteilig auf die Simulationsergebnisse auswirken und müssen daher verbessert werden. Bspw. stellen zu geringe Maximalwerte Einschränkungen in Bezug auf die korrekte Bestimmung der Betriebsmittelauslastung dar, da diese hierbei unterschätzt werden. Dies wiederum kann sicherheitsrelevante Probleme während der Betriebsführung hervorrufen. Bezüglich der Verwendung der synthetischen Lastprofile als Pseudomesswerte können diese zwar anhand der Gewichtung mit einem höheren Unsicherheitsfaktor berücksichtigt werden, was aber aufgrund der hohen Anzahl an fehlenden Messwerten im Verteilnetz auf Mittel- und Niederspannungsebene zu einem systematischen Fehler führen würde. Zur Verbesserung könnte daher zum einen der stochastische Prozess angepasst werden, um eine genauere Profilerzeugung zu erhalten. Da die stochastischen Eigenschaften, die auf Basis der Markov-Kette erzeugten synthetischen Profile, mit denjenigen der Messdaten grundsätzlich übereinstimmen, wird sich an dieser Stelle für eine Anpassung der synthetischen Profile mittels einer Leistungs-Energie-Entnormierung (engl. Power-Energy-Denormalization (PED)), wie in [85] vorgestellt, entschieden.

Power-Energy-Denormalization

Die herkömmliche Entnormierung der normierten Leistungswerte aus den synthetischen Lastprofilen wird mittels Multiplikation mit einem Bezugswert P_{Bezug} realisiert. Der maximal auftretende p. u. Leistungswert im synthetischen Lastprofil multipliziert mit dem P_{Bezug} ergibt somit den höchsten auftretenden Leistungswert im entnormierten synthetischen Lastprofil. Wie im Vorfeld gezeigt, liegen die maximal auftretenden p. u. Leistungswerte im synthetischen Lastprofil unterhalb von 1,0 p. u., wodurch die Nachbildung des maximalen realen Leistungswertes nicht korrekt ist. Soll mit dem synthetischen Lastprofil, in dem das Maximum bei 0,7 p. u. liegt, die höchste reale Leistung

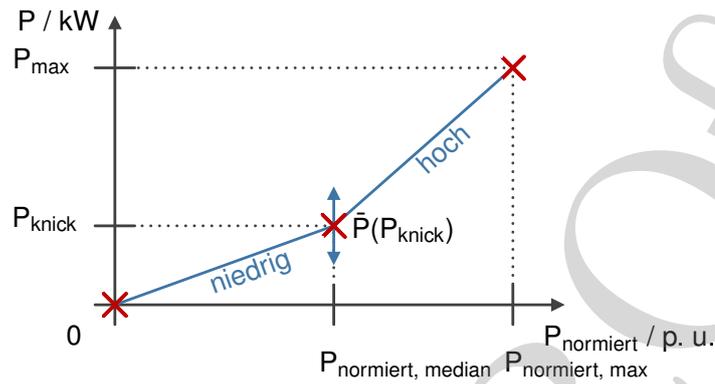


Abbildung 4.9: Schema zur Entnormierung der synthetischen Lastprofile mittels PED Methode [85, S. 4]

eines Verbrauchers von 5 kW wiedergegeben werden, wird anstatt dessen lediglich eine maximale Leistung von $0,7 \times 5 \text{ kW} = 3,5 \text{ kW}$ abgebildet. Ein weiteres Defizit stellt die unterrepräsentierte Jahresenergiemenge dar. Die jährliche Energiemenge von Verbrauchern wird im Allgemeinen zu Abrechnungszwecken erfasst und ist somit bekannt. Aus diesem Grund sollten auch die synthetischen Jahreslastprofile, welche einen konkreten Verbraucher nachbilden sollen, die entsprechende Jahresenergie aufweisen. Deshalb wurde die Methode der Power-Energy-Denormalization kurz PED entwickelt und in [85] vorgestellt. Anhand der PED-Methode können die synthetischen Lastprofile entnormiert werden, wobei die maximale Leistung und der jährliche Energieverbrauch einen Freiheitsgrad darstellen, welcher geeignet gewählt werden kann. Abbildung 4.9 zeigt das Schema zur Entnormierung. Für die Methode der PED werden zwei stückweise lineare Kennlinien verwendet, anhand derer die auf der Abszisse abgetragenen synthetischen Lastprofilwerte in p. u., Leistungswerten in kW auf der Ordinate zugeordnet werden. Die beiden Kennlinien werden durch insgesamt drei Punkte definiert. Der linke Punkt beschreibt den Ursprung des Koordinatensystems. Dies bedeutet, dass ein Verbrauch von 0 p. u. im normierten synthetischen Lastprofil zu einem Verbrauch von 0 kW im entnormierten Profil führt. Der rechte Punkt wird durch das Maximum definiert. Hierbei wird der Maximalwert des normierten synthetischen Lastprofils auf den maximalen Wert in kW abgebildet. Somit wird festgelegt, dass der Maximalwert genau zu einem Zeitpunkt im betrachteten Zeitraum, in diesem Fall ein Jahr, auftritt. Der dritte Punkt in der Mitte der Abbildung 4.9 wird verwendet, um den jährlichen Energieverbrauch zu definieren. Dieser Punkt wird mit dem arithmetischen Mittelwert für P_{knick} berechnet, der zur Definition des Energieverbrauchs verwendet wird. Für den arithmetischen Mittelwert gilt nachfolgende Formel:

$$\bar{P}(P_{knick}) = p_{niedrig} \cdot \bar{P}_{niedrig}(P_{knick}) + p_{hoch} \cdot \bar{P}_{hoch}(P_{knick}) \quad (4.2)$$

Dabei sind $\bar{P}_{niedrig}$ und \bar{P}_{hoch} die arithmetischen Mittelwerte und $p_{niedrig}$ sowie p_{hoch} die Auftretswahrscheinlichkeiten der beiden Abschnitte. Die Bezeichnung *niedrig* definiert hierbei die Bestandteile der unteren linearen Kennlinie und *hoch* die Bestandteile der oberen linearen Kennlinie. Die arithmetischen Mittelwerte aus Gleichung (4.2) können durch die Definitionen der

Kennlinien und die arithmetischen Mittelwerte der normalisierten synthetischen Profile ersetzt werden. Innerhalb dieser Definitionen wird der Punkt P_{knick} verwendet, da der arithmetische Mittelwert ein Freiheitsgrad bei der Entnormierung durch die PED-Methode darstellt. Der Median der synthetischen p. u. Leistungswerte wird verwendet, da die Eintrittswahrscheinlichkeiten für beide Geraden (niedrig/hoch) gleich sind. Aufgrund dieses Vorgehens kann die PED-Methode verwendet werden, um die Darstellung der Maximalwerte der synthetischen Lastprofile auf einen bestimmten Wert zu korrigieren sowie die jährliche Energiemenge anzupassen. Des Weiteren bleiben durch dieses Verfahren die charakteristischen Eigenschaften der Ausgangsdaten in Bezug auf die statistischen Eigenschaften erhalten, können aber an individuelle Vorgaben angepasst werden.

Im Nachfolgenden findet der Vergleich zwischen einem gemessenen Jahreslastprofil und einem entnormierten synthetischen Profil statt. Die jeweiligen Achsen geben daher nicht mehr p. u. Werte an, sondern Leistungswerte in kW, worauf sich auch die angegebenen relativen Häufigkeiten beziehen. Für die Entnormierung werden sowohl für die Haushaltslast als auch die Landwirtschaftslast die jeweils maximal auftretenden Leistungen sowie die Jahresenergiemengen der zum Vergleich stehenden gemessenen Jahreslastgänge verwendet. Die Abbildungen 4.10a und 4.10b zeigen für die zusammengefassten Jahresverläufe die Maximal- und Mittelwerte der Messdaten sowie die Maximal- und Mittelwerte der auf Basis der PED-Methode bestimmten Werte. Dabei ist in beiden Fällen deutlich zu erkennen, dass die Maximalwerte erreicht werden, auch wenn sie nicht zu denselben Zeitpunkten auftreten. Dies ist der zufälligen Erstellung der synthetischen

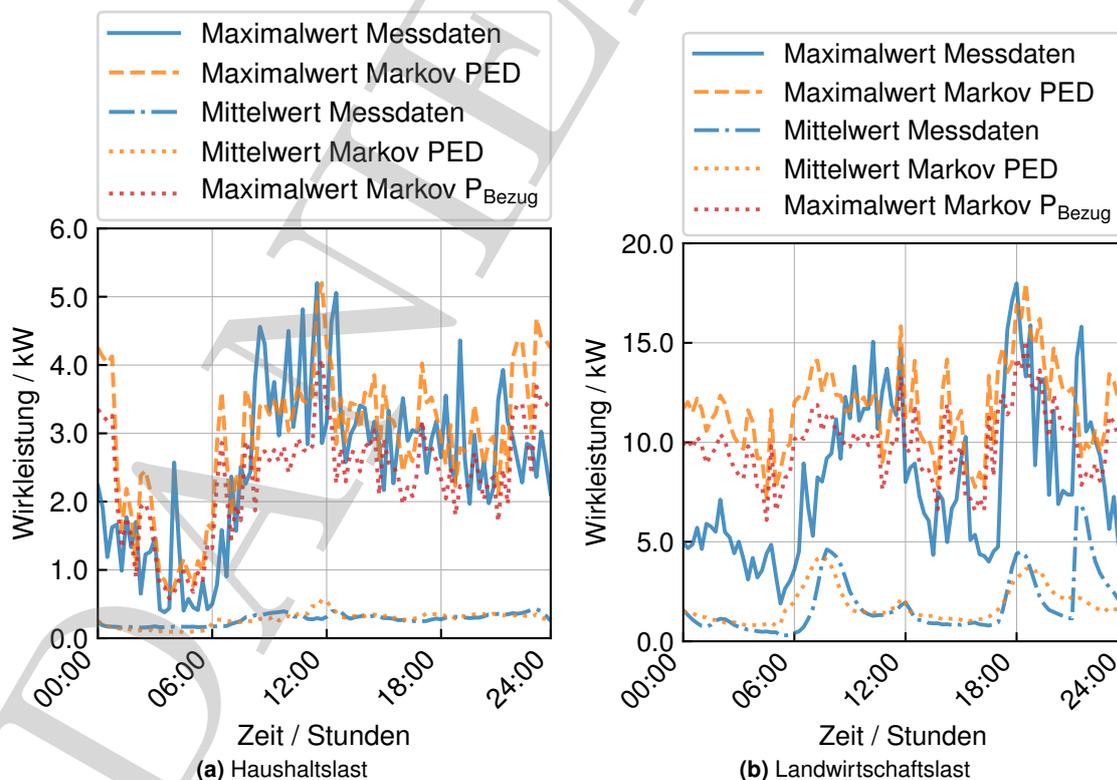


Abbildung 4.10: Vergleich der entnormierten Maximal- und Mittelwerte der realen Messdaten mit den synthetischen Profilen auf Basis der Markov-Kette

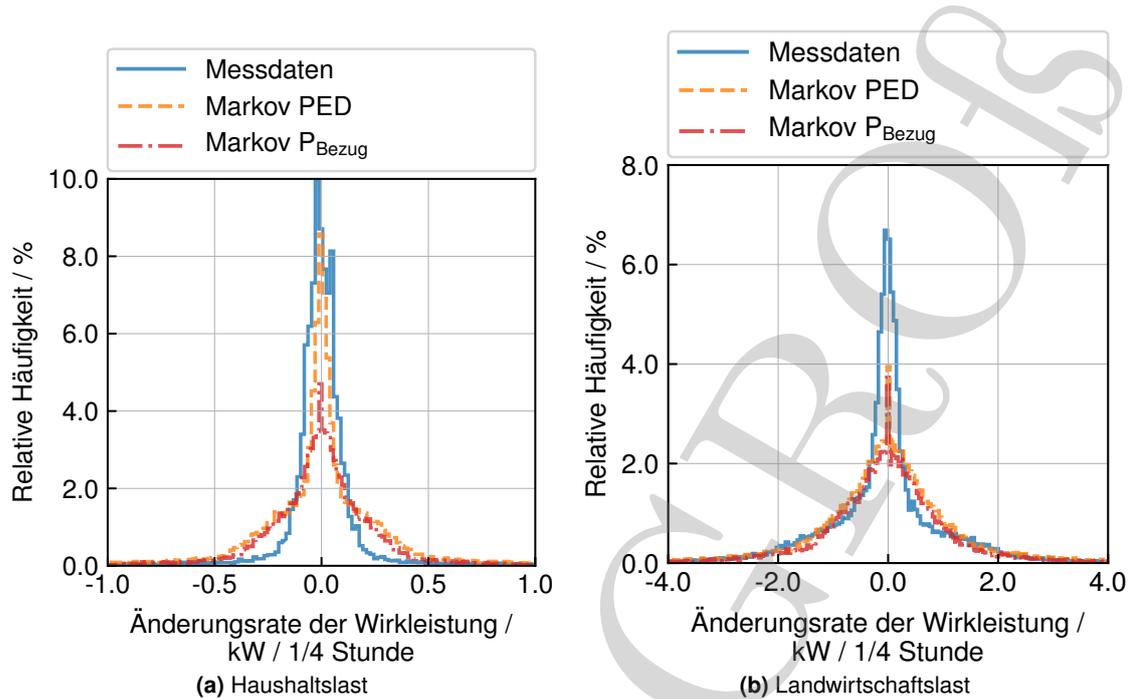


Abbildung 4.11: Histogramme der Wirkleistungsänderungsrate für die Messdaten und die synthetischen Daten nach der Entnormierung

Profile geschuldet. Im Vergleich zur PED-Methode werden in den beiden Abbildungen 4.10a und 4.10b zusätzlich noch die Verläufe der herkömmlichen Entnormierung durch die Multiplikation der synthetischen p. u. Lastprofile mit der maximal auftretenden Leistungen dargestellt. Es wird ersichtlich, dass in beiden Fällen die Maximalwerte der Messdaten durch dieses Vorgehen zu

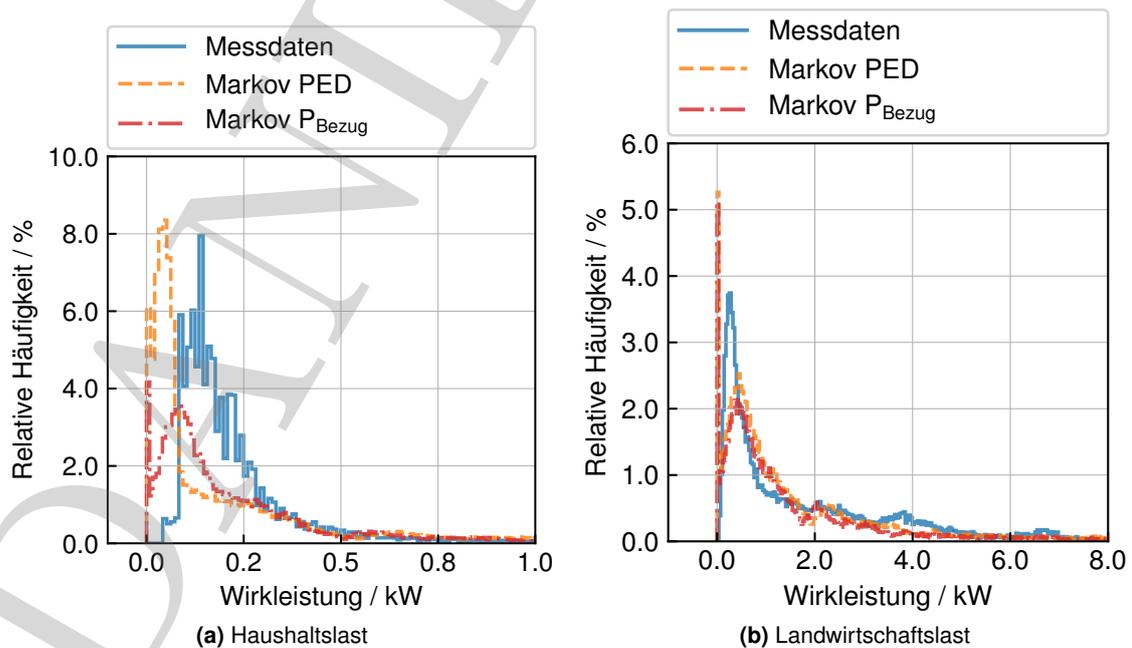


Abbildung 4.12: Histogramme der jährlichen Wirkleistung für die Messdaten und die synthetischen Daten nach der Entnormierung

keinem Zeitpunkt erreicht werden. Die maximalen Leistungswerte der Entnormierungen können Tabelle 4.2 entnommen werden. Die Änderungsraten der Wirkleistung der beiden Lasttypen sind in Abbildung 4.11a und Abbildung 4.11b dargestellt. Im Vergleich zu den normierten Lastprofilen tritt auch hier in den Messdaten eine höhere relative Häufigkeit der Änderungsraten um den Nullbereich auf. Die Ausprägung ist dabei deutlicher zu erkennen, als bei den entnormierten synthetischen Lastprofilen. Dennoch ist aufgrund der PED-Methode eine stärkere Ausprägung als bei der herkömmlichen Entnormierung ersichtlich. Sowohl bei der Haushaltslast als auch bei der Landwirtschaftslast ist zudem eine stärkere Annäherung des orange gestrichelten Kurvenverlaufs an den blauen Kurvenverlauf der Messdaten zu erkennen, als dies bei den normierten Verläufen der Fall ist. Der Einfluss auf die relative Häufigkeit der auftretenden Leistungswerte ist in den Abbildungen 4.12a und 4.12b dargestellt. Basierend hierauf können die jährlichen Energiemengen berechnet werden. Die Entnormierung auf Basis der PED-Methode führt bei beiden Lasttypen zur selben jährlichen Energiemenge wie sie auch durch die Messdaten vorgegeben werden. Tabelle 4.2 gibt einen Überblick über die einzelnen Energiemengen. Dabei wird ersichtlich, dass bei einer Entnormierung auf Basis der Multiplikation mit den maximal auftretenden Leistungen die tatsächlichen Energiemengen nicht nachgebildet werden. Im Vergleich zu den Messdaten sind die Kurvenverläufe sowohl für die PED-Methode als auch bei der Multiplikation mit den maximal auftretenden Leistungen bei geringeren Leistungswerten stärker ausgeprägt. Die zuvor erwähnte Annahme der Normalverteilung der Messfehler wird durch dieses Verfahren beibehalten. Allerdings sind die zu erwartenden Abweichungen im Vergleich zu den tatsächlich gemessenen Daten deutlich größer. Dies ist der zufälligen Erstellung der synthetischen Profile geschuldet, wodurch die einzelnen Lastspitzen während des Lastgangs nicht zwingend zu denselben Zeitpunkten auftreten. Der tendenzielle Verlauf zur Beschreibung der einzelnen Lasttypen ist aufgrund der vorangegangenen Analyse gegeben.

Das vorgestellte Verfahren zur Nachbildung des Verbraucherverhaltens liefert Leistungswerte

Tabelle 4.2: Vergleich der maximalen Leistungswerte und der jährlichen Energiemenge nach Entnormierung der synthetischen Profile

Vorgabewert	Entnormierung mit Bezugswert P_{Bezug}	Entnormierung mit PED
	Leistung Haushaltslast / kW	
5,02	3,40	5,02
	Energiemenge Haushaltslast / kWh	
2896,51	2417,82	2896,51
	Leistung Landwirtschaftslast / kW	
17,99	15,11	17,99
	Energiemenge Landwirtschaftslast / kWh	
15843,65	14018,27	15843,65

für einen gesamten Jahresverlauf. Für die Verwendung in der VNZS ist dieser Umfang zunächst nicht notwendig, da der aktuelle Zustand für die Betriebsführung des Netze von Bedeutung ist. In Anbetracht der defizitären Messinfrastruktur in der Mittel- und Niederspannungsebene ist eine derartige Datengrundlage dennoch vorteilhaft, da sich hierdurch ein Datenpool ergibt, auf den im Falle fehlender Messwerte zurückgegriffen werden kann. In Bezug auf die vorliegende Arbeit ermöglichen die Leistungskurven darüber hinaus eine statistische Bewertung des Einflusses von Pseudomesswerten auf die Güte der VNZS wie in Kapitel 5 und Anhang [A] durchgeführt.

Elektromobilitätslasten

Der Anstieg von Elektrofahrzeugen als zusätzliche Lasten in der Mittel- und Niederspannungsebene ist mittlerweile ein realistisches Szenario für einen mittelfristigen Zeithorizont. Die in dieser Arbeit betrachteten Netzgebiete sind ländlich geprägt, wobei lediglich eine öffentliche Ladestation vorhanden ist. Die Messdaten der Ladestation werden in der vorliegenden Arbeit dazu verwendet das Ladeverhalten in der VNZS zu berücksichtigen. Erkenntnisse über weitere Elektrofahrzeuge, welche durch das Laden am Hausanschluss eine zusätzliche Belastung darstellen, sind zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit nicht vorhanden, weswegen synthetische Profile für diesen Lasttyp nicht verwendet werden.

Im Gegensatz zu den im Vorfeld ausgeführten herkömmlichen Verbrauchern ist eine Abschätzung der Belastung durch Elektrofahrzeuge aufgrund mangelnder Erfahrungen und Messwerte schwer zu treffen. Sollte dennoch die Notwendigkeit zur Abschätzung der Belastung durch Elektrofahrzeuge mittels synthetisch nachgebildeter Ladeprofile bestehen, kann eine Modellierung auf Basis der in [114, S. 46-58] vorgestellten Methode erfolgen. Hierbei werden einzelne Ladeprofile für das Heimladen von Elektrofahrzeugen auf Basis technischer Eigenschaften der Fahrzeuge¹⁶ sowie des Mobilitätsverhaltens des Fahrzeughalters¹⁷ erzeugt, indem der Zeitpunkt sowie die Menge der nachgefragten Energie abgeschätzt werden.

4.3.2 Einspeisemodellierung

Im Gegensatz zum Verbraucherverhalten hängt das Verhalten der Erzeuger auf Basis erneuerbarer Energien wie bspw. Photovoltaik-Anlagen (PVA) oder Windenergieanlagen (WEA) von der vorherrschenden Wettersituation ab. Ein stochastischer Prozess basierend auf historischen Daten, wie es beim Verbraucherverhalten angewendet wird, ist an dieser Stelle nicht möglich. Jedoch kann das Einspeiseverhalten anhand von Prognoseverfahren nachgebildet werden. Die Genauigkeit des prognostizierten Wetterverhaltens nimmt dabei mit der Länge des Vorhersagezeitraums ab. Aus diesem Grund kann bei der Verwendung dieser Prognosedaten (bspw. die Sonneneinstrahlung oder die Windstärke) und des daraus resultierenden Einspeiseverhaltens, nicht von einer Korrelation mit der tatsächlich auftretenden Wettersituation ausgegangen werden. Dies hätte zur Folge, dass sich bei zunehmenden Vorhersagezeiträumen die Genauigkeit der Pseudomess-

¹⁶Ladeleistung (kW), Kapazität (kWh) und Verbrauch (kWh/km)

¹⁷Nutzungshäufigkeit des Fahrzeugs (%), gefahrene Distanz pro Tag (km) und Abfahrts- sowie Ankunftszeiten (hh:mm)

werte, also die Abweichungen zum realen Einspeiseverhalten, verschlechtern würde. In der VNZS sind lange Vorhersagezeiträume nicht relevant, da die Betriebsführung auf die aktuelle Situation im Netz reagieren muss. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit das Einspeiseverhalten der Erzeugungsanlagen in der VNZS, wie nachfolgend beschrieben, umgesetzt.

Photovoltaik-Anlage

Es gibt diverse Ansätze zur Modellierung synthetischer Einspeiseprofile einer Photovoltaik-Anlage (PVA). Viele Methoden verwenden dabei ein detailliertes physikalisches Modell einer PVA, um die erzeugte Leistung zu ermitteln. Der Vorteil bei der Verwendung solcher Modelle liegt in einem kleinen Fehlerbereich, welcher bei der Ermittlung der Einspeiseleistung erzielt wird. Nach [88] liegen die Abweichungen im Bereich von ca. 10%. Allerdings wird zum Erreichen dieses niedrigen Fehlerbereiches eine Vielzahl detaillierter Angaben über die gesamte Anlage benötigt. Dabei stellen die Ausrichtung und Neigung der Solarzellen, die Größe und der Wirkungsgrad der Zellen sowie des Wechselrichters nur einen Bruchteil der benötigten Informationen dar. Diese Angaben stehen im Allgemeinen nicht zur Verfügung, weshalb die Anwendung solcher Methoden nicht im großen Maße verwendungsfähig ist. Ein weitaus praktikablerer Ansatz besteht darin die Einspeiseleistung von PVA in einem Netzgebiet anhand der Vorgabe durch eine Referenzanlage abzuschätzen. Die synthetischen Werte für die Einspeisung werden auf Basis einer gemessenen Referenz-PVA abgeschätzt. Die gemessenen Werte werden auf die bekannte installierte Leistung normiert, um eine standardisierte Einspeiseleistung zu erhalten. Mit dieser standardisierten Leistungskurve wird anschließend die Einspeiseleistung der verbleibenden PVA im Netzgebiet bestimmt. Hinsichtlich der zur Verfügung stehenden Daten kann die installierte Leistung genutzt werden, da diese Daten in Deutschland vom Anlagenbetreiber an den VNB übermittelt werden müssen. Selbst bei nicht gemessenen PVA liegt die Information der installierten Leistung beim VNB vor, so dass eine Abschätzung der Einspeiseleistung der PVA realisiert werden kann.

Windenergieanlage

Eine Windenergieanlage (WEA) ist im Allgemeinen über Kundenanlagen (siehe Abschnitt 3.8.3) an das Verteilnetz angebunden. Zu Abrechnungszwecken sind diese Kundenanlagen mit Lastgangzählern ausgestattet und geben somit Aufschluss über das Einspeiseverhalten der jeweiligen WEA. Da in den in dieser Arbeit betrachteten Netzgebieten die Einspeisung durch WEA lediglich einmal auftritt, wurde auf die Implementierung eines synthetischen Einspeiseprofiles verzichtet. Das Einspeiseverhalten wird mittels Lastgangzählung der WEA in der VNZS berücksichtigt.

Biomasse

Für Biomasseanlagen als Einspeiser gelten in der vorliegenden Arbeit dieselben Annahmen wie bei den WEA. Die Biomasseanlagen in den betrachteten Netzgebieten sind über Kundenstationen an das Verteilnetz angeschlossen. Das Einspeiseverhalten wird mittels Lastgangzählung der

Biomasseanlagen in der VNZS berücksichtigt. Bei nicht gemessenen Biomasseanlagen können die Anlagen auf Rücksprache mit den VNB mit der jeweils installierten Leistung als konstante Einspeisung angenommen werden.

4.4 Synthetische Residuallastprofile für die Mittelspannung

Für die VNZS in der Mittelspannung werden die versorgten Ortsnetze in aggregierter Form betrachtet. Abbildung 4.13 zeigt schematisch das Vorgehen der Aggregation eines Ortsnetzes in einem Mittelspannungsabgang. Dabei werden die einzelnen Verbraucher zu einem aggregierten Verbraucher und die einzelnen Erzeuger zu einem aggregierten Erzeuger zusammengefasst. Die bisher beschriebenen synthetischen Profile dienen vornehmlich zur Beschreibung einzelner Verbraucher bzw. Erzeuger in der Niederspannung. Zur Verwendung der Profile als Eingangsdaten der VNZS in der Mittelspannung müssen diese auf Basis der Zusammensetzung der einzelnen Ortsnetze kombiniert werden. Die Aggregation für die lokalen Netze erfolgt durch Mittelung der einzelnen Last- oder Einspeiseprofile anhand ihrer entsprechenden Anzahl. Abbildung 4.14 zeigt ein Beispiel für die Aggregation anhand eines realen Ortsnetzes in einem der in dieser Arbeit betrachteten Mittelspannungsnetzgebiete. Auf der Abszisse ist der zeitliche Verlauf in Tagen aufgetragen und auf der Ordinate die auftretenden synthetischen Wirkleistungswerte in p. u.. Das Ortsnetz besteht aus 59 Haushalten, 3 landwirtschaftlichen und 8 gewerblichen Lasten. Die ersten

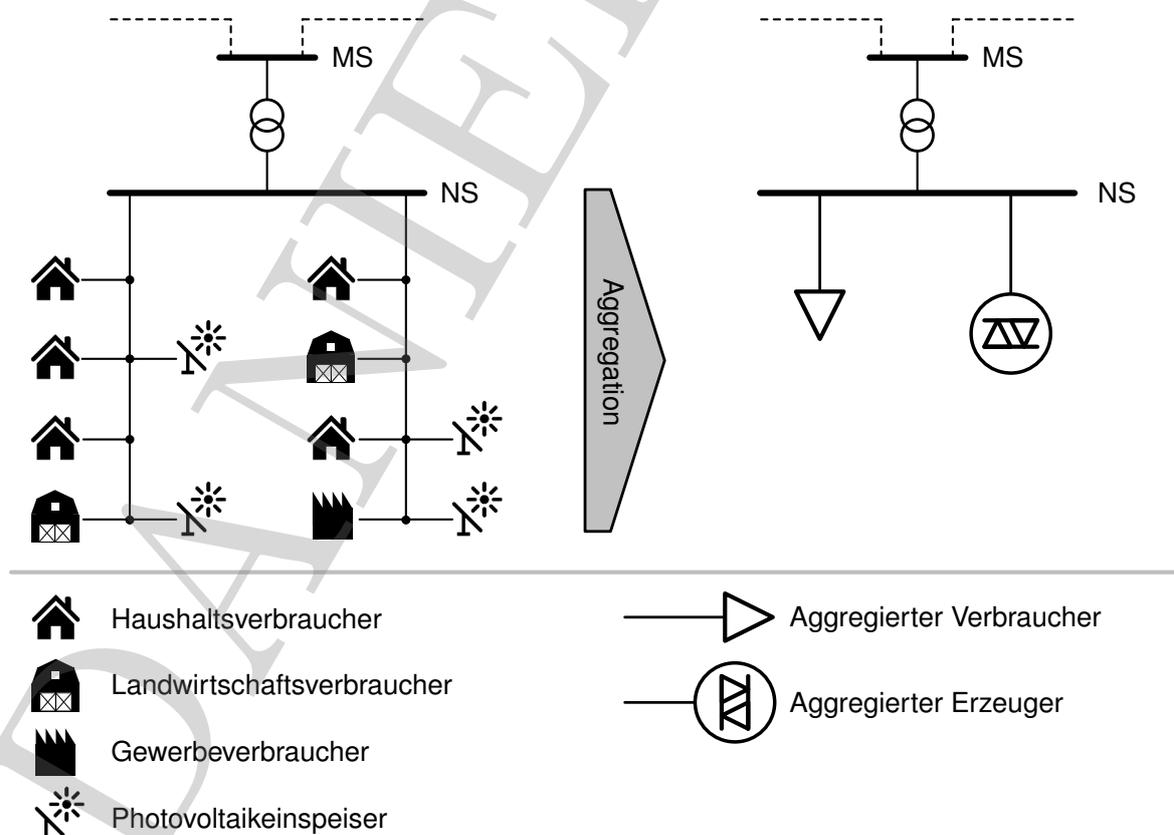


Abbildung 4.13: Schema zur Aggregation der synthetischen Last- und Einspeiseprofile

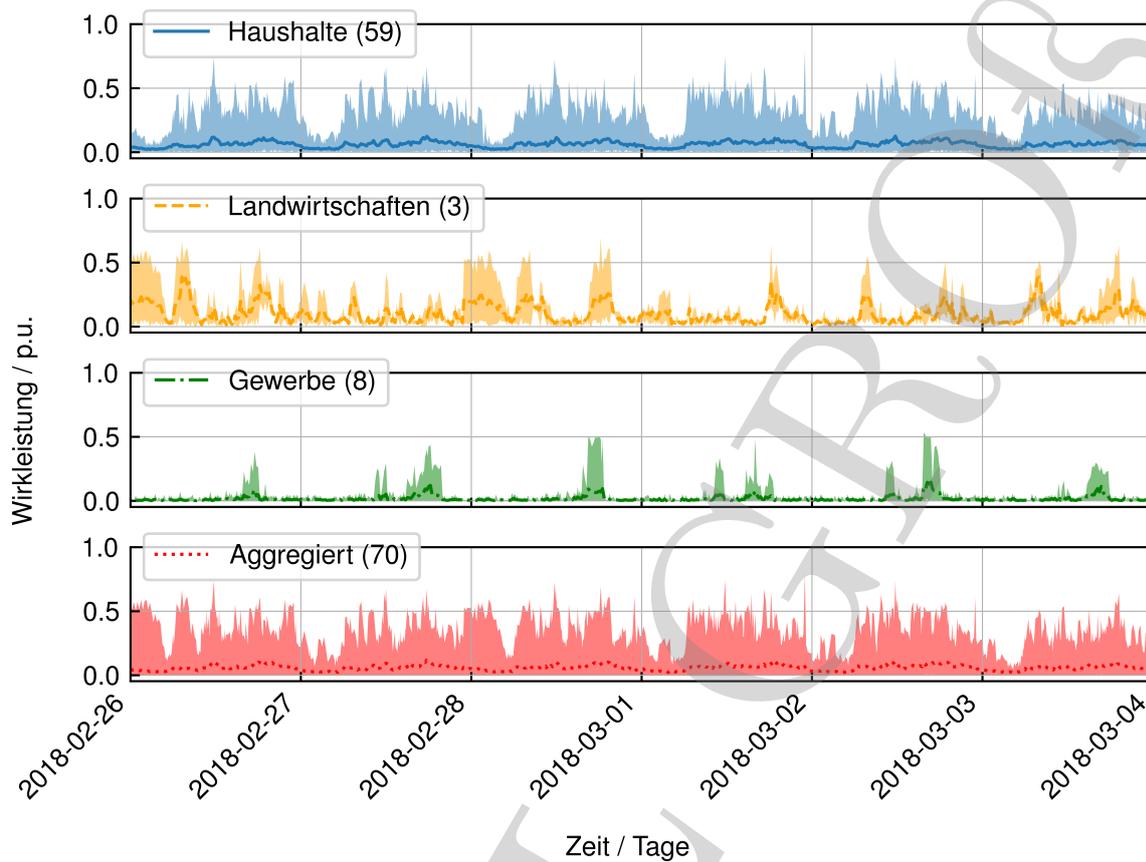


Abbildung 4.14: Beispiel für die Aggregation eines Ortsnetzes anhand der Anzahl der einzelnen Lastarten

drei Graphen in Abbildung 4.14 zeigen die Charakteristik der verwendeten synthetischen Wirkleistungsdaten für die einzelnen Lastarten, die im Ortsnetz über den Zeitraum von einer Woche im Winter auftreten. Die Zeitauflösung der angezeigten synthetischen Wirkleistungsdaten beträgt 1-Minute-Mittelwerte. Hierzu wurden die ursprünglichen 15-Minuten-Mittelwerte durch lineare Interpolation auf 1-Minute-Mittelwerte erweitert. Dies ist notwendig, da die Messdaten eine zeitliche Auflösung von 1 Minute haben. Weiterhin wird die Wirkleistung in normierten Werten zwischen 0 und 1 angegeben. Der Bereich der auftretenden normierten synthetischen Wirkleistungswerte für die 59 Haushalte wird anhand der blauen Hüllkurve im ersten Graphen in Abbildung 4.14 beschrieben. Zusätzlich wird der Mittelwert für jeden Zeitpunkt anhand der blauen durchgezogenen Kurve dargestellt. Der maximale Wert von 1 p. u. ist im Jahresverlauf mindestens einmal erkennbar, tritt aber im gezeigten Wochenverlauf nicht auf. Die Eigenschaften der synthetischen Wirkleistungsdaten für die drei landwirtschaftlichen Betriebe und die acht kommerziellen Lastarten werden in den Graphen 2 und 3 der Abbildung 4.14 dargestellt. Der letzte Teilgraph in Abbildung 4.14 zeigt den Bereich für die aggregierte Lastkurve basierend auf allen auftretenden normierten synthetischen Wirkleistungswerten für alle betrachteten Lastarten. Die dargestellte resultierende Lastkurve (rote gestrichelte Linie) wird durch Mittelung der Leistungswerte aller synthetischen Lastkurven erreicht. Für das beispielhafte lokale Netz wird der Mittelwert eines einzigen Zeitschrittes daher durch 70

standardisierte synthetische Wirkleistungswerte bestimmt. Da die Leistungswerte bisher in p. u. Werten gegeben sind, müssen diese noch an die Leistungs- und Energiewerte des Ortsnetzes angepasst werden. Hierzu wird, wie bei den Einzelprofilen, die PED-Methode verwendet. Die hierfür erforderliche Maximalleistung wurde anhand des Schleppzeigerwertes in der ONS ermittelt. Die jährliche Energiemenge des Ortsnetzes wird auf Basis der Einzelenergiemengen der jeweiligen Verbrauchertypen ermittelt. Das Ergebnis des Aggregationsprozesses in Kombination mit der PED-Methode ist in Abbildung 4.15 dargestellt. Auf der Abszisse ist der zeitliche Verlauf in Tagen abgetragen und auf der Ordinate die auftretenden Wirkleistungswerte in kW. Die blaue durchgezogene Kurve zeigt die gemessene Wirkleistung der Residuallast. Die orange gestrichelte Kurve ist das Ergebnis der beschriebenen Methode der aggregierten synthetischen Lastkurven. Darüber hinaus sind die Wirkleistungswerte der synthetischen Einspeisung der 9 im Ortsnetz vorhandenen PVA anhand der grünen strichpunktierten Kurve dargestellt. Die resultierende Residuallastkurve ist durch die schwarz punktierte Kurve dargestellt. Die synthetische Residuallastkurve folgt dem Verlauf der gemessenen Residuallastkurve, was in der Tag-Nacht-Unterscheidung gut wiedergegeben wird. Trotzdem sind Abweichungen insbesondere im Bereich der auftretenden Lastspitzen deutlich sichtbar. Die durch die PVA hervorgerufene Rückspeisung erfolgt durch die synthetische Residuallastkurve zu den gleichen Zeitschritten wie in den Messdaten. Die Höhe der Rückspeisung entspricht dabei annähernd dem Wert der gemessenen Kurve. Die entsprechenden Blindleistungsprofile für die einzelnen ONS werden auf Basis eines konstanten Wirkfaktors von $\cos(\varphi) = 0,99$ aus den Werten der Wirkleistungsprofile erstellt. Der Leistungsfaktor wurde auf

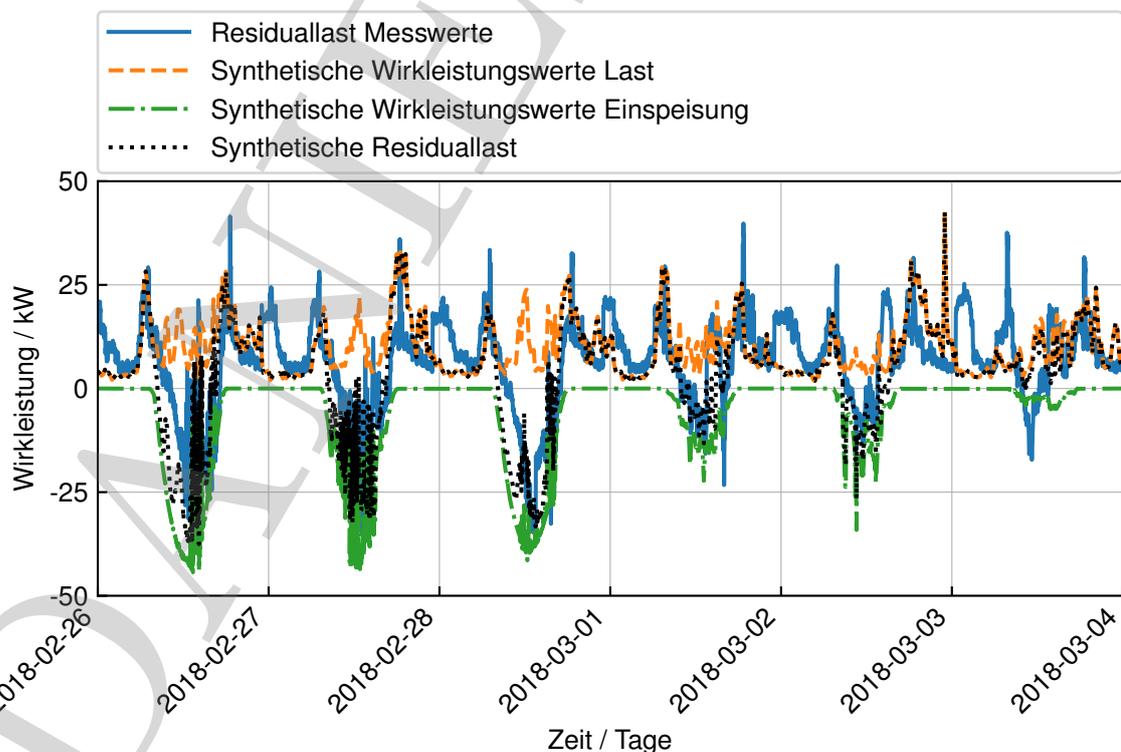


Abbildung 4.15: Vergleich von realen und synthetischen Residuallastkurven anhand eines beispielhaften Ortsnetzes

Basis von Messungen einzelner ONS ermittelt und einheitlich auf alle ONS angewendet.

4.5 Fehlerbereiche der einzelnen Eingangsdaten

Die Fehlerbereiche der einzelnen Eingangsdaten werden für die Kategorisierung in der VNZS verwendet [81]. Aus diesem Grund wird die Festlegung der Fehlerbereiche der einzelnen Eingangsdaten in diesem Abschnitt näher erläutert. Wie bereits erwähnt, beschreibt der Fehlerbereich die Schwankungsbreite um einen Erwartungswert, was wiederum der Genauigkeit der jeweiligen Eingangsdaten entspricht. In Abschnitt 4.2.1 wurde bereits erläutert, dass der Fehlerbereich bzw. die Genauigkeit eines Messwertes vom Messgerät abhängt. Um eine übereinstimmende Aussage in Bezug auf den maximalen Fehler in Gleichung (4.1) für die Pseudomesswerte treffen zu können, werden die erstellten synthetischen Profile für Verbrauch und Einspeisung mit den realen Daten in Bezug auf deren Abweichung zueinander verglichen. Für die einzelnen Verbraucher- und Einspeisetypen werden die Abweichungen zwischen den synthetischen und den gemessenen Wirkleistungswerten auf Basis des symmetrischen mittleren absoluten prozentualen Fehlers (engl. Symmetric Mean Absolute Percentage Error (SMAPE)) bewertet [107].

$$SMAPE = \frac{\sum_{t=1}^n |Synth_t - Real_t|}{\sum_{t=1}^n (Real_t + Synth_t)} \quad (4.3)$$

In Gleichung (4.3) beschreibt $Real_t$ den realen Messwert und $Synth_t$ den synthetischen Wert zum Zeitpunkt t . Zur Berechnung des mittleren absoluten prozentualen Fehlers wird die Summe der absoluten Abweichungen aller Zeitpunkte n durch die Gesamtsumme aller Einzelsummen aus dem realen Messwert und dem synthetischen Wert dividiert. Beim Vergleich der synthetischen Lastprofile der einzelnen Lasttypen mit den zugrundeliegenden Smart-Meter-Messdaten ergeben sich Abweichungen im Bereich zwischen 50% und 100%. In Bezug auf SLP ergeben sich für die einzelnen Lasttypen Abweichungen zwischen 80% und 200%. Die für die Nachbildung der Einspeisung durch PVA erstellten synthetischen Einspeiseprofile auf Basis einer Referenzanlage werden ebenfalls mittels des SMAPE beurteilt. Zur Ermittlung des ungünstigsten Falles bei der Wahl der Referenzanlage wird hierfür jede gemessene PVA einmal als Referenzanlage eingesetzt und mit den restlichen Anlagen verglichen. Der größte zu erwartende Fehler auf Basis der zur Verfügung stehenden Messdaten liegt bei 40%. Dieses Vorgehen wird gewählt, da in der Regel nicht mehrere PVA in einem Netzgebiet gemessen werden und somit die Abschätzung für das Netzgebiet in einem realistischen Szenario lediglich anhand einer PVA möglich ist. Ist dies der Fall, kann auch keine Aussage über die Korrelation der einzelnen Anlagen zueinander getroffen werden, weshalb die Abhängigkeit der einzelnen PV-Anlagen auch nicht über die Korrelation zur Referenzanlage in der Kovarianzmatrix R berücksichtigt werden kann. Die Annahme der ungünstigsten Abschätzung der Einspeisung durch die PVA stellt somit ein realistisches praxisnahes Szenario dar. Im Vergleich zu den einzelnen synthetischen Profilen erhöht sich der Fehlerbereich bei den aggregierten Profilen für die Nachbildung der Verbraucher auf 150%. Hierbei sei nochmals erwähnt, dass beim Vergleich der aggregierten Profile, die jeweiligen Residuallastprofile verglichen werden. Für die

Tabelle 4.3: Maximale Fehler der Eingangsdaten zur Verwendung in der VNZS

Messwerttyp	Reale Messwerte	Pseudomesswerte	
		synthetische Werte	SLP
Verbrauch			
Wirkleistung	±2%	±100%	±200%
Blindleistung	±2%	±100%	±200%
Spannung	±1%	-	-
Strom	±1%	-	-
Erzeugung			
Wirkleistung	±2%	±40%	-
Blindleistung	±2%	±40%	-
Spannung	±1%	-	-
Strom	±1%	-	-
Aggregierte Profile			
Wirkleistung	±2%	±150%	±200%
Blindleistung	±2%	±150%	±200%

gemessenen Residuallastwerte, im Vergleich zu den synthetischen Residuallastprofilen auf Basis von SLP, ergibt sich ein identischer Fehlerbereich wie bei der Betrachtung der Einzelprofile. In Tabelle 4.3 sind die maximalen Fehler aller in dieser Arbeit verwendeten Eingangsdaten aufgelistet.

In Bezug auf die in Abschnitt 3.4 beschriebene Methode der kleinsten Fehlerquadrate ist die Normalverteilung der Fehler (siehe Abschnitt 3.3.1) eine wichtige Voraussetzung für die Verwendung der synthetischen Eingangsdaten in der VNZS. Es gibt diverse formale Tests zur Überprüfung eines Datensatzes auf Normalverteilung. Der Shapiro-Wilk, der Anderson-Darling und der Jarque-Bera Test können an dieser Stelle als die bekanntesten Testverfahren genannt werden [108]. Ein Nachteil bei den genannten Testverfahren liegt in der Tatsache, dass bei großen Stichprobengrößen ($n > 2000$) die Nullhypothese¹⁸ abgelehnt wird. Da jeder Datensatz einen gewissen Grad an Zufälligkeit aufweist und kleinste Abweichungen bereits große Auswirkungen haben, können große Datensätze keinem perfekten normalverteilten Muster entsprechen. In der angewandten Statistik stellt sich jedoch nicht die Frage, ob die Daten bzw. die Residuen völlig normalverteilt sind, sondern normal genug, um die Annahmen zu erfüllen [109], [110]. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle eine visuelle Überprüfung auf Normalverteilung der Abweichungen mittels Histogramme durchgeführt. Abbildung 4.16 zeigt exemplarisch die Verteilung der Abweichungen¹⁹ zwischen einem gemessenen und einem synthetischen Jahreswirkleistungsprofil. Auch hier werden die zugrundeliegenden Smart-Meter-Messdaten mit den synthetischen Wirkleistungsdaten verglichen.

¹⁸Die Nullhypothese nimmt an, dass eine Normalverteilung der Grundgesamtheit vorliegt.

¹⁹Die Abweichungen werden mittels $P_{Messwert} - P_{Synthetisch}$ bestimmt.

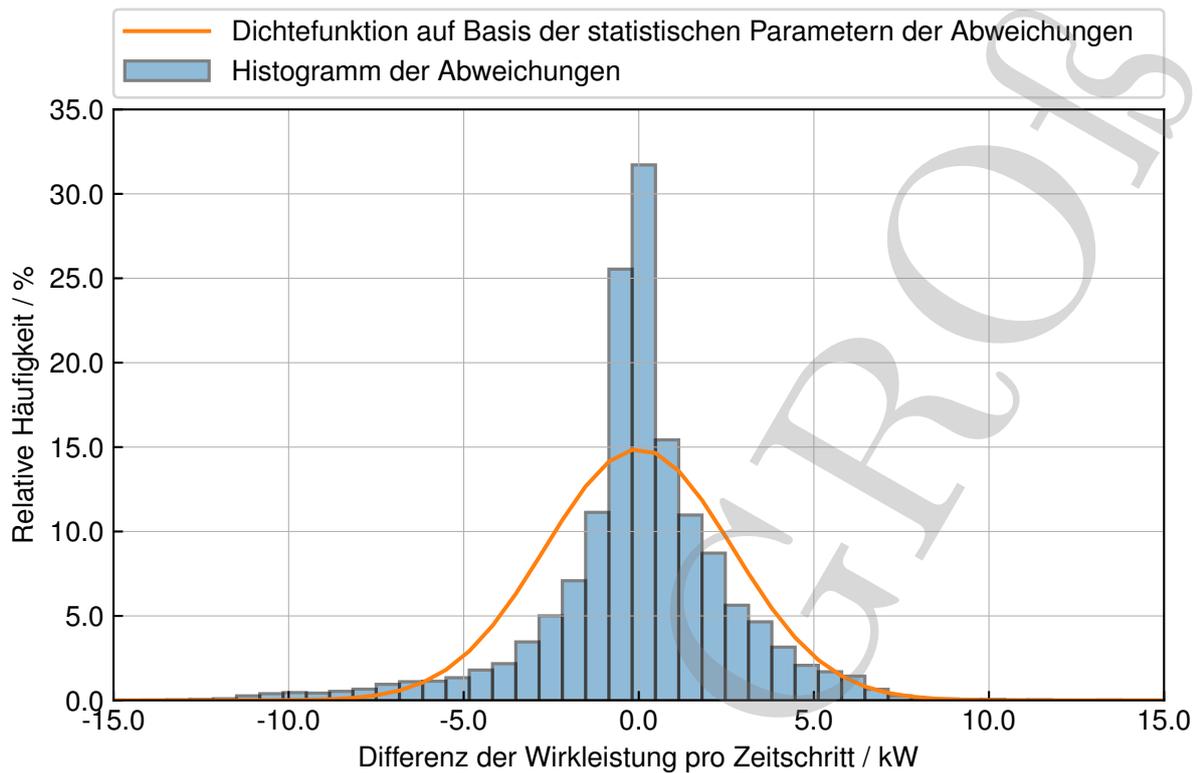


Abbildung 4.16: Verbraucher - Histogramm der Verteilung der Abweichungen zwischen einem gemessenen und einem synthetischen Wirkleistungsverlauf

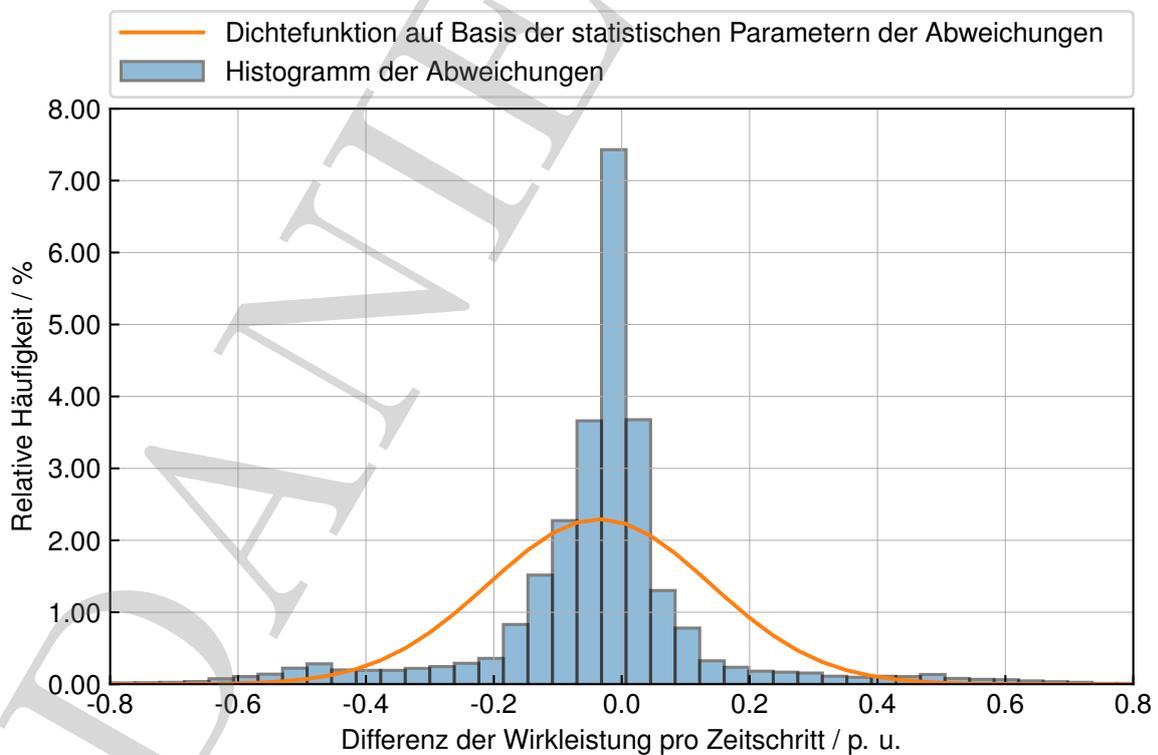


Abbildung 4.17: PVA - Histogramm der Verteilung der Abweichungen der gewählten Referenz-PVA mit einer weiteren gemessenen PVA

Auf der Abszisse ist die Differenz der Wirkleistung in kW zu jedem Zeitschritt dargestellt und auf der Ordinate ist die relative Häufigkeit aufgetragen. Zusätzlich ist die entsprechende Dichtefunktion zu den gezeigten Abweichungen dargestellt. Basierend auf den statistischen Parametern (vgl. Tabelle 3.1) der Abweichungen, stellt die Dichtefunktion die optimale Normalverteilung (vgl. Gleichung (3.1)) zu den gegebenen Daten dar und kann somit als Referenz verwendet werden. Betrachtet man die Dichtefunktion als Hüllkurve des Histogramms, so ist ein korrespondierender Verlauf zur Dichtefunktion deutlich zu erkennen. In den Bereichen -5 bis -2 sowie 2 bis 5 tritt im Vergleich zur Dichtefunktion eine Unterschätzung der Abweichungen auf. Im Gegensatz dazu ist im Bereich zwischen -2 und 2 eine Überschätzung der Abweichungen in Bezug auf die Dichtefunktion zu erkennen. Im Vergleich zur Dichtefunktion wird die Verteilung der Abweichungen als ausreichend normalverteilt betrachtet.

Abbildung 4.17 zeigt die Verteilung der Abweichungen der gewählten Referenz-PVA mit einer weiteren gemessenen PVA eines in dieser Arbeit untersuchten Netzgebietes. Im Gegensatz zum Vergleich der Lastprofile werden bei den PVA die normierten Leistungen ins Verhältnis gesetzt, da die maximalen Leistungswerte der einzelnen PVA unterschiedlich sind. Auf der Abszisse ist somit die Differenz der Wirkleistung der beiden PVA in p. u. zu jedem Zeitschritt dargestellt und auf der Ordinate ist die relative Häufigkeit aufgetragen. Analog zu den Lasten ist eine Annäherung an die Dichtefunktion des Abweichungshistogramms mit der Dichtefunktion zu erkennen. Allerdings sind die Unter- und Überschätzungen deutlicher ausgeprägt. Dennoch kann auch für den Fall der synthetischen PVA-Profile von einer ausreichenden Normalverteilung in Bezug auf die Abweichungen ausgegangen werden.

Anhand der vorangegangenen Analyse der synthetischen Verbraucher- bzw. Erzeuger-Profile konnten die benötigten Eckdaten für die Verwendung in der VNZS bestimmt werden. Darüber hinaus konnte durch den Vergleich mit real gemessenen Daten nachgewiesen werden, dass die statistischen Eigenschaften der synthetischen Ersatzwerte die Anforderungen für die uneingeschränkte Anwendung in der VNZS erfüllen.

5 Konzeptnachweis auf Basis realer Feldtests

Die in den vorangegangenen Kapiteln beschriebene Methode zur Umsetzung einer VNZS wird in der vorliegenden Arbeit in zwei realen Mittelspannungsnetzen angewendet. Im Vorfeld erfolgt, zum besseren Verständnis des Gesamtsystems, ein Überblick des Ablaufs, in welchem das Zusammenspiel der einzelnen Komponenten dargestellt wird, sowie die Einordnung der einzelnen Bestandteile in die jeweiligen Kapitel.

5.1 Übersicht über das Gesamtsystem²⁰

Das Flussdiagramm in Abbildung 5.1 zeigt den Zusammenhang der einzelnen Bestandteile der VNZS. Dabei können zwei Hauptblöcke unterschieden werden: Zum einen die Eingangsdatenverarbeitung und zum anderen die Berechnung des Systemzustandes durch den Algorithmus. Zu Beginn der VNZS wird das Netzmodell des zu überwachenden Netzgebietes eingelesen. Das Netzmodell beinhaltet dabei alle relevanten Betriebsmittel sowie die entsprechenden Parameter, welche für die Berechnung benötigt werden (vgl. Abschnitt 4.1). Zunächst findet eine Überprüfung des Netzmodells in Bezug auf die vorhandenen Knotentypen statt, um eine Kategorisierung bzw. Topologieanpassung nach Abschnitt 4.1.1 vorzunehmen. Aus dem so abstrahierten und angepassten Netzmodell werden nachfolgend die Topologiedaten abgeleitet, welche zunächst für die Strukturierung der Messwert- bzw. Pseudomesswert-Datenbank verwendet werden. Die Eingangsdaten der Pseudomesswert-Datenbank beruhen auf dem in Abschnitt 4.3 bzw. Abschnitt 4.4 beschriebenen Verfahren. Die Messdaten aus dem zu überwachenden Netzgebiet stellen die Eingangsdaten für die Datenbank der Messwerte dar. Bevor die Messwerte jedoch in die Datenbank übernommen werden, wird eine Plausibilitätsprüfung durchgeführt. Die Plausibilitätsprüfung kann als Eingangsdatenprüfung der erfassten Messwerte betrachtet werden und zielt in erster Linie darauf ab, offensichtlich fehlerhafte Messwerte in den Rohdaten zu ermitteln und diese adäquat zu ersetzen oder zu löschen. Für die jeweiligen Messwerte, welche durch die Plausibilitätsprüfung abgefragt werden, sind je nach Messwerttyp unterschiedliche Grenzwerte definiert. Sollte bei der Überprüfung ein Grenzwert überschritten werden, wird dieser als offensichtlich falsch identifizierte Messwert, je nach Messwerttyp, durch den letzten korrekt angenommenen Messwert in der jeweiligen Zeitreihe ersetzt oder, sollte dies nicht möglich sein, gelöscht. Nach dem Erstellen der Datenbanken auf Basis der Messwerte bzw. Pseudomesswerte sowie der Topologiedaten des Netzmodells, sind alle benötigten Eingangsdaten für die Durchführung der VNZS gegeben. Die Datenprüfung ermittelt, ob zum aktuellen Berechnungszeitschritt reale Messwerte für die einzel-

²⁰Die Inhalte in diesem Abschnitt sind in Teilen sinngemäß aus den Veröffentlichungen des Autors dieser Dissertation übernommen [97]. Die verwiesene Quellen ist ein eigener Beitrag des Autors.

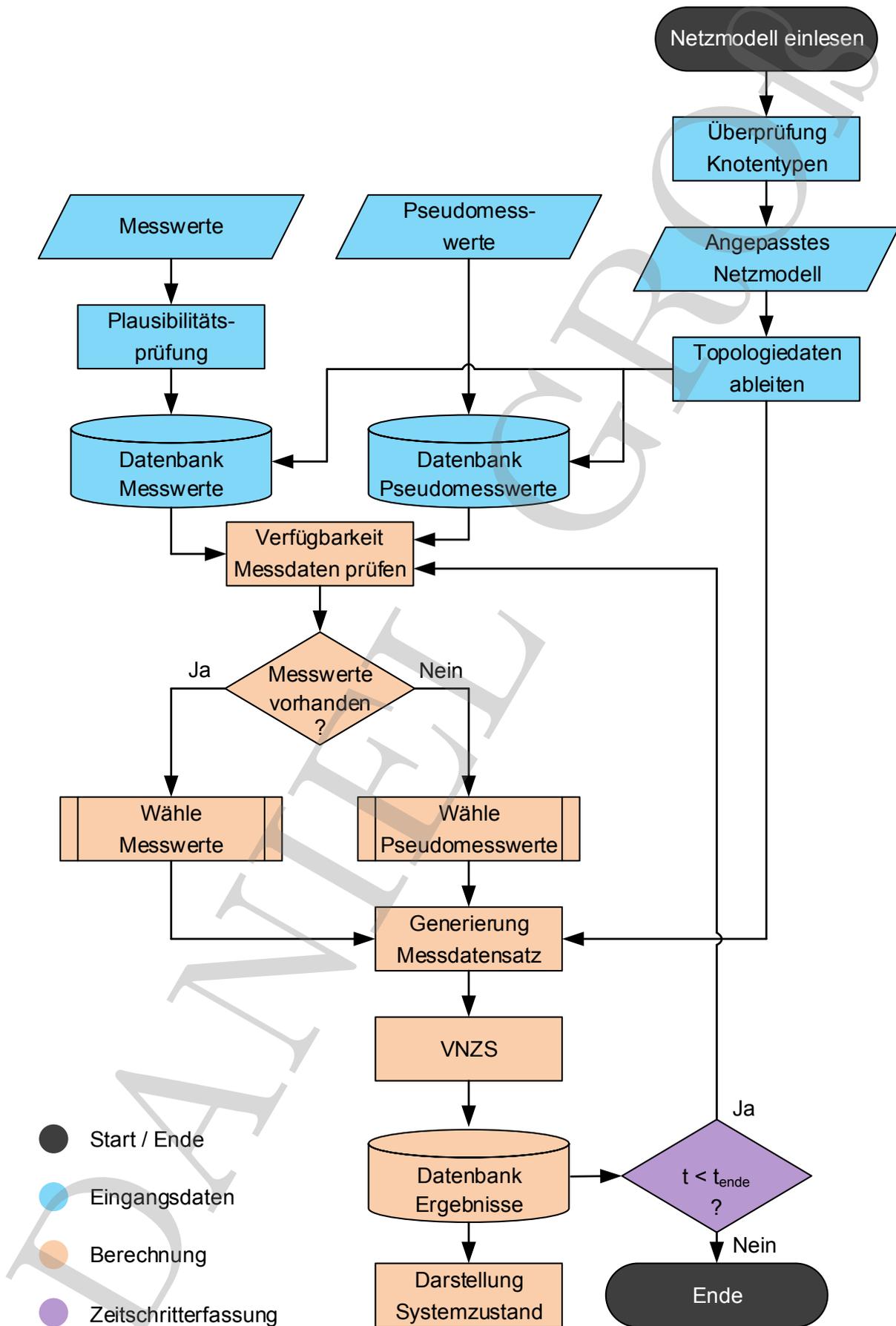


Abbildung 5.1: Übersicht des Gesamtsystems der VNZS

nen Verbraucher- bzw. Erzeugerknoten vorhanden sind. Ist dies der Fall, werden diese Messwerte zur Generierung des Messdatensatzes herangezogen. Sind zum aktuellen Berechnungsschritt keine Messdaten vorhanden, werden für die fehlenden Messwerte an den betroffenen Verbraucher- bzw. Erzeugerknoten die entsprechenden Pseudomesswerte zum aktuellen Berechnungsschritt für die Generierung des Messdatensatzes herangezogen. Der Prozessschritt zum Erstellen des Messdatensatzes erhält neben den zur Verfügung stehenden Messwerten bzw. Pseudomesswerten auch die Topologiedaten des Netzmodells, um einerseits eine korrekte Zuordnung der Daten zu den entsprechenden Knotenpunkten zu garantieren und andererseits die Knotenpunkte für die virtuellen Messwerte (vgl. Abschnitt 4.2.2) festzulegen. Nach Erstellung des Messdatensatzes findet im selben Prozessschritt die Analyse der Beobachtbarkeit nach Abschnitt 3.5 statt. Wurde ein Messdatensatz zur vollständigen Beobachtbarkeit des betrachteten Netzgebietes erstellt, wird darauf basierend, mittels der in Abschnitt 3.6 vorgestellten Algorithmen, der Systemzustand berechnet. Anschließend wird das Ergebnis in einer Ergebnisdatenbank abgelegt und ausgegeben. Abhängig von der Zeitschritterfassung wird entschieden zu welchem Zeitschritt die Berechnung endet.

5.2 Bewertungskriterien zur Beurteilung der Schätzgenauigkeit

Wie bereits zuvor erwähnt, wird der Systemzustand eines EVS in der Regel durch Lastflüsse, Ströme, Spannungen und Auslastung der Betriebsmittel dargestellt. Die Bestimmung der genannten Größen wird dabei auf Basis der Zustandsvariablen vorgenommen, da sie sich für jede Last- und Einspeisesituation ändern. Üblicherweise wird der Lastfluss zu einer vorherrschenden Last- und Einspeisesituation daher auf Grundlage der Betriebsmittelimpedanzen und der zu diesem Zeitpunkt anliegenden Zustandsvariablen bestimmt. Die Schätzgenauigkeit einer VNZS hängt dabei von den Fehlern der Eingangsdaten sowie der Exaktheit des Netzmodells ab. Die Differenz des geschätzten Systemzustandes zum realen Systemzustand wird dabei als Maß für die Güte der VNZS herangezogen. Im Normalfall ist der reale Systemzustand eines Netzgebietes dem VNB aus den genannten Gründen (vgl. Abschnitt 2.4.2) nicht bekannt, weswegen eine Quantifizierung der Schätzgenauigkeit nicht möglich ist. Die in der vorliegenden Arbeit betrachteten realen Netzgebiete ermöglichen diesbezüglich eine teilweise Bewertung des geschätzten Systemzustandes. Auf Basis der erfassten Messwerte können einzelne Faktoren, welche zur Beschreibung des Systemzustandes beitragen, validiert werden. Eine vollumfängliche Bewertung des berechneten Systemzustandes, im Vergleich zum realen Systemzustand, lässt sich mit den vorhandenen Messwerten jedoch nicht realisieren. So fehlen bspw. Leitungsstrommessungen, welche als Referenz für die Berechnung der Betriebsmittelauslastungen herangezogen werden könnten.

Ziel der in dieser Arbeit vorgestellten Methodik ist es, ein Ergebnis für die VNZS für eine entsprechend definierte Güte zu erhalten. Als Maß für die Bewertung der Schätzgenauigkeit wird daher der Vergleich zwischen berechneten und gemessenen Werten herangezogen. Ausgangspunkt ist hierbei die Bewertung der Genauigkeit der berechneten Zustandsvariablen durch die Bestimmung des Spannungsschätzfehlers. Gleichung (5.1) beschreibt den relativen Schätzfehler des

Spannungsbetrages am Knoten i [100], [115, S. 100], [118, S. 72].

$$E_{i,|U|} = \frac{|U|_{i,VNzs} - |U|_{i,Messung}}{|U|_{i,Messung}} \quad (5.1)$$

Auch wenn die Zustandsgrößen durch die VNzs nach Betrag und Winkel ermittelt werden, wird an dieser Stelle das Augenmerk lediglich auf den Spannungsbetrag gelegt. Dies hat unterschiedliche Gründe. Zum einen wird der Phasenwinkel der Spannung durch die in dieser Arbeit zu Grunde liegenden Messeinrichtungen nicht erfasst, wodurch der Vergleich mit einem realen Messwert nicht möglich ist. Zur präzisen Bestimmung des Phasenwinkels benötigt man ein zeitsynchronisiertes Zeigermessgerät (engl. Phasor Measurement Unit (PMU)), welches in der Lage ist die komplexe Amplitude des Stromes und der Spannung zu einem konkreten Zeitpunkt zu erfassen. Zur Synchronisation mehrerer Messgeräte wird des Weiteren ein einheitliches Zeitsignal (i. d. R. über Global Positioning System (GPS)) benötigt, um die ermittelten Messwerte mit dem Messzeitpunkt zu verknüpfen und somit vergleichbar zu machen [39], [113]. Diese Art der Messgeräte sind sehr kostenintensiv und werden daher nicht in der breiten Masse eingesetzt, wodurch eine Ermittlung des Phasenwinkels der Spannung normalerweise nicht statt findet. Zum anderen ist die Kenntnis über den Spannungsbetrag für den VNB essentiell, da anhand dieser Größe die verpflichtende Einhaltung vorgegebener Spannungsbänder überprüft werden kann [17, S. 13]. Die separate Betrachtung des Phasenwinkels der Spannung ist im Gegensatz dazu nur schwer zu deuten, weswegen eine konkrete Verwendung, zumindest in der Mittel- und Niederspannung, zum aktuellen Zeitpunkt nicht vorgesehen ist.

Aus Sicht des Netzbetreibers ist neben dem Spannungsbetrag auch das Wissen über die Betriebsmittelauslastung entscheidend. Zur Abschätzung werden hierfür im Allgemeinen die Zweigströme verwendet. Da diese in keinem der in dieser Arbeit betrachteten Netzgebiete gemessen werden, ist ein direkter Vergleich mit den berechneten Werten nicht möglich. Im ersten Schritt werden daher die Schätzfehler der Knotenstrombeträge an den Knoten i nach Gleichung (5.2) ermittelt.

$$E_{i,|I|} = \frac{|I|_{i,VNzs} - |I|_{i,Messung}}{|I|_{i,Messung,Maximum}} \quad (5.2)$$

Wie bei den Knotenspannungen gilt auch hier, dass lediglich die Strombeträge von den Messgeräten erfasst werden. Infolgedessen erfolgt die Betrachtung der Schätzfehler der Knotenströme in Bezug auf die Beträge. Die Differenz zwischen den berechneten und den gemessenen Knotenstrombeträgen wird dazu auf den maximal gemessenen Strombetrag des jeweiligen Knoten bezogen. Eine Normierung der Stromschätzfehler auf die Messwerte der einzelnen Zeitpunkte, wie es beim Spannungsschätzfehler nach Gleichung (5.1) durchgeführt wird, ist nicht geeignet. Die auftretenden Ströme liegen, im Gegensatz zu den Spannungen, nicht in einem definierten Band, sondern weisen mitunter eine sehr starke Schwankungsbreite auf. Somit kann bei der Normierung auf sehr kleine Strommesswerte ein hoher Fehler auftreten, was die Verhältnismä-

Bigkeit der einzelnen Schätzfehler verzerrt. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Normierung auf den thermischen Grenzstrom $I_{th,max}$ der Anschlussleitung des betrachteten Knotens. Da die thermischen Grenzströme $I_{th,max}$ jedoch deutlich größer sind als die auftretenden Ströme der in dieser Arbeit betrachteten Netzgebiete (vgl. Tabelle B.1 bzw. Tabelle B.2), ist auch hier von einer verzerrten Darstellung der Ergebnisse in die andere Richtung auszugehen. Aus den besagten Gründen ist ein Bezug der Stromschätzfehler auf die maximal gemessenen Ströme der einzelnen Knoten sinnvoll, da hierbei eine verzerrte Darstellung der Stromschätzfehler beschränkt und somit eine Vergleichbarkeit erreicht wird.

Die Betriebsmittelauslastungen werden auf Basis der Gleichung (5.3) bestimmt. Hierbei werden die durch das Netzmodell und die Zustandsvariablen errechneten Zweigstrombeträge zwischen den Knoten i und j auf die entsprechenden thermischen Grenzströme $I_{th,max}$ der jeweiligen Betriebsmittel bezogen, um somit eine anteilige Auslastung zu ermitteln. Auch wenn die meisten Betriebsmittel aufgrund ihrer thermischen Trägheit kurzfristigen Überlastungen standhalten können, stellt der thermische Grenzstrom die maximale Auslastungsgrenze der Betriebsmittel in der vorliegenden Arbeit dar.

$$A_{ij,|\underline{I}|} = \frac{|\underline{I}|_{ij,VNzs}}{I_{th,max}} \quad (5.3)$$

Die angestrebten Schätzgenauigkeiten der Bewertungskriterien wurden nach Rücksprache mit Netzbetreibern festgelegt. Für die Schätzfehler des Spannungsbetrages $E_{i,|\underline{U}|}$ ist ein Toleranzbereich für die Ergebnisse der VNzs von $\pm 1\%$ Abweichung zum Messwert einzuhalten. Der Toleranzbereich für die Schätzfehler des Strombetrages $E_{i,|\underline{I}|}$ wird auf $\pm 10\%$ Abweichung zum Messwert bezogen auf den maximal gemessenen Strombetrag festgelegt.

5.3 Ausgangszustand

Der reguläre Systemzustand der in dieser Arbeit betrachteten Netzgebiete wird auf Basis des Ausgangszustandes beschrieben. Der Ausgangszustand umfasst dabei einerseits die Annahme eines fehlerfreien Netzmodells, wie es in Abschnitt 4.1 beschrieben ist. Dabei wird vorausgesetzt, dass sowohl die Topologie aufgrund der festgelegten Trennstellen, als auch die Betriebsmitteldaten korrekt sind. Eine Überprüfung der Topologie kann durch die Verifikation der Schalterstellung an den Trennstellen durchgeführt werden. Die Validierung der Betriebsmitteldaten hingegen gestaltet sich deutlich aufwendiger. Die messtechnische Erfassung der Betriebsmittelimpedanzen bspw. ist im laufenden Betrieb nicht möglich. Aus diesem Grund werden die Komponentenmodelle der Leitungen aus Abschnitt 3.8.2 mit den beim VNB hinterlegten Betriebsmitteldaten parametrisiert. Die Transformatoraten hingegen werden auf Basis der Typenschilder sowie der Stufenstellungen verifiziert. Andererseits geht der Ausgangszustand, abhängig von der Jahreszeit, sowie der Wetersituation, von einem für die betrachteten Netzgebiete üblichen Last- und Einspeiseverhalten aus. Der so definierte Ausgangszustand repräsentiert somit den Normalbetrieb der betrachteten

Netzgebiete, in denen weder Topologieänderungen, abnormale Last- und Einspeisesituationen noch etwaige Fehler durch Kurzschlüsse, Erdkurzschlüsse oder Erdschlüsse auftreten.

Der Konzeptnachweis mit den einhergehenden Auswertungen der Schätzgenauigkeit findet nachfolgend für zwei Netzlabore statt. Beide Netzgebiete liegen im Versorgungsgebiet der Netze BW GmbH und werden im Folgenden näher erläutert.

5.4 Netzlabor Freiamt²¹

Das Netzlabor Freiamt²² der Netze BW GmbH besteht aus einem Mittelspannungsabgang, der sich durch eine sehr hohe Stromerzeugung aus DEA abhebt. Das ländlich geprägte Netzgebiet wird daher von der Netze BW GmbH für diverse Untersuchungen innovativer Betriebsmittel und Betriebskonzepte herangezogen. Auch das durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie²³ im Rahmen der Initiative „Zukunftsfähige Stromnetze“²⁴ geförderte Forschungsprojekt „grid-control“²⁵ verwendet das Netzlabor, um das im Projekt entwickelte Verfahren für die Minimierung des Netzausbaus und der Abregelung von Anlagen sowie die intelligente Steuerung von Stromverbrauchern und Speichern unter realen Rahmenbedingungen zu testen. Ein Ziel des Projektes war es, im Falle von systemkritischen Netzzuständen mithilfe von Lastflussregelungsmethoden an Referenzknoten, Kapazitätsmanagement und die Koordination spannungshaltender Maßnahmen einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Um dies umsetzen zu können, müssen die Lastflüsse und Betriebsmittelauslastungen im Verteilnetz überwacht werden. Aus diesem Grund wurde im Rahmen dieses Projektes die Möglichkeit gegeben, eine VNZS für die Mittelspannungsebene zu implementieren.

5.4.1 Beschreibung des Netzgebietes

Die Gemeinde Freiamt, in der sich das Netzlabor befindet, liegt im mittleren Schwarzwald und gehört zum Landkreis Emmendingen. Abbildung 5.2 zeigt die geografische Lage des Netzlabors anhand einer Baden-Württemberg-Karte. Bei dem Netzlabor handelt es sich um einen 20-kV Mittelspannungsabgang, in dem insgesamt 48 Knotenpunkte über 47 Leitungen verbunden sind. Die Gesamtleitungslänge beläuft sich auf ca. 26,6 km, wobei das minimal auftretende Leitungsstück 0,028 km und das maximal auftretende Leitungsstück 1,83 km beträgt. Das R/X-Verhältnis des gesamten Labornetzes ist ohmsch geprägt und beläuft sich auf 1,39. Insgesamt werden im Mittelspannungsabgang 927 Haushalte, 78 Landwirtschaften und 81 Gewerbe mit einem Jahresenergieverbrauch von ca. 2,78 GWh und einer maximalen Verbraucherleistung von ca. 3,16 MW versorgt. Demgegenüber stehen 198 PVA mit einer installierten Leistung von 2,68 MW

²¹Die Inhalte in diesem Abschnitt sind in Teilen sinngemäß aus den Veröffentlichungen des Autors dieser Dissertation übernommen [98], [99]. Die verwiesenen Quellen sind eigene Beiträge des Autors.

²²Internet: <https://www.netze-bw.de/unsernetz/innovationen/netzlabor-freiamt>, Stand: 21.05.2019.

²³Internet: <https://www.bmwi.de/Navigation/DE/Home/home.html>, Stand: 21.05.2019.

²⁴Internet: <https://forschung-stromnetze.info>, Stand: 21.05.2019.

²⁵Internet: <http://projekt-grid-control.de>, Stand: 21.05.2019.

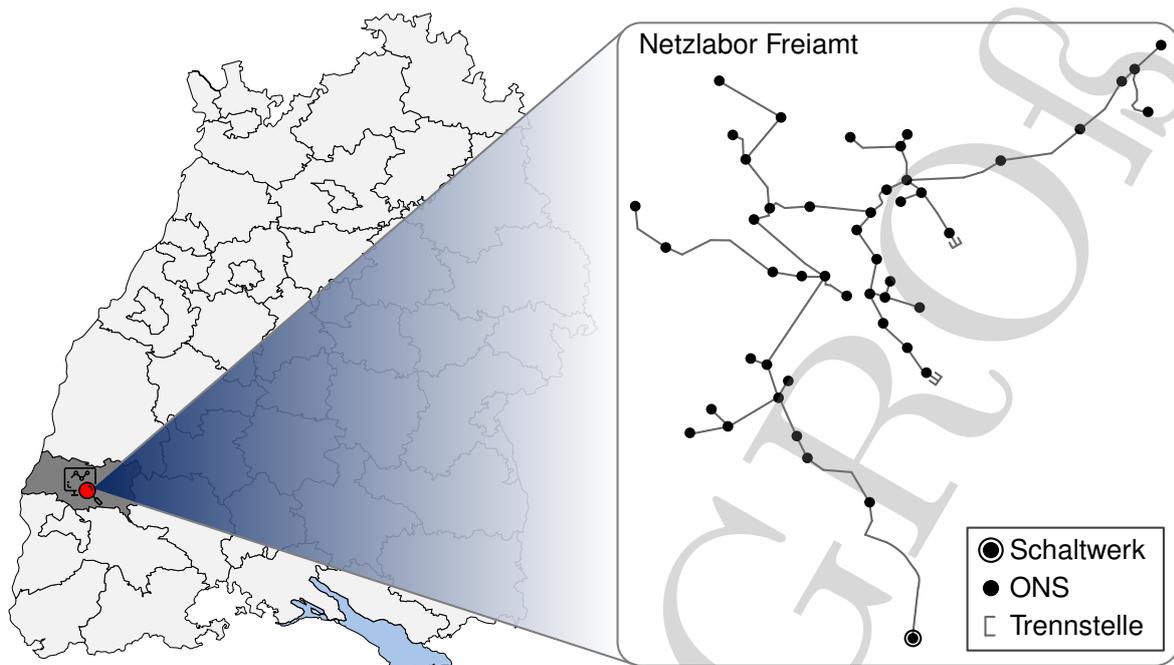


Abbildung 5.2: Baden-Württemberg-Karte zur geografischen Einordnung des Netzlabor Freiamt

sowie 1 WEA mit einer installierten Leistung von 1,8 MW, in Form von DEA, mit einer Jahresenergieerzeugung von ca. 4,5 GWh²⁶. Eine Besonderheit des Netzlabor liegt in der nahezu flächendeckenden Messwerterfassung. 33 der insgesamt 41 versorgten ONS werden an der Niederspannungssammelschiene der Ortsnetztransformatoren (ONT) gemessen. Dies entspricht einer Messabdeckung von ca. 80%. Hierzu wurde das Netzlabor mit Sensorik zur Vermessung der ONS und mit Telekommunikationstechnik (Hybridlösung aus Long Term Evolution (LTE) und Breitband-Powerline (BPL)) ertüchtigt. Die wichtigsten messtechnisch erfassten elektrischen Größen sind hierbei der Spannungsbetrag, der Strombetrag sowie die Wirk- und Blindleistung mit Richtungsinformation. Alle Größen werden für alle drei Phasen erfasst. Die Messwerterfassung hat eine zeitliche Auflösung von einer Minute. Die ONS bzw. Transformatoren, die nicht mit Messtechnik ausgestattet wurden, sind entweder Kundenanlagen, die nicht im Besitz der Netze BW GmbH sind oder Stationen, bei denen aufgrund der baulichen Gegebenheiten die Installation einer Messeinrichtung nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand hätte realisiert werden können.

5.4.2 Analyse der Schätzgenauigkeit

Zur Verdeutlichung, in welchem Umfang eine Analyse zur Bestimmung der Schätzgenauigkeit auf Basis der zur Verfügung stehenden Messdaten durchgeführt werden kann, zeigt Abbildung 5.3 den Unterschied zwischen der konventionellen Analyse zu der in dieser Arbeit angewendeten Analyse. Wie bereits in Abschnitt 2.6 beschrieben, wurden bisherige Studien i. d. R. anhand von Fallbeispielen, basierend auf Testnetzzenarien analysiert, da rechenfähige Netzmodell nicht

²⁶Der Ausbauzustand des Netzlabor sowie die Angaben zu den Energien und Leistungen beziehen sich auf das Jahr 2018.

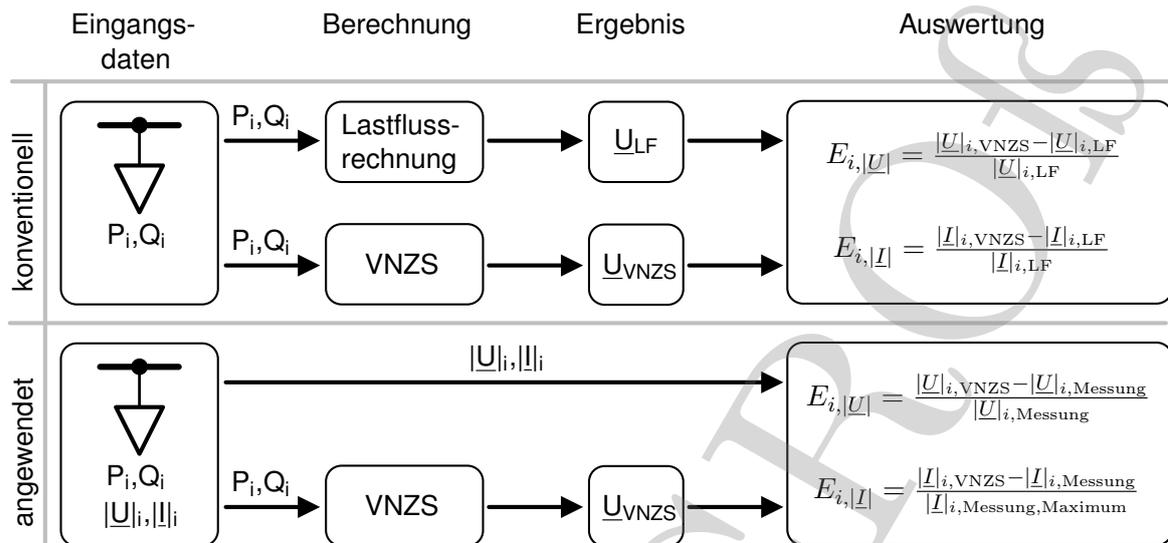


Abbildung 5.3: Vergleich der Analyseverfahren zur Bestimmung der Schätzgenauigkeit

zur Verfügung standen [100], [101, S. 242]. Für den Fall, dass ein rechenfähiges Netzmodell zu einem realen Netzgebiet vorhanden ist, stehen für gewöhnlich keine Messdaten zur Verfügung, welche den Knoten im Netzgebiet zugeordnet werden können [103, S. 1930]. Dies ist mitunter der Grund, weshalb die Bestimmung der Schätzgenauigkeit anhand des in Abbildung 5.3 dargestellten konventionellen Analyseverfahrens durchgeführt wird. Da zu den Wirk- und Blindleistungswerten der Eingangsdaten meist keine passenden Spannungs- bzw. Strommesswerte vorhanden sind, müssen diese durch die Lastflussrechnung ermittelt werden. Hierbei werden die Eingangsdaten der Wirk- und Blindleistungswerte verwendet, um anhand einer Lastflussrechnung einen Basisfall beruhend auf den ermittelten Zustandsvariablen zu beschreiben. Dieselben Eingangsdaten werden verwendet, um parallel den wahrscheinlichsten Systemzustand anhand der VNzs zu bestimmen. Der Vergleich der beiden Simulationsergebnisse hat grundsätzlich den Vorteil, dass eine Analyse der Schätzgenauigkeit anhand der Zustandsvariablen berechneten Ergebnisse durchgeführt werden kann. Jedoch erfolgt bei diesem Vorgehen kein Vergleich der Validierungsgrößen zur Festlegung der Schätzgenauigkeit mit realen Messdaten.

Im Vergleich zum konventionellen Verfahren wird in der vorliegenden Arbeit die Analyse der Schätzgenauigkeit auf Basis des Vergleichs des durch die VNzs ermittelten Systemzustandes mit realen Messwerten durchgeführt. Zunächst werden, genau wie beim konventionellen Ansatz, die Wirk- und Blindleistungswerte für die Bestimmung der Zustandsvariablen und des daraus resultierenden wahrscheinlichsten Systemzustandes verwendet. Eine Ermittlung der Validierungsgrößen durch eine Lastflussrechnung ist bei den in dieser Arbeit betrachteten Netzgebieten nicht notwendig, da die erfassten Messdaten konkret einem Knoten zugeordnet werden können und darüber hinaus neben den Wirk- und Blindleistungswerten auch die dazugehörigen Spannungs- und Strombeträge vorliegen. Die Validierung kann somit, im Gegensatz zur konventionellen Analyseverfahren, in Bezug auf reale Messdaten vorgenommen werden. Auch wenn lediglich die Betragswerte von Spannung und Strom durch die Messwerte gegeben sind und somit eine vollständige Analyse der

komplexen Validierungsgrößen reduziert wird, ist eine Validierung in Bezug auf real gemessene Größen zu bevorzugen, da die durch die Wirk- und Blindleistung ermittelten Spannungs- und Stromwerte unabhängig von den gemessenen Spannungs- und Stromwerten sind und somit eine qualitative Aussage getroffen werden kann.

5.4.2.1 Simulationszeiträume

Der in Abbildung 5.1 dargestellte Gesamtablauf der VNZS beruht auf einer kontinuierlichen Ermittlung des Systemzustandes. Dabei stützt sich die Struktur auf eine zeitreihenbasierte Berechnung, welche jedoch nicht auf die schnelle Berechnung einer großen Anzahl an Zeitschritten ausgelegt ist. Aufgrund der minütlichen Zeitauflösung der Messdaten ist eine vollständige Jahressimulation in Bezug auf die Rechenzeit nicht realisierbar, da hierfür 525.600 Zeitschritte zu berechnen sind. Infolgedessen werden Simulationen im Zeitraum von einer Woche durchgeführt, wobei sich die Anzahl der zu simulierenden Zeitschritte auf 10.080 reduziert. Die Schätzgenauigkeit sollte unabhängig von saisonaler oder wetterbedingter Beeinflussung der Last- und Einspeisesituation eine konstante Güte aufweisen. Aufgrund dessen werden die saisonalen Einflüsse anhand der beiden Betrachtungszeiträume aus Tabelle 5.1 untersucht. Während dieser Zeiträume liegt im betrachteten Netzgebiet der Normalschaltzustand vor.

5.4.2.2 Schätzgenauigkeit bei Verwendung realer Messwerte

Zunächst erfolgt im Rahmen der Auswertung eine Verifizierung der Schätzgenauigkeit unter der Annahme, dass an den Messpunkten im betrachteten Netzgebiet reale Messwerte als Eingangsdaten für die VNZS zur Verfügung stehen. Dieses Simulationsszenario entspricht dem in Abschnitt 5.3 beschriebenen Ausgangszustand für den betrachteten Mittelspannungsabgang. Abbildung 5.4 zeigt das Knoten-Zweig-Modell des Netzlabors Freiamt sowie die Parametrierung der einzelnen Knoten mit den entsprechenden Eingangsdaten. Am Schaltwerk wird eine reale Spannungsmessung vorgegeben. Die ONS, welche mit Messtechnik ausgestattet sind, werden durch die blau eingefärbten Fünfecke gekennzeichnet. An ihnen werden die gemessenen Wirk- und Blindleistungswerte angesetzt. Die ONS bzw. Kundenanlagen, die keine Messeinrichtung aufweisen, sind durch die schwarzen Punkte kenntlich gemacht und werden grundsätzlich mit entsprechenden Pseudomesswerten, wie in Abschnitt 4.4 beschrieben, nachgebildet. Die WEA wird mittels Lastgangmessung berücksichtigt. In diesem Fall ergibt sich durch das Verhältnis der gemessenen zu den nicht gemessenen ONS ein Durchdringungsgrad an realen Messpunkten

Tabelle 5.1: Betrachtungszeiträume aus dem Jahr 2018 zur simulativen Auswertung der VNZS im Netzlabor Freiamt

	Höchster Lastbezug im Netzgebiet	Höchste Einspeisung im Netzgebiet
Tag	27.02.2018	25.06.2018
Woche	26.02.2018 - 04.03.2018	25.06.2018 - 01.07.2018

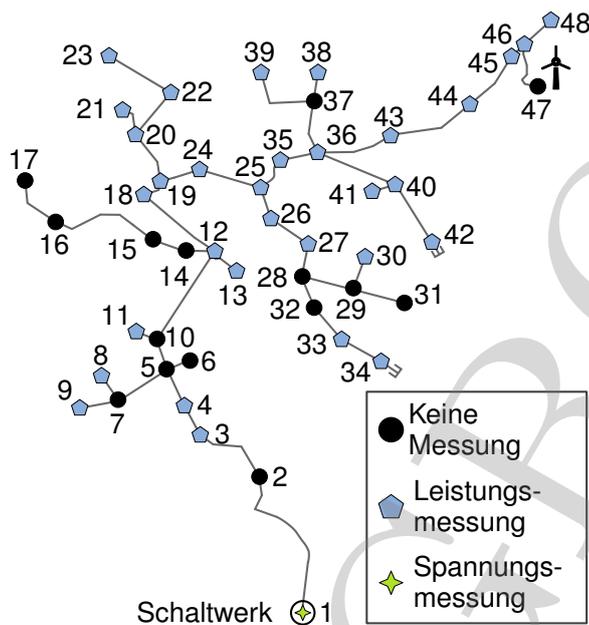


Abbildung 5.4: Netzlabor Freiamt parametrisiert mit realen Messwerten als Eingangsdaten für die VNZS

von 80%.

Schätzgenauigkeit des Spannungsbetrages

Abbildung 5.5a zeigt das Ergebnis für die Auswertung der Spannungsschätzfehler in der Woche des höchsten Lastbezuges im Netzgebiet für alle drei Phasen. Auf der Abszisse sind die Schätzfehler des Spannungsbetrages aller gemessener ONS nach Gleichung (5.1) in p. u. dargestellt. Die Ordinate gibt die relative Auftrittshäufigkeit der einzelnen Spannungsschätzfehler in Prozent wieder. Sechs der insgesamt 33 gemessenen ONS werden aus der Betrachtung entfernt, da diese entweder regelbare ONS sind, zu denen die Stufenstellungen der einzelnen Zeitpunkte nicht bekannt sind, oder ONS sind, zu denen keine Informationen vorliegen. Die Kurven der einzelnen Phasen basieren auf den minütlichen Messwerten und repräsentieren somit jeweils ca. 272.000 Datenpunkte. Der graue Balken in Abbildung 5.5a markiert den in Abschnitt 5.2 definierten Toleranzbereich der Schätzgüte für die Spannung von $\pm 1\%$ Abweichung vom Messwert. Die Prozentangaben je Phase in der Legende geben Auskunft über die Anzahl der Abweichungen innerhalb des Toleranzbereiches. Im betrachteten Zeitraum des höchsten Lastbezuges liegen demnach ca. 80% der Spannungsschätzfehler je Phase außerhalb des Toleranzbereiches. Des Weiteren ist in der Textbox der Schätzfehlerbereich anhand der minimalen negativen bzw. der maximalen positiven Abweichung gegeben. Das angegebene Datum sowie die aufgelistete ONS beziehen sich auf den minimalen negativen bzw. den maximalen positiven Schätzfehler. Im vorliegenden Fall tritt somit der maximale Schätzfehler von $-0,088$ p. u. am 27.02.2018 um 05:56 Uhr an der ONS 1 auf. Abbildung 5.5b zeigt das Ergebnis der Auswertung für den Spannungsschätzfehler im Zeitraum der höchsten Einspeisung. Hierbei liegen ca. 65% der Fehler je Phase außerhalb des Toleranzbereiches. Der minimale Spannungsschätzfehler liegt bei $-0,079$ p. u. und tritt an der

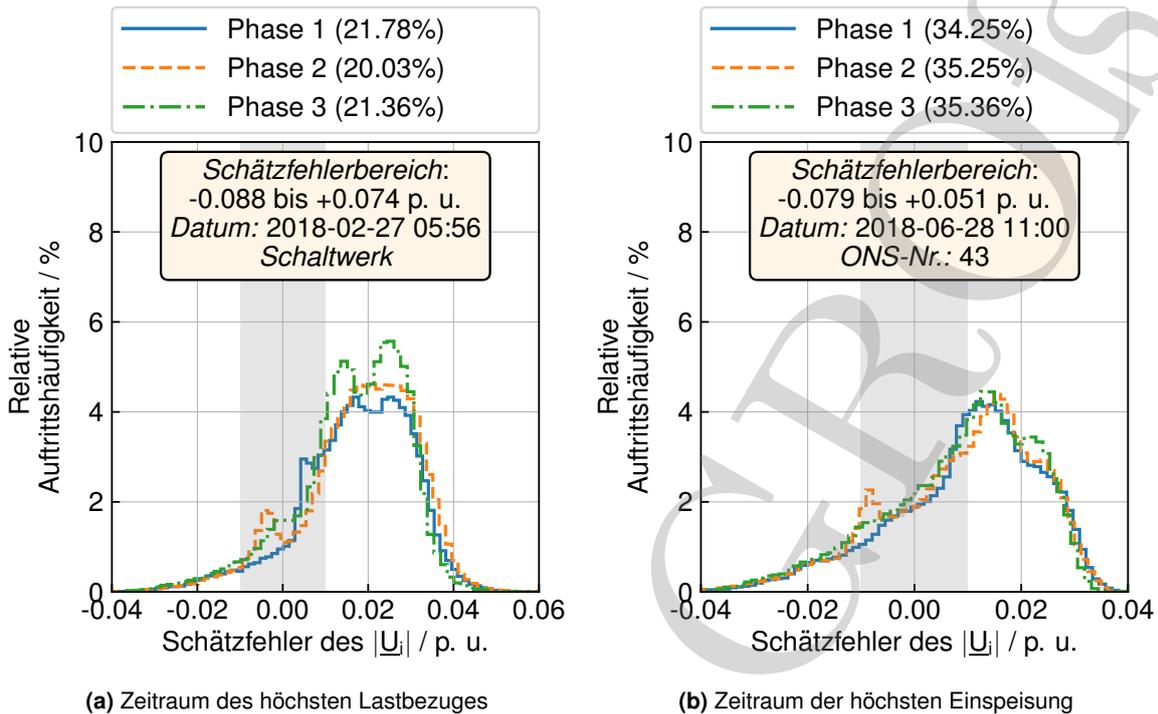


Abbildung 5.5: Netzlabor Freiamt - Relative Auftretshäufigkeit des Schätzfehlers des Spannungsbetrages für reale Messwerte als Eingangsdaten für die VNZS

ONS 43 am 28.06.2018 um 11:00 Uhr auf.

Zur Bewertung der Schätzfehler des Spannungsbetrages an den einzelnen Knoten zeigen die Abbildungen 5.6a und 5.6b den Vergleich der Schätzgenauigkeit an allen gemessenen ONS abhängig vom Betrachtungszeitraum. Auf der Abszisse sind die Nummern der gemessenen ONS aus Abbildung 5.4 aufgetragen, wobei die nicht gemessenen sowie die sechs nicht betrachteten ONS nicht dargestellt sind, weswegen die Nummerierung nicht durchgängig ist. Die Ordinate gibt den Schätzfehler des Spannungsbetrages in Prozent wieder. Die dargestellten Boxplots beschreiben anhand der schwarzen Box den Interquartilsabstand, in dem sich 50% aller Werte befinden, welche durch den Median (orangener Balken) geteilt werden. Die minimalen negativen sowie die maximalen positiven Schätzfehler werden durch die blau gestrichelten Whisker verdeutlicht. Zusätzlich dazu markieren die roten Kreuze den Bereich zwischen dem 1% und dem 99% Perzentil, in dem 98% aller Werte liegen. Im Vergleich der beiden Betrachtungszeiträume ergibt sich eine stärkere Schwankung der Schätzfehler im Zeitraum des höchsten Lastbezuges. In Bezug auf die Minima und Maxima der beiden Zeiträume ist in beiden Fällen eine Unterschätzung der Knotenspannungen durch die VNZS zu erkennen. Dies bedeutet, dass die errechneten Knotenspannungsbeträge kleiner sind, als die zu den jeweiligen Zeitpunkten gemessenen Beträge der Knotenspannungen.

In Anbetracht der Tatsache, dass die Eingangsdaten der VNZS aus den tatsächlich gemessenen

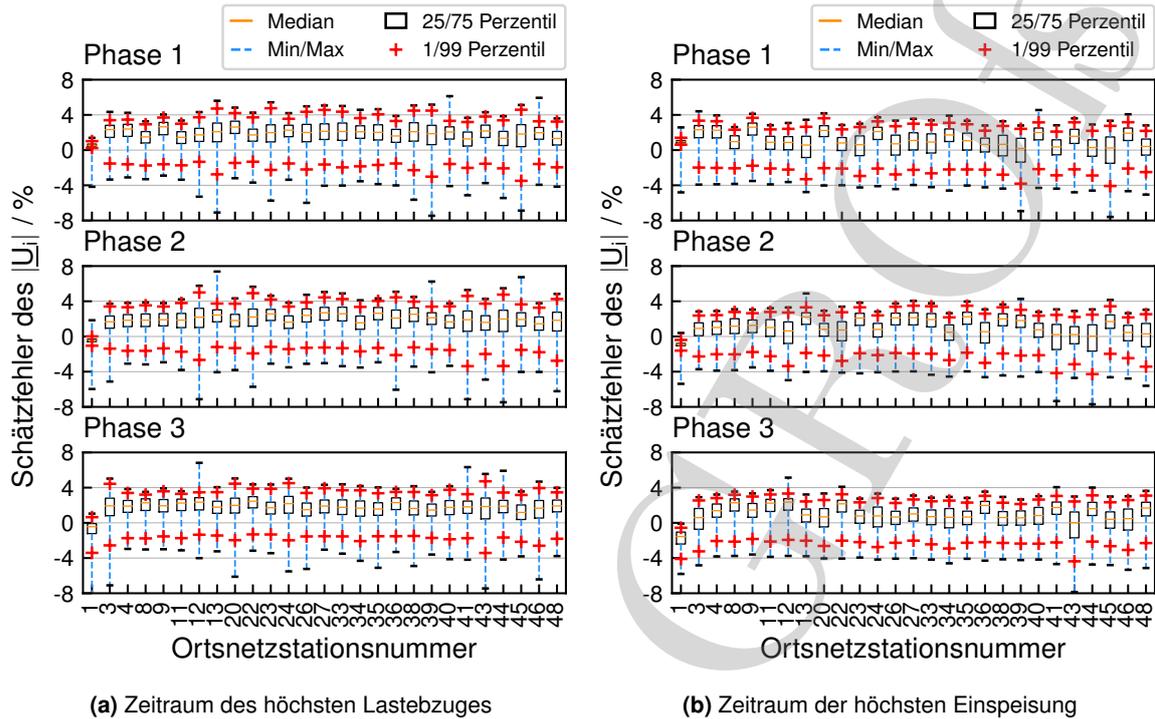


Abbildung 5.6: Netzlabor Freiamt - Boxplots der Schätzfehler der Spannungsbeträge an allen gemessenen ONS

Werten der einzelnen ONS bestehen, scheinen die bisher betrachteten Ergebnisse in Bezug auf die Güte unzureichend. Nach Rücksprache mit der Netze BW GmbH hat sich ergeben, dass die im Schaltwerk installierte Messeinrichtung bereits vorhanden war und nicht mit den übrigen Messpunkten im Netzlabor im Rahmen des Projektes „grid-control“ ertüchtigt wurde. Die Klasse der Spannungswandler sowie des Messgerätes ist nicht bekannt und da der Messabgriff auf Mittelspannungsseite erfolgt, ist ein Zugang zur Messeinrichtung im laufenden Betrieb nicht möglich. Aufgrund dessen kann eine Verifizierung der Messdaten aus dem Schaltwerk nicht vorgenommen werden. Deshalb wird für die weiterführende Analyse der Schätzgenauigkeit des Spannungsbetrages die erste gemessene ONS nach dem Schaltwerk als Slack-Knoten verwendet, was in Abbildung 5.7 dargestellt ist. Durch die Reduktion der betrachteten Knoten ändert sich das Verhältnis der gemessenen zu den nicht gemessenen ONS nicht, da sowohl ein gemessener Knoten als auch ein nicht gemessener Knoten aus der Betrachtung gestrichen werden. Die Durchdringung mit realen Messpunkten bleibt somit bei 80%.

Bei Vorgabe einer realen Spannungsmessung am neu definierten Slack-Knoten sowie der gemessenen Wirk- und Blindleistungswerte an den ONS, ergeben sich die Schätzfehler der Spannungsbeträge nach Abbildung 5.8. In der linken Grafik sind erneut die Schätzfehler der Spannungsbeträge der einzelnen Phasen im Zeitraum des höchsten Lastbezuges im Netzgebiet dargestellt. Im Vergleich zur Abbildung 5.5a ist ein deutlicher Anstieg der Schätzgenauigkeit zu erkennen. Dies resultiert zum einen durch die Verlagerung der Schätzfehler in den Toleranzbereich, wohingegen

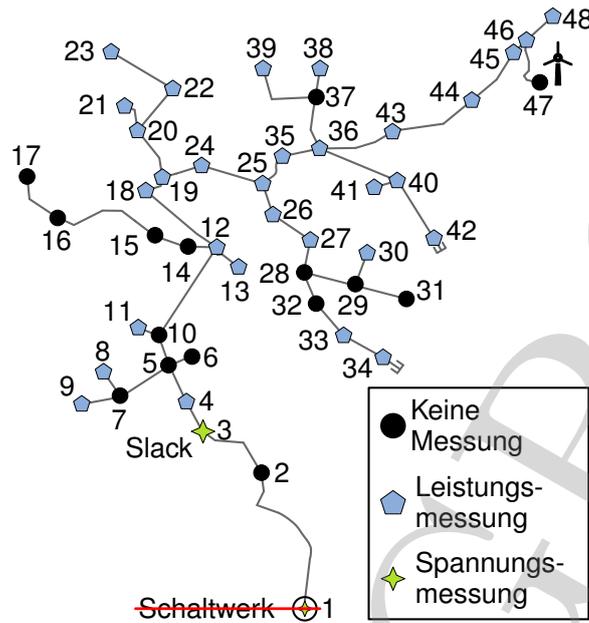


Abbildung 5.7: Netzlabor Freiamt parametrisiert mit realen Messwerten als Eingangsdaten für die VNZS und neuem Slack-Knoten

im Vergleich hierbei ca. 98% aller Schätzfehler je Phase eine Abweichung kleiner gleich $\pm 1\%$ zum Messwert aufweisen. Zum anderen reduzieren sich die maximalen positiven Schätzfehler auf $+0,030$ p. u., wohingegen der minimale negative Schätzfehler von $-0,089$ p. u. nahezu gleich bleibt. Ein weiterer Effekt, welcher durch die Verbesserung der Schätzgenauigkeit auftritt, ist die

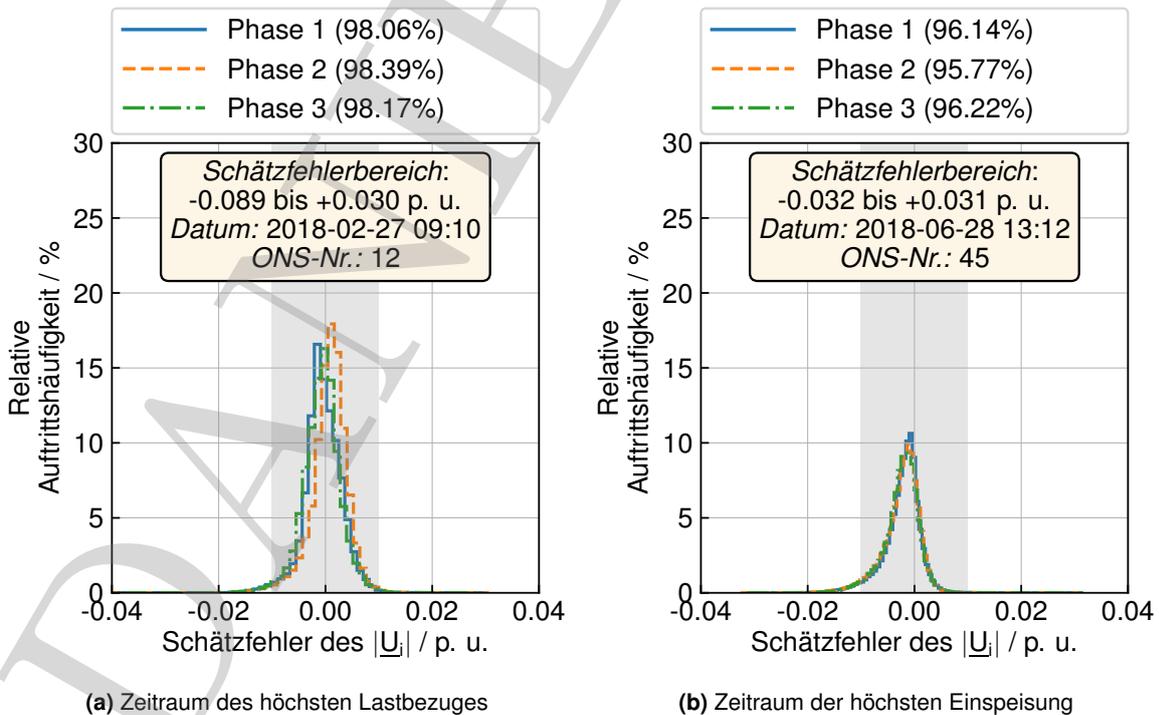


Abbildung 5.8: Netzlabor Freiamt - Relative Auftretshäufigkeit des Schätzfehlers des Spannungsbetrages für reale Messwerte als Eingangsdaten der VNZS

Erhöhung der Ausprägung der relativen Auftrittshäufigkeit innerhalb des Toleranzbereiches auf ca. 18%. Die rechte Grafik in Abbildung 5.8 zeigt das Ergebnis für die Berechnungen mit neuem Slack-Knoten im Zeitraum der größten Einspeisung. Auch hier ist eine klare Verbesserung der Schätzgenauigkeit im Vergleich zu Abbildung 5.5a erkennbar. Ca. 96% aller Schätzfehler je Phase liegen in diesem Fall innerhalb des Toleranzbereiches, was eine geringfügige Verschlechterung im Vergleich zu den Berechnungen im Zeitraum des höchsten Lastbezuges aus Abbildung 5.8a darstellt. Dies ist auch durch die reduzierte Ausprägung der relativen Auftrittshäufigkeit im Toleranzband ersichtlich, welche bei ca. 10% liegt. Bei den absoluten Schätzfehlern jedoch reduziert sich die minimale negative Abweichung auf -0.032 p. u.. Vergleicht man die Schätzfehler der einzelnen ONS in den beiden Betrachtungszeiträumen anhand der Grafiken in Abbildung 5.9, ist zu erkennen, dass die Interquartilsabstände der einzelnen Boxplots geringer ausgeprägt sind, als in den Grafiken in Abbildung 5.6. Dies bedeutet, dass eine Häufung der Schätzfehler um den Median herum und nahe Null auftritt. Sowohl im Zeitraum des höchsten Lastbezuges, als auch im Zeitraum der höchsten Einspeisung liegen die 1% bzw. 99% Perzentile im Vergleich zu den Grafiken aus Abbildung 5.6 nahe an den Interquartilsabständen der einzelnen Boxplots. Aufgrund des reduzierten Abstandes zwischen dem 1% und 99% Perzentils wird die Häufung der in diesem Bereich auftretenden Werte verdeutlicht, wodurch auch die Verbesserung der Schätzgenauigkeit durch die Verwendung des neuen Slack-Knotens ersichtlich wird. Nach wie vor treten die stärksten Schwankungen bei den Schätzfehlern der entsprechenden ONS innerhalb des Zeitraumes des größten Lastbezuges auf.

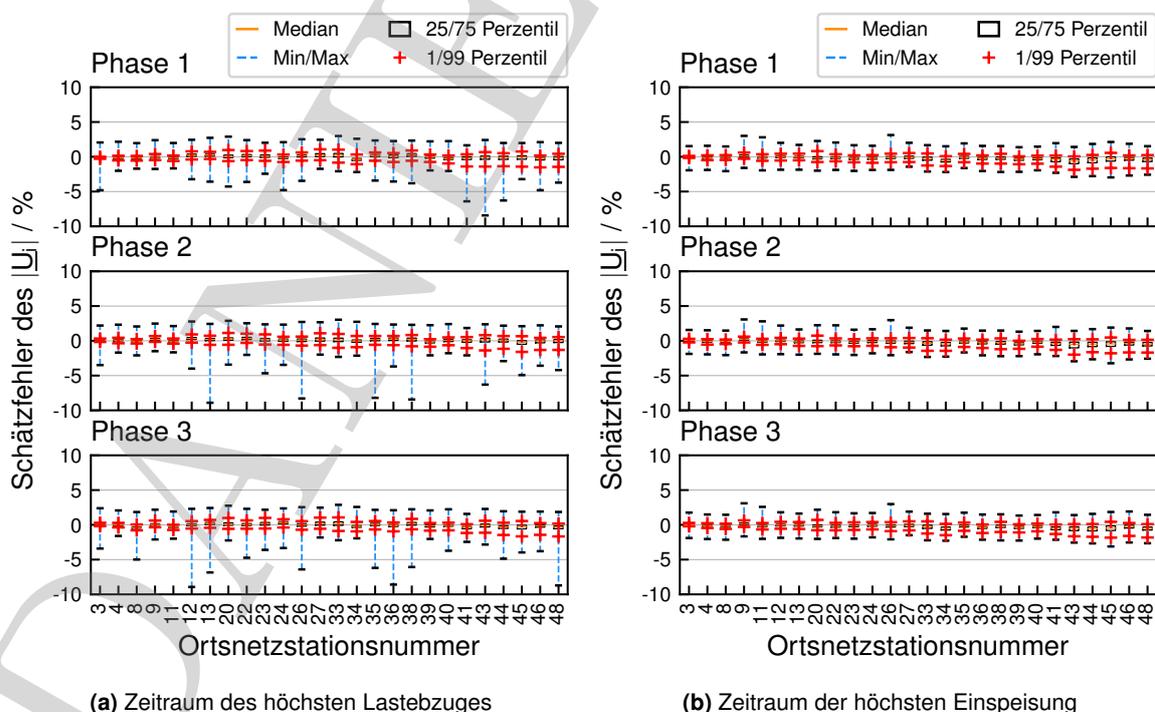


Abbildung 5.9: Netzlabor Freiamt - Boxplots der Schätzfehler der Spannungsbeträge an allen gemessenen ONS

Die bisherigen Ergebnisse zu den Schätzfehlern des Spannungsbetrages unter Verwendung realer Messwerte als Eingangsdaten für die VNZS bestätigen einerseits die Annahme, dass die Genauigkeit der im Schaltwerk erfassten Messwerte im Vergleich zu den in den ONS aufgezeichneten Messwerten unzureichend ist. Andererseits zeigt sich auf Basis der bisherigen Analysen eine Differenzierung in Bezug auf die Schätzgenauigkeit zu den einzelnen Betrachtungszeiträumen. Dahingehend zeigt sich, dass im Zeitraum des höchsten Lastbezuges tendenziell die höheren Schätzfehler bei der Ermittlung des Spannungsbetrages zu erwarten sind, wodurch in diesem Zeitraum von einer verringerten Güte der VNZS ausgegangen werden muss. Angesichts der bisherigen Erkenntnisse werden für die weiterführenden Analysen folgende Annahmen getroffen: Die Messdaten aus dem Schaltwerk werden aufgrund mangelnder Genauigkeit nicht verwendet. Infolge des größeren Schätzfehlerbereiches der Spannungsbeträge im Zeitraum des höchsten Lastbezuges, wird dieser als Betrachtungszeitraum für die weiterführenden Analysen zu Grunde gelegt, um eine Worst-Case-Abschätzung vornehmen zu können.

Schätzgenauigkeit des Strombetrages

Die Analyse der Schätzgenauigkeit des Strombetrages erfolgt anhand der Rahmenbedingungen wie in Abbildung 5.7 dargestellt. Am Slack-Knoten wird die gemessene Spannung und an den ONS mit Messeinrichtung werden die erfassten Wirk- und Blindleistungswerte vorgegeben. Die nicht gemessenen ONS werden durch Pseudomesswerte nachgebildet. Somit entsprechen die dieser Auswertung zugrundeliegenden Zustandsvariablen denjenigen, welche zur Berechnung der Schätzfehler des Spannungsbetrages in Abbildung 5.8a verwendet werden. Darüber hinaus werden aufgrund fehlerhafter Strommesswerte zwei weitere ONS aus der Analyse herausgenommen. Ferner können die Strommesswerte des neu definierten Slack-Knotens mit den berechneten Werten nicht verglichen werden, da die berechneten ein- bzw. ausgespeisten Ströme am Slack-Knoten den gesamten Stromfluss des Netzlabors entsprechen. Real wird an dieser Stelle jedoch lediglich der Strombezug bzw. die Stromabgabe des unterlagerten ONS gemessen, wodurch ein Vergleich nicht möglich ist.

Abbildung 5.10a zeigt das Ergebnis für die Auswertung der Stromschätzfehler in der Woche des höchsten Lastbezuges im Netzgebiet für alle drei Phasen. Auf der Abszisse sind die Schätzfehler des Strombetrages der betrachteten gemessenen ONS nach Gleichung (5.2) in p. u. dargestellt. Die Ordinate gibt die relative Auftrittshäufigkeit der einzelnen Stromschätzfehler in Prozent wieder. Da der zeitliche Verlauf von Stromwerten einen deutlich volatileren Charakter aufweist als bei Spannungswerten (vgl. hierzu Abbildung B.3 und Abbildung B.4 in Anhang [B]), treten extreme Ausreißer bei den Stromschätzfehlern selten, jedoch stärker ausgeprägt auf, als dies bei den Spannungsschätzfehlern der Fall ist. Um einer verzerrten Darstellung aufgrund der seltenen extremen Ausreißer vorzubeugen, wird der Wertebereich zwischen dem 1% und 99% Perzentil, in dem 98% aller Stromschätzfehler liegen, für die Auswertungen verwendet. Infolgedessen reduziert sich die Darstellung des vollständigen Wertebereiches um 2% je ONS pro Woche, was bei 10.080 betrachteten Zeitpunkten ca. 200 Werten entspricht, die unterhalb des 1% bzw. oberhalb des 99% Perzentils liegen. In Bezug auf die in Abschnitt 5.2 definierte maximale Abweichung

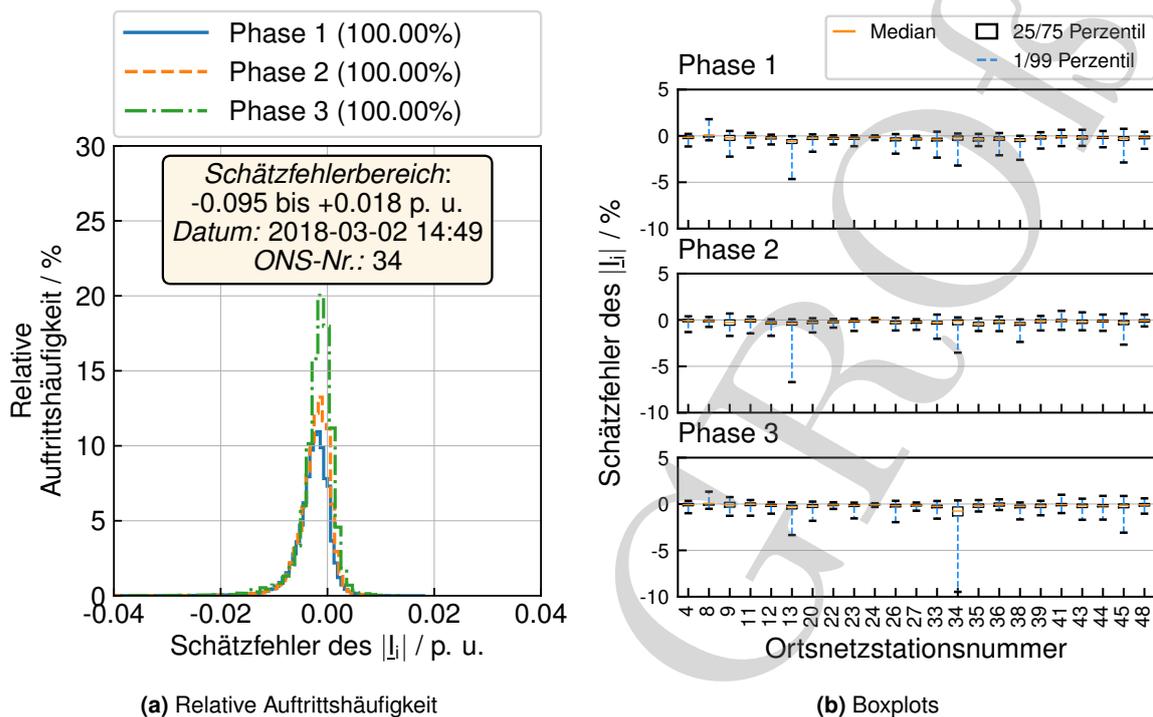


Abbildung 5.10: Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages für reale Messwerte als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

von $\pm 10\%$ vom Strommesswert, bezogen auf den maximal auftretenden Strommesswert, liegen 100% der Stromschätzfehler für alle Phasen während des betrachteten Zeitraumes innerhalb des Toleranzbereiches. Die unterschiedlichen Ausprägungen der relativen Auftrittshäufigkeiten bei den einzelnen Phasen deuten auf eine unsymmetrische Belastung im Zeitraum des höchsten Lastbezuges hin. Der angegebene Schätzfehlerbereich in Abbildung 5.10a wurde ebenfalls aus dem Wertebereich zwischen dem 1% und 99% Perzentil ermittelt, wobei der minimale negative Stromschätzfehler an der ONS 34 mit -0.095 p. u. auftritt.

In Abbildung 5.10b werden die Stromschätzfehler der einzelnen ONS anhand von Boxplots dargestellt. Auf der Abszisse sind die Nummern der betrachteten ONS in Anlehnung an Abbildung 5.4 aufgetragen, wobei die nicht gemessenen sowie die nicht betrachteten ONS nicht dargestellt sind, weswegen die Nummerierung nicht durchgängig ist. Die Ordinate gibt den Schätzfehler des Strombetrages in Prozent wieder. Die dargestellten Boxplots beschreiben den Interquartilsabstand, in dem sich 50% aller Schätzfehler befinden, anhand der schwarzen Box, welche durch den Median (orangefarbener Balken) geteilt werden. Der Wertebereich zwischen dem 1% und 99% Perzentil wird durch die blau gestrichelten Whisker dargestellt. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Stromschätzfehler an den betrachteten ONS sehr klein sind. Einerseits lässt sich dies aus dem geringen Interquartilsabstand ableiten, welcher verdeutlicht, dass die Streuung der Abweichungen an allen ONS in diesem Wertebereich sehr klein ist und sich der Median nahezu immer um Null herum befindet. Andererseits liegen mit wenigen Ausnahmen die 1% und 99% Perzentile sehr nahe an den 25% bzw. 75% Perzentilen, was ebenfalls für eine geringe Streuung im restlichen

Wertebereich spricht und damit die hohe Güte der durch die VNZS berechneten Stromwerte widerspiegelt.

Leitungsauslastung

Die Leitungsauslastungen werden auf Basis berechneter Zweigströme ermittelt. Da eine Messung der Zweigströme nicht vorliegt, kann eine Bewertung der Schätzgenauigkeit, analog zu den Knotenspannungsbeträgen bzw. Knotenstrombeträgen, nicht durchgeführt werden. Um dennoch eine Abschätzung der Güte der VNZS in Bezug auf die Betriebsmittelauslastungen vornehmen zu können, werden die ermittelten Schätzfehler der Knotenstrombeträge im gleichen Maße als Schätzfehler für die Zweigströme angesetzt. Die Grundlage für diese Annahme liegt in der Berechnung der Knoten- bzw. Zweigströme. Sowohl die Knotenströme (vgl. Gleichungen F.5 und F.6) als auch die Zweigströme (vgl. F.7 und F.8) werden auf Basis der Einträge aus der KAM sowie den durch die VNZS berechneten Knotenspannungen, den Zustandsvariablen, ermittelt. Da die Einträge der KAM konstant sind, hängen die Knoten- bzw. Zweigströme ausschließlich von den ermittelten Knotenspannungen ab. Auch wenn sich, je nach Betriebsmittel, die Zweigströme aus mehreren Knotenströmen zusammensetzen, fließen lediglich die Schätzfehler der Knotenspannungen in die Berechnung ein. Unter der Voraussetzung, dass die betrachtete Topologie korrekt ist, wird angenommen, dass die Schätzfehler der Knotenstrombeträge eine ähnliche Größenordnung aufweisen, wie die der Zweigstrombeträge.

Abbildung 5.11 zeigt die Interpretation der Leitungsauslastung unter Verwendung der Schätzfehler. Unter der Annahme, dass der thermische Grenzstrom die maximale Auslastungsgrenze der Leitung definiert, ist bei exakter Kenntnis der Zweigströme durch Messungen eine Belastung der Leitung bis zur roten gestrichelten Auslastungsgrenze möglich, ohne dabei die Leitung zu

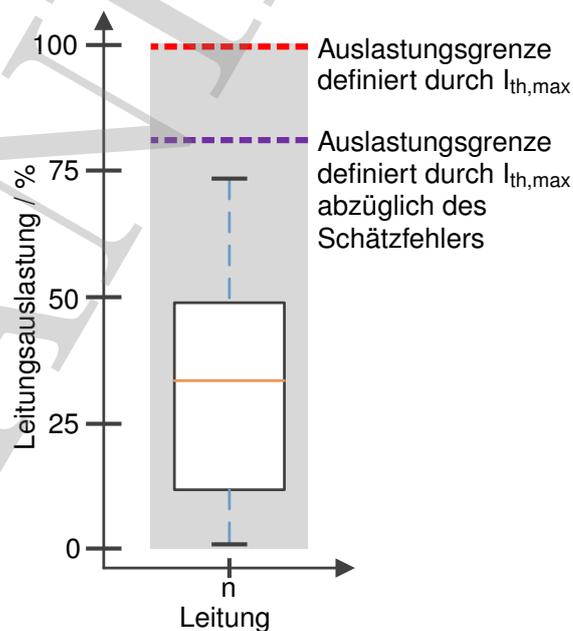


Abbildung 5.11: Exemplarische Leitungsauslastung unter Verwendung von Schätzfehlern

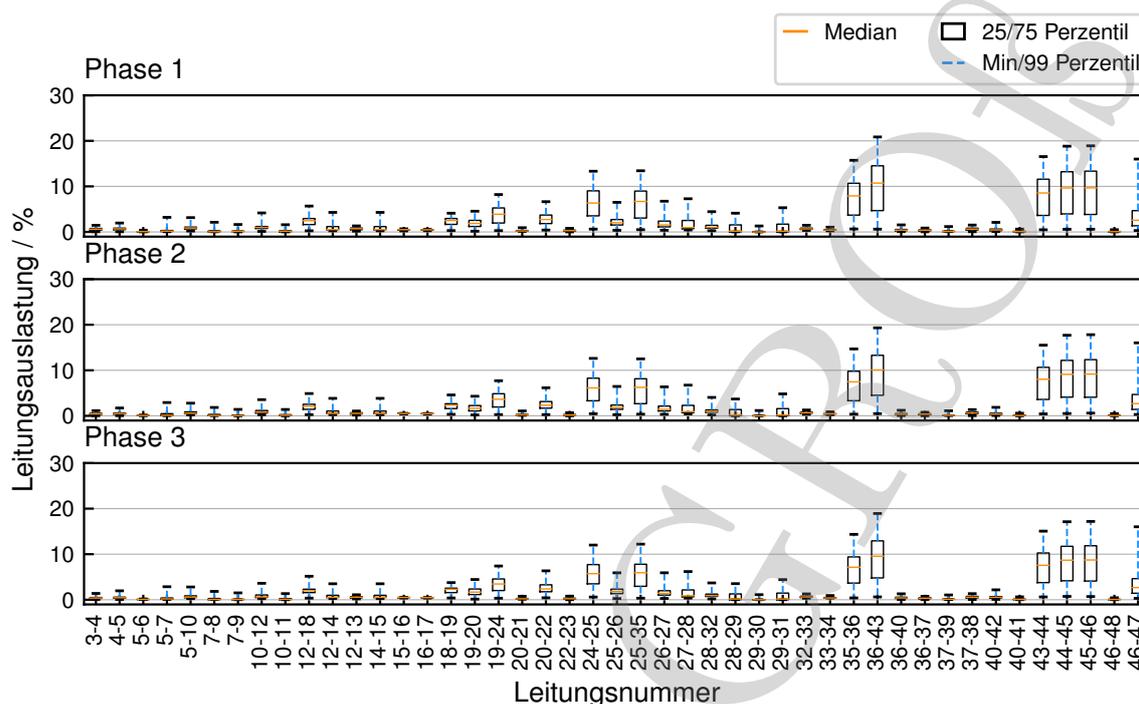


Abbildung 5.12: Netzlabor Freiamt - Leitungsauslastungen für reale Messwerte als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

überlasten. Werden die Zweigströme auf Basis der VNZS ermittelt, muss der Schätzfehler bei der Auslastungsbewertung berücksichtigt werden, um eine Überlastung zu verhindern. Die Auslastungsgrenze reduziert sich dabei um die Größenordnung der auftretenden Schätzfehler und ist in Abbildung 5.11 durch die lila gestrichelte Linie dargestellt. Der Sicherheitsbereich zur Kompensation des Schätzfehlers orientiert sich für alle Leitungen am maximal auftretenden Schätzfehler der Knotenstrombeträge. Für den vorliegenden Fall, bei Verwendung realer Messwerte als Eingangsdaten für die VNZS, ergibt sich ein Reduktionsfaktor von 10%. In Bezug auf Abbildung 5.11 bedeutet dies, dass eine maximale Auslastung von 90% nicht überschritten werden darf, um unter Berücksichtigung der Schätzfehler eine Überlastung der Leitung zu verhindern. Abbildung 5.12 zeigt die Leitungsauslastungen im betrachteten Netzgebiet Freiamt bei Verwendung realer Messdaten als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges. Die maximal auftretende Leitungsauslastung liegt bei ca. 22%.

5.4.2.3 Schätzgenauigkeit bei Verwendung synthetischer Profile als Pseudomesswerte

Im nächsten Schritt erfolgt im Rahmen der Auswertung eine Verifizierung der Schätzgenauigkeit unter der Annahme, dass an den Messpunkten im betrachteten Netzgebiet Pseudomesswerte basierend auf den synthetischen Profilen aus Abschnitt 4.4 als Eingangsdaten für die VNZS zur Verfügung stehen. Abbildung 5.13 zeigt das Knoten-Zweig-Modell des Netzlabors Freiamt sowie die Parametrierung der einzelnen Knoten mit den entsprechenden Eingangsdaten. Am Slack-Knoten wird eine reale Spannungsmessung vorgegeben. Im betrachteten Fall werden an

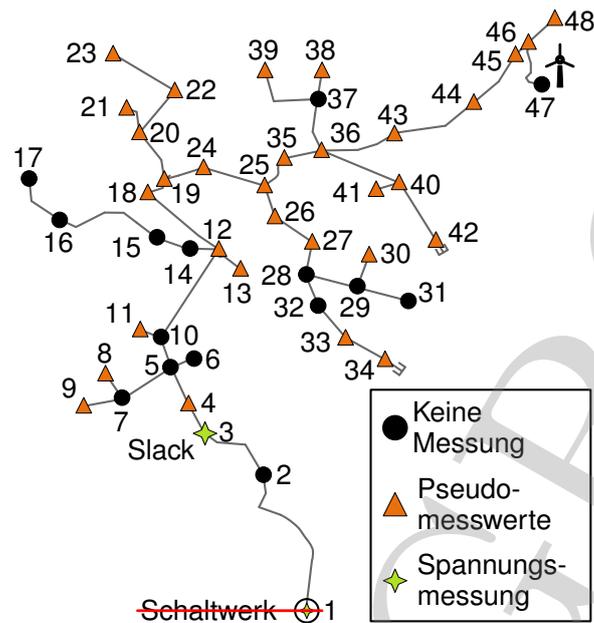


Abbildung 5.13: Netzlabor Freiamt parametrisiert mit Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte als Eingangsdaten für die VNZS und neuem Slack-Knoten

allen ONS, mit und ohne Messeinrichtung, die angepassten synthetischen Last- und Einspeiseprofile aus Abschnitt 4.4 angesetzt und als Eingangsdaten der VNZS vorgegeben. Die ONS bzw. Kundenanlagen, die keine Messeinrichtung aufweisen, sind durch die schwarzen Punkte kenntlich gemacht. Die ONS, welche für die Auswertung herangezogen werden, sind durch die orange eingefärbten Dreiecke gekennzeichnet und entsprechen den ONS mit Messeinrichtung. Im betrachteten Fall wird somit für die Bestimmung des Systemzustandes durch die VNZS lediglich eine reale Messung angesetzt, was einem Durchdringungsgrad an Messstellen von 2% entspricht.

Schätzgenauigkeit des Spannungsbetrages

Bei Vorgabe einer realen Spannungsmessung am neu definierten Slack-Knoten sowie synthetischer Wirk- und Blindleistungswerte als Pseudomesswerte an den ONS, ergeben sich die Schätzfehler der Spannungsbeträge wie in Abbildung 5.14 dargestellt. Die linke Grafik stellt die Schätzfehler der Spannungsbeträge der einzelnen Phasen im Zeitraum des höchsten Lastbezuges im Netzgebiet anhand der relativen Auftrittshäufigkeit dar. Ca. 98% aller Schätzfehler je Phase liegen innerhalb des grau markierten Toleranzbereiches und weisen somit eine Abweichung kleiner gleich $\pm 1\%$ zum Messwert auf. Dieser Wert deckt sich mit dem Ergebnis bei Verwendung realer Messdaten. Die maximale Ausprägung der relativen Auftrittshäufigkeit liegt für alle drei Phasen bei ca. 9%. Im Vergleich zu den Schätzfehlern der Spannungsbeträge bei Verwendung realer Wirk- und Blindleistungsmesswerte als Eingangsdaten für die VNZS aus Abbildung 5.8a ist die Anzahl der Abweichungen innerhalb des Toleranzbandes vergleichbar, wohingegen die Ausprägung der relativen Auftrittshäufigkeit im Vergleich mit ca. 18% um die Hälfte niedriger ausfällt. Die minimalen negativen bzw. die maximalen positiven Schätzfehler liegen im Bereich

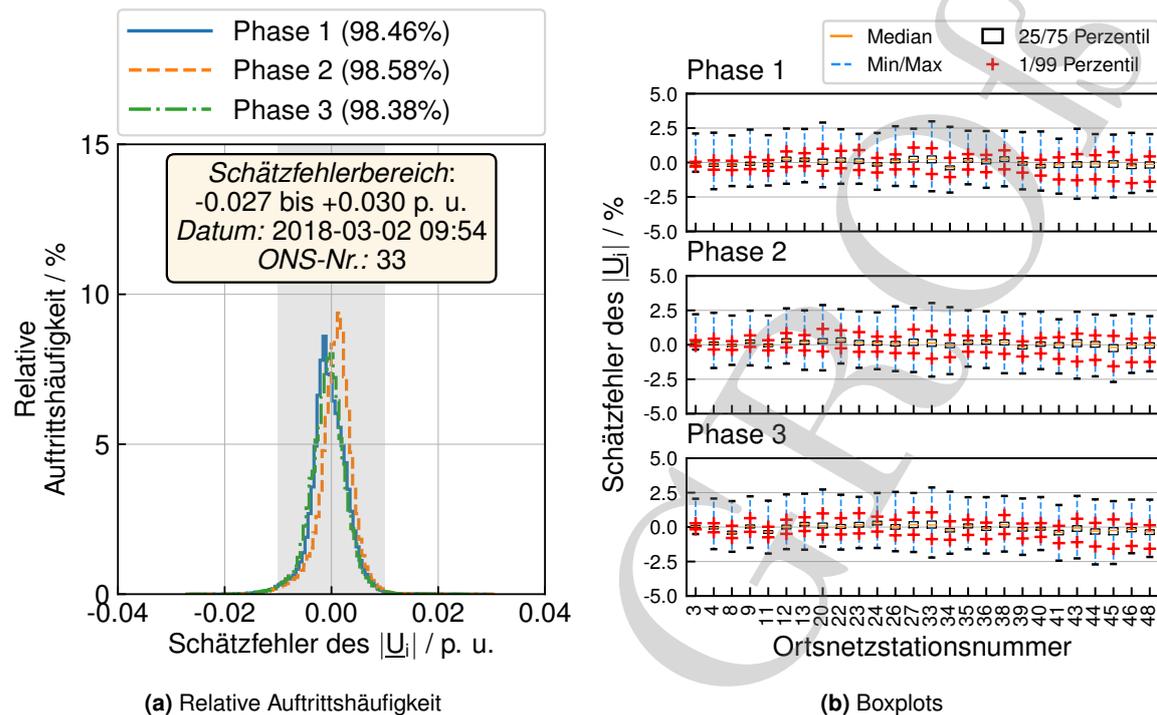


Abbildung 5.14: Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

zwischen $-0,027$ und $+0,030$ p. u. und haben sich somit im Vergleich zum Schätzfehlerbereich in Abbildung 5.8a in beiden Fällen verringert. Dies bestätigt sich auch durch die Betrachtung der Boxplots zu den Schätzfehlern der Spannungsbeträge in Abbildung 5.14b. Im Vergleich zu den Schätzfehlern der Spannungsbeträge an den einzelnen ONS in Abbildung 5.9a zeigt sich durch die Verwendung der synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte an mehreren ONS eine Verringerung der maximal auftretenden Schätzfehler der Spannungsbeträge. Dies ist auf die Gewichtung der einzelnen Eingangsdatentypen zurückzuführen. Reale Messwerte werden mit den Genauigkeiten der Messgeräte bei der Berechnung der Zustandsvariablen berücksichtigt. Hierbei haben die realen Wirk- und Blindleistungsmessungen einen großen Einfluss auf die Berechnung der Zustandsvariablen. Treten hierbei inkonsistente Messwerte auf, führt dies zu stärkeren Abweichungen bei der Fehlerberechnung, da die ermittelten Zustandsvariablen (komplexe Knotenspannungen) nicht zu den gemessene Spannungsbeträgen passen. Diese Zeitpunkte treten nur vereinzelt auf, was durch die geringe Auftrittswahrscheinlichkeit dieser Schätzfehlerbereiche ersichtlich wird (vgl. Abbildung 5.8a), sind aber dennoch für einige ONS in Abbildung 5.9a erkennbar. Die synthetischen Pseudomesswerte hingegen, werden mit den definierten Abweichungen nach Tabelle 4.3 bei der Berechnung der ZV berücksichtigt. Lediglich der Vorgabewert am Slack-Knoten ist ein realer Spannungsmesswert. Bei der Berechnung der Zustandsvariablen stützt sich die VNZS, aufgrund der Gewichtung, stärker auf den Spannungsmesswert am Slack-Knoten als auf die Pseudomesswerte, wodurch die vorgegebenen synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte eine geringere Auswirkung auf die Berechnung der Zustandsvariablen haben. Dies hat zur Folge,

dass die minimalen bzw. maximalen Abweichungen reduziert werden, jedoch die Genauigkeit der berechneten Zustandsvariablen innerhalb des Toleranzbandes deutlich verringert ist, als bei Verwendung realer gemessener Wirk- und Blindleistungswerte. Dies wird durch die Betrachtung der berechneten Knotenstrombeträge im nachfolgenden Abschnitt ersichtlich.

Die Interquartilsabstände der einzelnen Boxplots sind nach wie vor sehr gering ausgeprägt und die Mediane liegen in allen Fällen um Null herum verteilt. Die 1% bzw. 99% Perzentile liegen sehr nahe an den Interquartilsabständen, was die Häufung der Schätzfehler im Toleranzbereich in Abbildung 5.14a erklärt.

Schätzgenauigkeit des Strombetrages

Die Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge unter Verwendung synthetischer Wirk- und Blindleistungswerte als Pseudomesswerte an den ONS sowie einer realen Spannungsmessung am Slack-Knoten, ist in Abbildung 5.15 dargestellt. Im Vergleich zu den Schätzfehlern der Knotenstrombeträge bei Verwendung real gemessener Wirk- und Blindleistungswerte in Abbildung 5.10 ist eine deutliche Verschlechterung der Schätzgüte ersichtlich. Der Schätzfehlerbereich erstreckt sich von -0.858 bis 0.497 p. u., wobei für alle drei Phasen lediglich ca. 50% der Schätzfehler im grau markierten Toleranzbereich liegen, welcher eine maximale Abweichung von $\pm 10\%$ vom Strommesswert, bezogen auf den maximal auftretenden Strommesswert, definiert. Die Reduktion der Schätzgüte wird auch bei der Betrachtung der Schätzfehler an den einzelnen ONS in

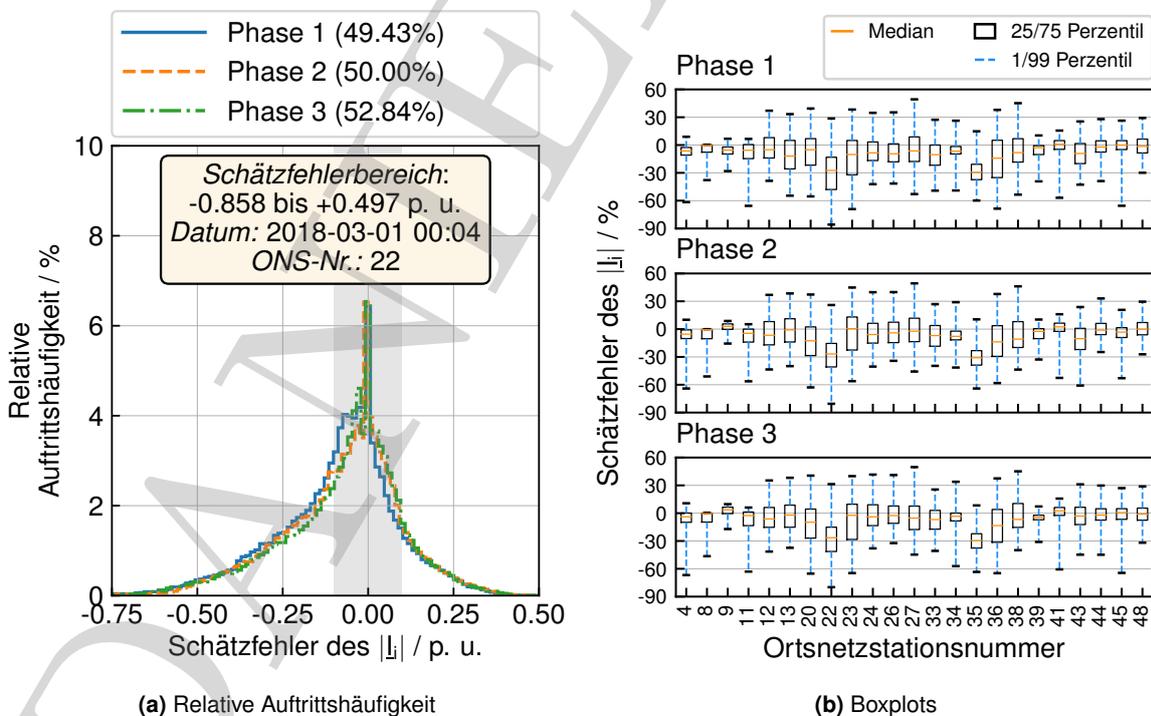


Abbildung 5.15: Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Last- und Einspeiseprofilen als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

Abbildung 5.15b deutlich. Die Interquartilsabstände der einzelnen Boxplots liegen deutlich weiter auseinander als bei den Boxplots in Abbildung 5.10b, wobei die Mediane stärker von Null abweichen. Der Wertebereich zwischen dem 1% und 99% Perzentil weist bei allen ONS im Vergleich zu Abbildung 5.10b eine größere Streuung auf und bestätigt die reduzierte Anzahl an Schätzfehlern im Toleranzbereich. Der Grund für die stark ausgeprägten Schätzfehler liegt in der Wirk- und Blindleistungsnachbildung durch die Pseudomesswerte auf Basis der synthetischen Profile. Wie in Abschnitt 4.4 beschrieben, stimmen die Verläufe der erstellten Wirkleistungsprofile tendenziell mit den gemessenen Wirkleistungswerten überein, treffen die Werte aus den Messdaten in den einzelnen Zeitschritten jedoch nicht exakt. Dies wiederum wirkt sich auch auf die Bestimmung der synthetischen Blindleistungswerte aus, welche auf Basis eines konstanten $\cos(\varphi)$ aus den Wirkleistungswerten berechnet werden. In Kombination mit der starken Volatilität aufgrund der minütlichen Zeitauflösung führt dies zu den teilweise hohen Abweichungen zwischen den berechneten und den gemessenen Knotenstrombeträgen.

Leitungsauslastung

Die auftretenden Leitungsauslastungen liegen im betrachteten Fall nach Abbildung 5.16 in derselben Größenordnung wie bei der Verwendung realer Messwerte als Eingangsdaten für die VNZS in Abbildung 5.12.

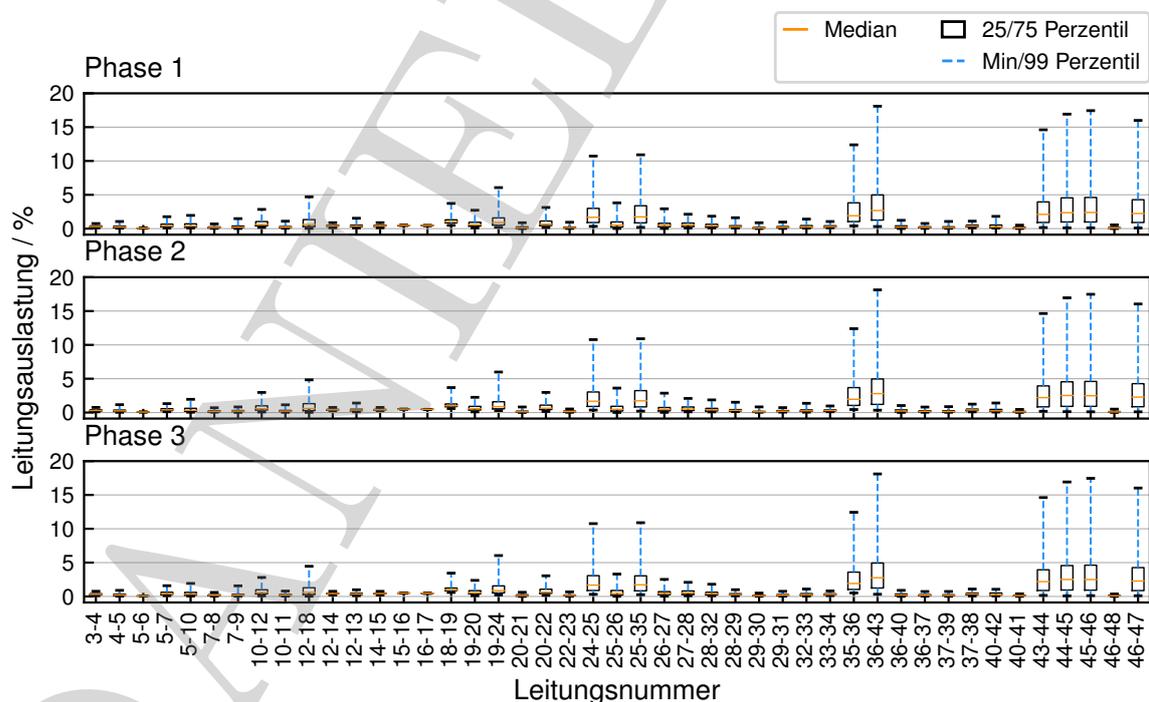


Abbildung 5.16: Netzlabor Freiamt - Leitungsauslastungen bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Last- und Einspeiseprofilen als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

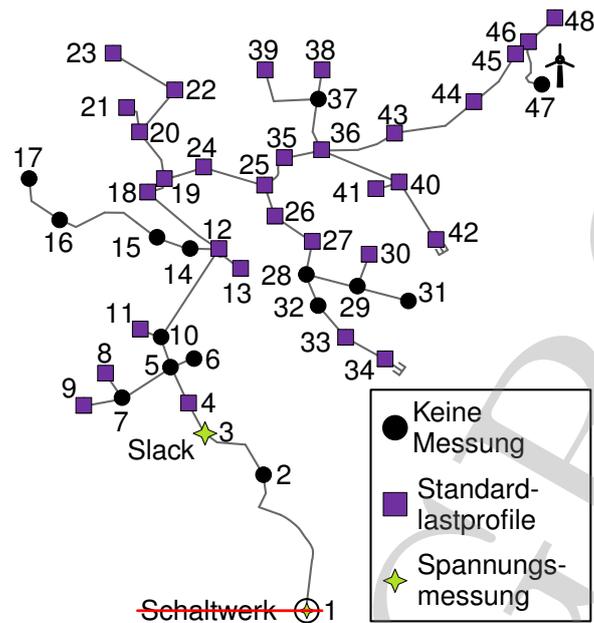


Abbildung 5.17: Netzlabor Freiamt parametrierung mit Pseudomesdaten basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten für die VNZS und neuem Slack-Knoten

5.4.2.4 Schätzgenauigkeit bei Verwendung von Standardlastprofilen als Pseudomeswerte

Abschließend erfolgt im Rahmen der Auswertung eine Verifizierung der Schätzgenauigkeit unter der Annahme, dass an den Messpunkten im betrachteten Netzgebiet Pseudomeswerte basierend auf Standardlastprofilen (vgl. Abschnitt 4.2.3) als Eingangsdaten für die VNZS zur Verfügung stehen. Für diesen Fall werden Last- und Einspeisepprofile für die Wirkleistung anhand derselben Informationen, wie für die Generierung der synthetischen Last- und Einspeisepprofile aus Abschnitt 4.4, basierend auf SLP erstellt. Die dazugehörigen Blindleistungsprofile werden ebenfalls, wie bei den synthetischen Last- und Einspeisepprofilen, mittels eines konstanten $\cos(\varphi)$ aus den Wirkleistungswerten berechnet. Abbildung 5.17 zeigt das Knoten-Zweig-Modell des Netzlabors Freiamt, sowie die Parametrierung der einzelnen Knoten mit den entsprechenden Eingangsdaten. Am Schaltwerk wird eine reale Spannungsmessung vorgegeben. Im betrachteten Fall werden an allen ONS, mit und ohne Messeinrichtung, die angepassten SLP angesetzt und als Eingangsdaten der VNZS vorgegeben. Die ONS bzw. Kundenanlagen, die keine Messeinrichtung aufweisen, sind durch die schwarzen Punkte kenntlich gemacht. Die ONS, welche für die Auswertung herangezogen werden, sind durch die lila eingefärbten Rechtecke gekennzeichnet und entsprechen den ONS mit Messeinrichtung. Im betrachteten Fall wird somit für die Bestimmung des Systemzustandes durch die VNZS lediglich eine reale Messung angesetzt, was einer Durchdringung an Messstellen von 2% entspricht.

Schätzgenauigkeit des Spannungsbetrages

Abbildung 5.18 zeigt die Schätzgenauigkeit der Spannungsbeträge bei Vorgabe angepasster SLP an den ONS, sowie einer realen Spannungsmessung am neu definierten Slack-Knoten. Die

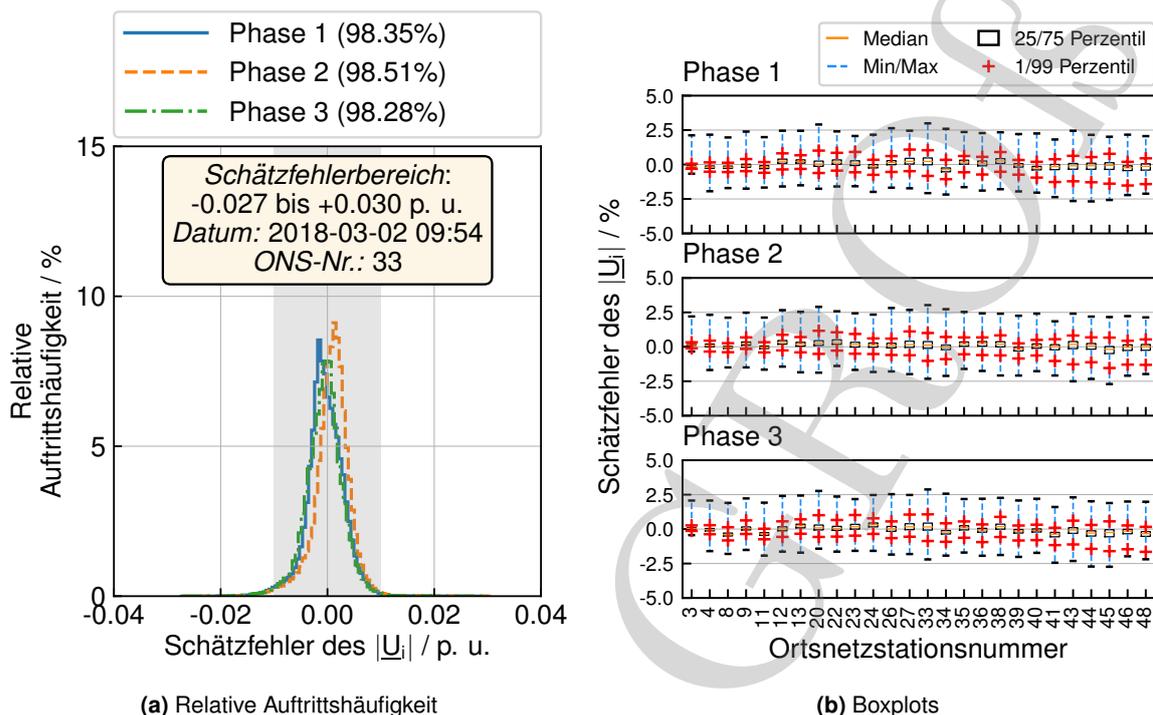


Abbildung 5.18: Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

linke Grafik stellt die Schätzfehler der Spannungsbeträge der einzelnen Phasen im Zeitraum des höchsten Lastbezuges im Netzgebiet anhand der relativen Auftrittshäufigkeit dar. Ca. 98% aller Schätzfehler je Phase liegen innerhalb des grau markierten Toleranzbereiches und weisen somit eine Abweichung kleiner gleich $\pm 1\%$ vom Messwert auf. Dieser Wert deckt sich sowohl mit den Ergebnissen bei Verwendung realer Messwerte, als auch bei Vorgabe der synthetischen Last- und Einspeiseprofile. Der Schätzfehlerbereich indessen ist bei Verwendung von SLP im Vergleich zu den beiden vorherigen Ergebnissen aus Abbildung 5.8a und Abbildung 5.14a geringer ausgeprägt und reicht von $-0,027$ bis $0,030$ p. u.. Die maximale Ausprägung der relativen Auftrittshäufigkeit liegt bei ca. 9% und ist damit in derselben Größenordnung wie bei der Verwendung synthetischer Pseudomesswerte. Dies deutet darauf hin, dass die Schätzfehler innerhalb des Toleranzbereiches größer werden, jedoch die Anzahl an Schätzfehlern im Toleranzbereich annähernd gleich bleibt. Diese Annahme wird auch durch die Boxplots der einzelnen ONS in Abbildung 5.18b bestätigt.

Schätzgenauigkeit des Strombetrages

Die Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge unter Verwendung von Wirk- und Blindleistungswerten basierend auf SLP als Pseudomesswerte an den ONS, sowie einer realen Spannungsmessung am Slack-Knoten sind in Abbildung 5.19 dargestellt. Im Vergleich zu den relativen Auftrittshäufigkeiten der Schätzfehler der Knotenstrombeträge bei Verwendung real gemessener Wirk- und Blindleistungswerte in Abbildung 5.10a ist eine deutliche Verschlechterung der Schätzgüte ersichtlich. Auch im Vergleich zu den relativen Auftrittshäufigkeiten der Schätzfehler der

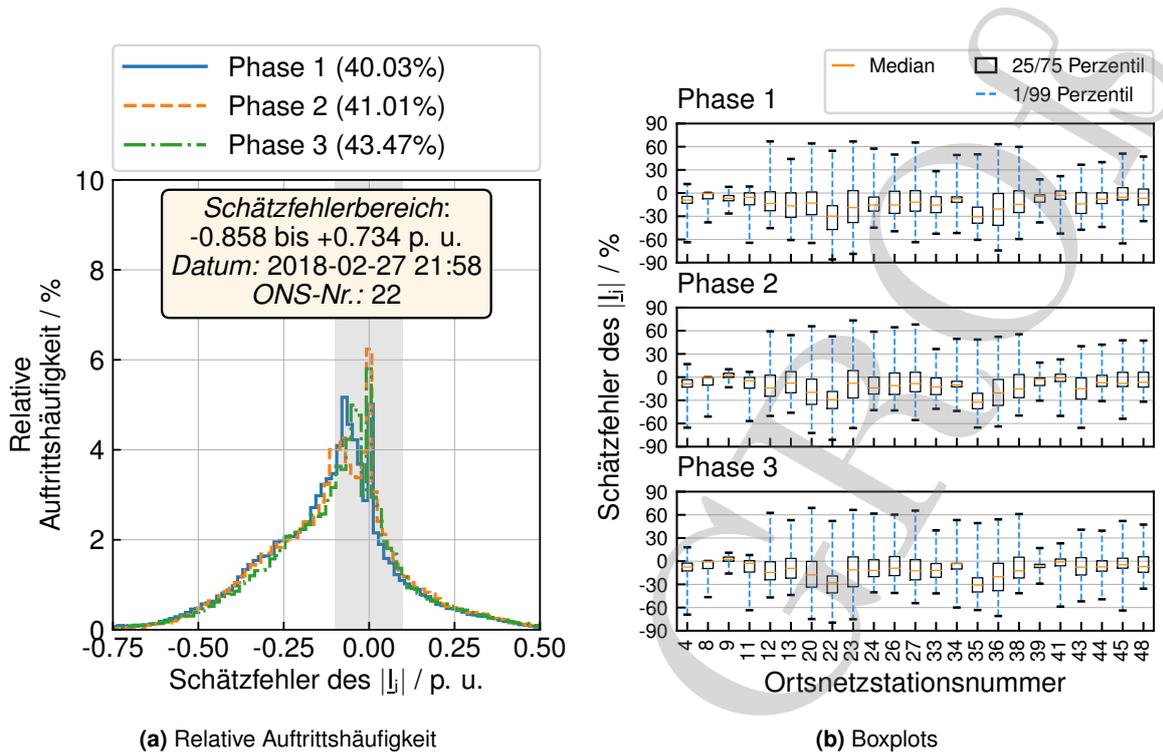


Abbildung 5.19: Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages für Pseudomesswerte basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

Knotenstrombeträge bei Verwendung synthetischer Last- und Einspeiseprofile in Abbildung 5.15b ist die Reduzierung der Schätzgüte ersichtlich. Der Schätzfehlerbereich im vorliegenden Fall erstreckt sich von -0.858 bis 0.734 p. u., wobei für alle drei Phasen lediglich ca. 40% der Schätzfehler im grau markierten Toleranzbereich liegen, welcher eine maximale Abweichung von $\pm 10\%$ vom Strommesswert, bezogen auf den maximal auftretenden Strommesswert, definiert. Die Reduktion der Schätzgüte wird auch bei der Betrachtung der Schätzfehler an den einzelnen ONS in Abbildung 5.19b deutlich. Die Interquartilsabstände der einzelnen Boxplots liegen deutlich weiter auseinander als bei den Boxplots in Abbildung 5.10b, wobei die Mediane stärker von Null abweichen. Der Wertebereich zwischen dem 1% und 99% Perzentil weist bei allen ONS im Vergleich zu Abbildung 5.10b eine größere Streuung auf und bestätigen die reduzierte Anzahl an Schätzfehlern im Toleranzbereich. Im Vergleich zu den Schätzfehlern bei Verwendung synthetischer Last- und Einspeiseprofile in Abbildung 5.15b ist die größere Streuung des Wertebereiches zwischen dem 1% und 99% Perzentil ersichtlich. Grund für die Abweichungen ist, wie bei den Ergebnissen unter Verwendung synthetischer Last- und Einspeiseprofile, die nicht exakte Nachbildung der Wirk- und Blindleistungswerte zu den einzelnen Zeitpunkten.

Leitungsauslastung

Abbildung 5.20 zeigt die Auslastungen der Leitungen bei Verwendung von Wirk- und Blindleistungswerten basierend auf SLP als Pseudomesswerte an den ONS, sowie einer realen Spannungsmessung am Slack-Knoten. Während bei der Verwendung synthetischer Last- und Einspeiseprofile

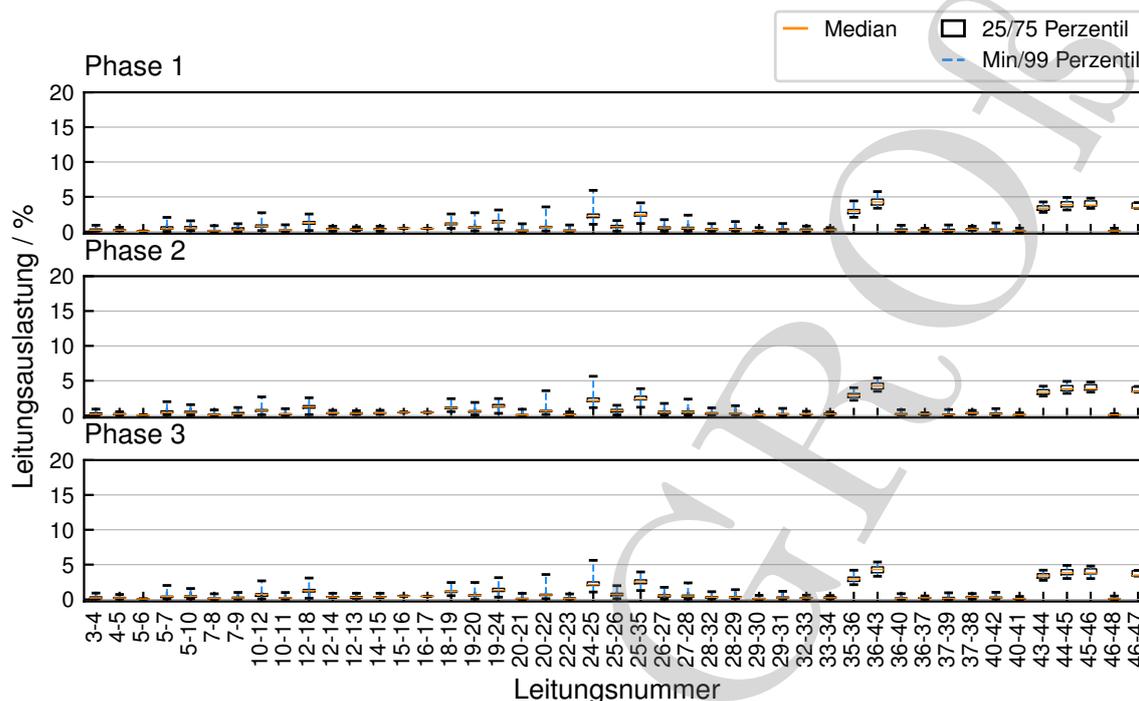


Abbildung 5.20: Netzlabor Freiamt - Leitungsauslastungen bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf SLP als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

die Leitungsauslastungen, im Vergleich zur Verwendung realer Messdaten, ausreichend genau nachgebildet werden können, ist dies bei Verwendung von Pseudomesswerten auf Basis von SLP nicht der Fall. Die Leitungsauslastungen liegen im Vergleich zu Abbildung 5.12 deutlich unterhalb der Auslastungen, wie sie bei der Verwendung realer Messwerte auftreten. Neben der zusätzlichen Verschlechterung der Schätzgenauigkeit bei den Knotenstrombeträgen, im Vergleich zur Verwendung synthetischer Last- und Einspeiseprofile, stellt somit die mangelhafte Nachbildung der Leitungsauslastungen den größten Nachteil bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf SLP dar.

5.4.3 Genauigkeit der synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte

In diesem Abschnitt wird der Frage nach dem Einfluss der Genauigkeit der synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte, welche als Pseudomessdaten angesetzt werden, nachgegangen. In [81] werden die Auswirkungen von Pseudomessdaten in einem 11 kV Mittelspannungsnetz untersucht. Hierbei wird der Effekt der Fehlervariation von Lastverläufen an Transformatoren auf die Schätzgenauigkeit der Knotenspannungen untersucht. Dabei hat sich gezeigt, dass selbst bei hohen Ungenauigkeiten der Last- bzw. Einspeiseschätzungen der Einfluss auf die Genauigkeit der Spannungsschätzung gering ist. Da die Ergebnisse in einem Testnetz ohne konkrete Zuweisung von Messdaten zu einzelnen Knoten erzeugt wurden, sind sie nicht direkt auf den vorliegenden Fall übertragbar. Die Ergebnisse aus den Abbildungen 5.21 bis 5.23 legen jedoch nahe, dass der Einfluss der Genauigkeit der Last- und Einspeiseschätzung auch unter den gegebenen realen

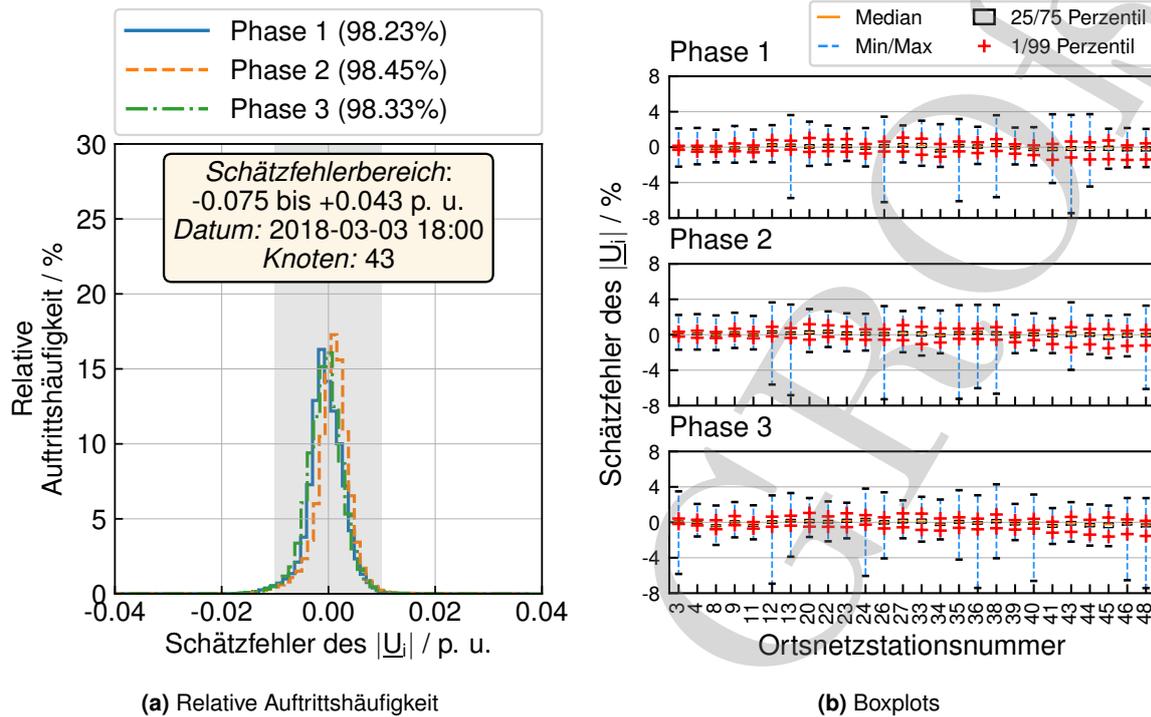


Abbildung 5.21: Netzlabor Freiamt - Relative Auftretshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte als Eingangsdaten für die VNZS für eine Fehlerannahme von 50%

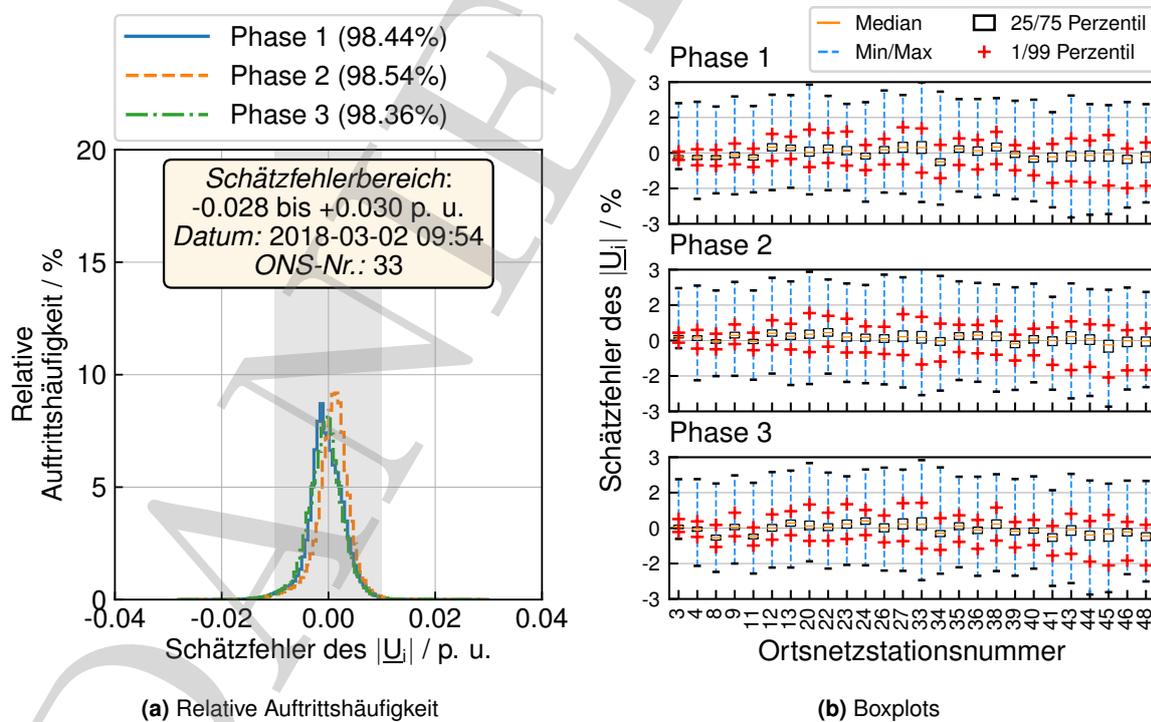


Abbildung 5.22: Netzlabor Freiamt - Relative Auftretshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte als Eingangsdaten für die VNZS für eine Fehlerannahme von 300%

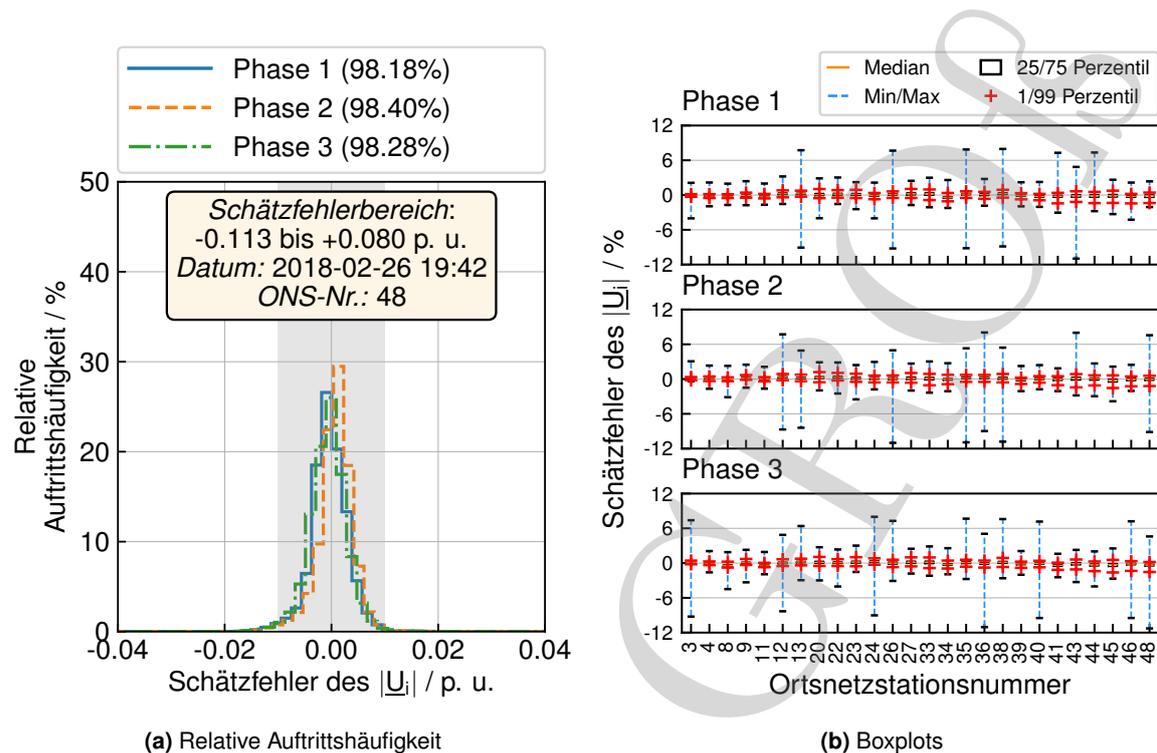


Abbildung 5.23: Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomeswerte als Eingangsdaten für die VNZS für eine **Fehlerannahme von 500%**

Rahmenbedingungen kein Schlüsselfaktor für die Schätzgenauigkeit der Knotenspannungsbeträge darstellt.

Für die Auswertung werden die synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte sowohl für die Verbraucher, als auch für die Einspeiser mit denselben Fehlern beaufschlagt und mit den Ergebnissen aus Abbildung 5.14a bzw. Abbildung 5.14b verglichen, denen die Pseudomesdaten mit den ermittelten Fehlern auf Tabelle 4.3 zugrunde liegen. Tabelle 5.2 gibt eine Übersicht über die Schätzfehlerbereiche und die Anzahl an Schätzfehlern innerhalb des Toleranzbereiches zu den unterschiedlichen Fehlerannahmen. Abbildung 5.21 zeigt zunächst die Schätzgenauigkeit der Knotenspannungsbeträge für eine Fehlerannahme von 50%. Im Vergleich zum Referenzfall erhöht sich der auftretende Schätzfehlerbereich auf -0,075 bis +0,043 p. u.. Aufgrund der reduzierten Fehlerannahme für die Pseudomeswerte der Verbraucher, werden diese bei der Berechnung stärker gewichtet. Wie bereits im Vorfeld erläutert, ist eine zeitliche Korrelation zwischen den Pseudomeswerten und den realen Messwerten nur bedingt gegeben. Die stärkere Gewichtung der Pseudomeswerte der Verbraucher, führt daher zu größeren Abweichungen beim Vergleich mit den Messwerten. In Bezug auf die Anzahl der Schätzfehler innerhalb des Toleranzbereiches ergeben sich mit ca. 98% aller Werte keine wesentlichen Änderungen, wobei die Ausprägung der relativen Auftrittshäufigkeit für alle Phasen mit ca. 17% im Vergleich zum Basisfall erhöht ist. Abbildung 5.22 zeigt das Ergebnis für die Fehlerannahme von 300%. Es ist zu erkennen, dass der Schätzfehlerbereich im Vergleich zum Referenzfall nahezu gleich bleibt. Der minimal negative sowie der maximale positive Schätzfehler liegt bei -0,028 bzw. +0,030 p. u.. Anhand des SMAPE

wird der mittlere absolute Fehlerbereich für die gesamte Zeitreihe eines Jahres ermittelt. Dabei ist nicht auszuschließen, dass einzelnen Abweichungen größer sind als der mittlere absolute Fehler, welcher den Fehlerbereich der Pseudomesswerte klassifiziert. Durch die Festlegung auf einen konkreten Fehlerwert, steht somit ein Spielraum bei der Fehlerannahme für die Pseudomesswerte zur Verfügung. Durch die annähernd gleichbleibenden Ergebnisse zeigt sich, dass bei der Fehlerannahme für die Pseudomesswerte ein gewisser Spielraum zur Verfügung steht.

Auch die Anzahl der Schätzfehler im Toleranzbereich ist mit ca. 98% nahezu identisch zum Referenzfall, wobei die Ausprägungen der relativen Auftretshäufigkeiten mit ca. 9% nahezu gleich bleiben. Abbildung 5.23 gibt die Genauigkeit der Schätzung der Knotenspannungsbeträge, unter einer Fehlerannahme von 500% wieder. Im Vergleich zum Referenzfall erhöht sich der Schätzfehlerbereich auf $-0,113$ bis $+0,080$ p. u.. Die Anzahl der Schätzfehler innerhalb des Toleranzbereiches ändern sich auch durch diese Annahme im Vergleich zum Basisfall nicht und liegen mit ca. 98% aller Werte in derselben Größenordnung. Eine signifikante Änderung lässt sich bei der Ausprägung der relativen Auftretshäufigkeit der einzelnen Phasen erkennen. Die Kurven verlaufen im Vergleich zum Referenzfall etwas breiter und sind mit einer maximalen Ausprägung von 30% stärker ausgebildet, als der Referenzfall mit ca. 9%. Die Verbreiterung deutet hierbei auf eine reduzierte Schätzgenauigkeit innerhalb des Toleranzbandes hin und bringt in diesem Fall eine Erhöhung der relativen Auftretshäufigkeit mit sich. Bei einer Fehlerannahme von 500% verschlechtern sich die Konvergenzeigenschaften des Algorithmus zusehends, wobei die Anzahl der Iterationen pro Zeitschritt um das Vier- bis Fünffache erhöht ist. Die erhöhte Fehlerannahme führt dazu, dass sich der Algorithmus bei der Berechnung der Zustandsvariablen weiter vom Optimum entfernen kann, als dies bei den geringeren Fehlerannahme der Fall ist. Eine Bewertung der synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte mit einem Fehler größer 500% ist nicht möglich, da in diesem Fall Konvergenzprobleme bei der Berechnung der Zustandsvariablen durch die VNZS auftreten.

Ferner folgert [81], dass die Auswirkungen der Genauigkeit der Last- bzw. Einspeiseschätzung von Pseudomessdaten bei sehr hohen Netzbelastungen erheblich sein kann. Dies wird anhand einer Verdopplung der Verbraucher- und Einspeiseleistung demonstriert, was zu einer Verschlechterung der Spannungsschätzgenauigkeit führt [81, S. 32]. Dieses Verhalten kann in der vorliegenden Arbeit nicht direkt verifiziert werden, da die Pseudomessdaten an die realen Last- und Einspeisesituationen an den einzelnen ONS angepasst sind, um einen Vergleich nach dem im Abschnitt 5.4.2 vorgestellten Verfahren vornehmen zu können. Da in der vorliegenden Arbeit bereits der Zeitraum

Tabelle 5.2: Vergleich der Schätzfehlerbereiche und der Anzahl an Schätzfehlern im Toleranzband bei unterschiedlichen Fehlerannahmen

Fehlerannahme	Schätzfehlerbereich	Anzahl Schätzfehler im Toleranzbereich	Abbildung
50%	$-0,075$ bis $+0,043$	98% aller Schätzfehler	5.21 und 5.21b
Tabelle 4.3	$-0,027$ bis $+0,030$	98% aller Schätzfehler	5.14a und 5.14b
300%	$-0,028$ bis $+0,030$	98% aller Schätzfehler	5.22a und 5.22b
500%	$-0,113$ bis $+0,080$	98% aller Schätzfehler	5.23a und 5.23b

mit dem höchsten Lastbezug zur Analyse ausgewählt wird, kann jedoch von der maximalen Beanspruchung der Betriebsmittel durch die auftretenden Lastsituationen ausgegangen werden.

5.4.4 Platzierung von Messstellen

Das vorrangige Bestreben bei der Platzierung zusätzlicher realer Messstellen, ist die Schaffung einer vollständigen Beobachtbarkeit im betrachteten Netzgebiet bei nicht vollständiger Messwertfassung. Im Einklang mit der Zielsetzung der vorliegenden Arbeit steht hierbei auch die Verbesserung der Schätzgenauigkeit des Systemzustandes im Fokus. Bei den bisherigen Auswertungen im Netzlabor Freiamt hat sich ergeben, dass die Güte der Schätzgenauigkeit der betrachteten Validierungsgrößen bei Parametrierung des Netzgebietes mit einer realen Spannungsmessung am Slack-Knoten, sowie realen Wirk- und Blindleistungsmesswerten an den ONS innerhalb der tolerierbaren Grenzwerte liegen. Bei der Verwendung synthetischer Last- und Einspeiseprofile als Pseudomessdaten ist insbesondere die Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge, im Vergleich zur Verwendung realer Messwerte, deutlich verringert. Durch die Verwendung von SLP als Pseudomesswerte resultiert im Vergleich zu den synthetischen Profilen eine noch stärker ausgeprägte Abweichung der Knotenstrombeträge. Die Validierung der Knotenspannungsbeträge bei Verwendung von Pseudomesswerten, unabhängig ob auf Basis von synthetischen Wirk- und Blindleistungswerten oder SLP, weisen in beiden Fällen reduzierte Fehlerbereiche im Vergleich zur Verwendung gemessener Wirk- und Blindleistungswerte auf. Die Anzahl an Schätzfehlern der Knotenspannungsbeträge innerhalb des Toleranzbereiches liegt dabei in beiden Fällen in derselben Größenordnung, wie sie auch bei der Verwendung realer Messwerte auftreten.

5.4.4.1 Review zum Stand der Technik

Die Platzierung von Messstellen unter den Rahmenbedingungen, wie sie im Verteilnetz auf Mittel- und Niederspannungsebene vorherrschen, ist seit der Thematisierung des Einsatzes einer VNZS in diesen Netzebenen in Kombination mit der geringen Anzahl an realen Messpunkten, Gegenstand der Forschung. Dabei wurden unterschiedliche Ansätze entwickelt, um die Schätzgenauigkeit vor dem Hintergrund einer begrenzten Anzahl an realen Messpunkten im betrachteten Netzgebiet in Kombination mit Pseudomessdaten zu erhöhen. Der Ansatz einer regelbasierten Platzierungsmethode unter der Annahme, dass der Einfluss auf die Schätzgenauigkeit durch die Position in Kombination mit dem Messwerttyp verbessert werden kann [104], wurde genauso untersucht wie unterschiedliche heuristische Ansätze. Hierbei steht unter anderem die Analyse der Netzknoten im Vordergrund, welche bei wiederholten Lastflussrechnungen eine starke Spannungsschwankung aufweisen. Diese Netzknoten können durch die in [101] vorgestellte Methode als mögliche Messstellen identifiziert werden. Dabei legt der Algorithmus einen Schwerpunkt auf die Verbesserung der Spannungsbetragschätzung und verwendet ausschließlich Spannungsmessgeräte. Daran angelehnt wurden in [102] und [103] Untersuchungen speziell für radiale Verteilnetze durchgeführt. Die Methode basiert dabei auf einem sequenziellen Platzierungsvorgang mit mehr-

stufigen Entscheidungen, welche durch die gemessenen Variablen an den Knoten beeinflusst werden. [82] präsentiert indessen einen Platzierungsalgorithmus unter Nutzung der Eigenschaft des Fehlers der Kovarianzmatrix. Dabei wird versucht den Fehler des Spannungsbetrages und des Spannungswinkels bis zu einem Grenzwert zu reduzieren. In einem Ordnungsoptimierungsansatz wird in [106] angestrebt die Berechnungszeit der Methode aus [82] durch eine Reduktion auf mögliche Messstellenknoten zu verkürzen.

Die angesprochenen Methoden beruhen dabei grundsätzlich auf dem Vergleich der Ergebnisse der VNZS, mit den durch eine Lastflussrechnung ermittelten Validierungsgrößen, wie in Abschnitt 5.4.2 beschrieben. Hier sind sowohl Betrag als auch Winkel vorhanden, was bei den in dieser Arbeit vorhandenen Messwerten jedoch nicht der Fall ist. Aus diesem Grund können die Auswirkungen platzierter Messpunkte lediglich auf Basis der zugrunde liegenden Messdaten bewertet werden.

5.4.4.2 Platzierung realer Spannungsbetragsmessungen

Der Einfluss von zusätzlichen realen Spannungsbetragsmessungen als Eingangsdaten für die VNZS soll zunächst anhand des Basisfalls bei Verwendung realer Wirk- und Blindleistungsmessungen aus Abbildung 5.8a bzw. Abbildung 5.9a erörtert werden. Abbildung 5.24a zeigt das Netzlabor Freiamt in der Konfiguration mit real gemessenen Wirk- und Blindleistungen, in Kombination mit den dazugehörigen realen Spannungsbetragsmessungen. Nach wie vor wird am Slack-Knoten die reale Spannungsbetragsmessung als Bezugswert vorgegeben, wodurch sich eine Durchdringung mit realen Messpunkten von 74% ergibt. Abbildung 5.25 zeigt das Ergebnis für die Schätzgenauigkeit der Spannungsbeträge anhand der relativen Auftrittshäufigkeit der einzelnen Phasen, sowie den Schätzfehlerbereichen der einzelnen ONS mittels Boxplots. Im Vergleich zum Basisfall aus Abbildung 5.8a, ist eine Vergrößerung des Schätzfehlerbereiches ersichtlich. Sowohl der minimale negative Schätzfehler mit $-0,119$ p. u., als auch der maximale positive Schätzfehler mit $+0,089$ p. u. ist, genau wie die Ausprägung der relativen Auftrittshäufigkeit, erhöht. Dies deutet auf eine Verschlechterung der Schätzgüte innerhalb des Toleranzbereiches hin und wird auch durch die verringerte Anzahl an Schätzfehlern innerhalb des Toleranzbereiches bestätigt. Mit ca. 89% aller Schätzfehler liegen knapp 10% mehr Schätzfehler außerhalb des Toleranzbereiches, wie es bei der ausschließlichen Verwendung von realen Wirk- und Blindleistungsmesswerten der Fall ist. Im Vergleich der Boxplots mit Abbildung 5.9a, sind in Abbildung 5.25b an einigen Knoten deutlich stärkere Schwankungen zu erkennen. Die zusätzliche Verwendung von Spannungsbetragsmessungen als Eingangsdaten für die VNZS führt bei den Zustandsvariablen somit nicht zu einer Verbesserung der Schätzgenauigkeit. Grund hierfür ist die fehlende Information über die Phasenwinkel der Knotenspannungen. In Abbildung 5.24b ist exemplarisch die Parametrierung mit realen Wirk- und Blindleistungswerten in Kombination mit den dazugehörigen realen Spannungsbetragsmessungen dargestellt. Der Phasenwinkel der Knotenspannungen ist zwar inhärent in der Spannungsbetragsmessung enthalten, wird aber nicht separat gemessen (vgl. Abschnitt 5.2) und wird somit für die VNZS an jedem Knoten mit einem Wert von 0° vorgegeben. Die so definierten komplexen Knotenspannungen bilden die Leistungswinkel, welche

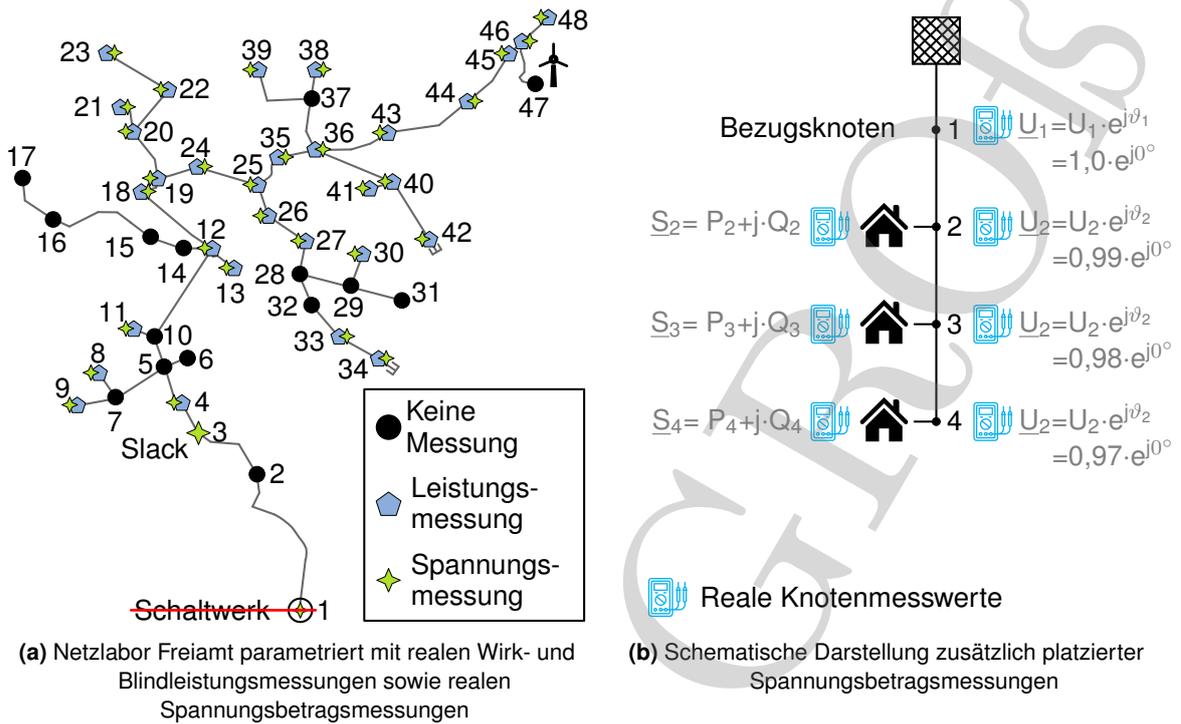


Abbildung 5.24: Netzlabor Freiamt - Platzierung von zusätzlichen realen Spannungsbetragsmessungen im Mittelspannungsabgang

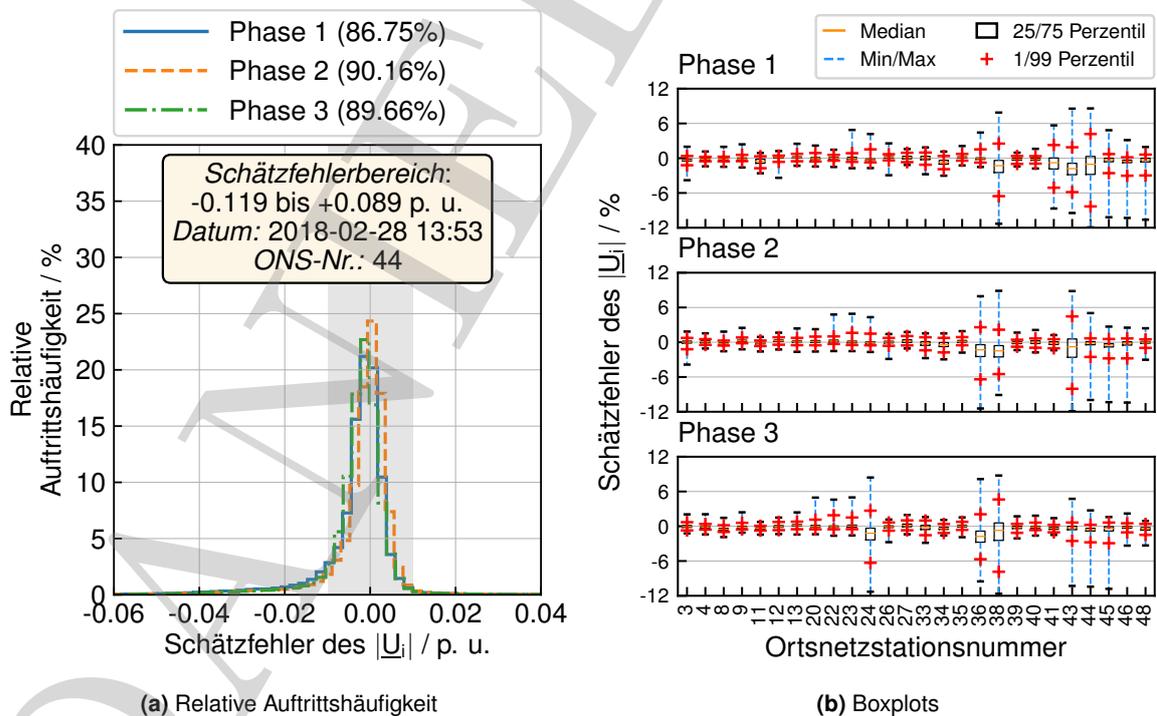


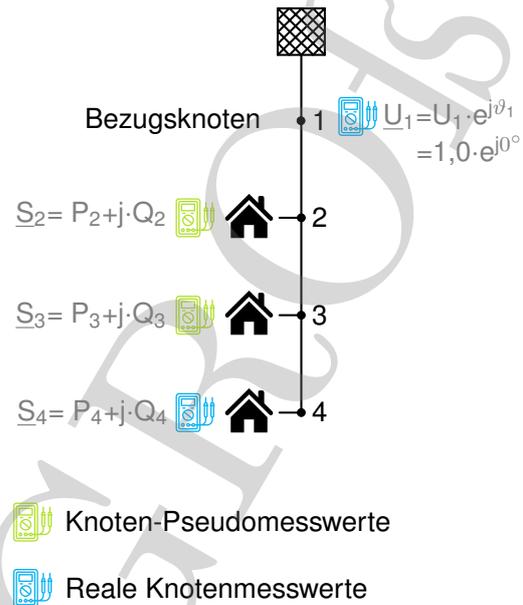
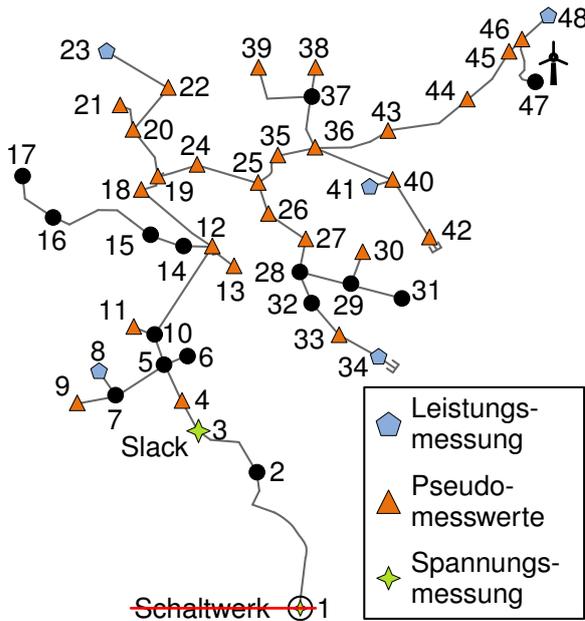
Abbildung 5.25: Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für reale Wirk- und Blindleistungsmesswerte und realen Spannungsbetragsmessungen als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

durch die Wirk- und Blindleistungen an den einzelnen Knoten vorgegeben werden, nicht korrekt nach und entsprechen daher nicht exakt den vorherrschenden Belastungssituationen im Netz. Bei der Berechnung der Zustandsvariablen werden diese mit 0° vorgegebenen Phasenwinkel der Knotenspannungen als reale Messwerte interpretiert, wobei der Algorithmus sich diesen Werten anzunähern versucht. Die realen Wirk- und Blindleistungswerte wirken diesen Phasenwinkeln entgegen, da die vorgegebenen Leistungswinkel nicht zu den vorgegebenen Phasenwinkeln der Spannung passen.

5.4.4.3 Platzierung realer Wirk- und Blindleistungsmessungen

Angesichts der bisherigen Auswertungen wird als Ausgangssituation für die Bewertung des Einflusses zusätzlicher realer Wirk- und Blindleistungsmesspunkte die Parametrierung des Netzgebietes mit synthetischen Pseudomesswerten aus Abschnitt 4.3 verwendet. Hierbei steht insbesondere die Verbesserung der Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge im Fokus der Messstellenplatzierung. Abbildung 5.26a zeigt die Konfiguration des Netzlabors Freiamt mit Pseudomessdaten in Kombination mit realen Wirk- und Blindleistungsmessungen. Im vorliegenden Fall werden dabei fünf Messstellen mit realen Wirk- und Blindleistungsmessungen an den Enden des Mittelspannungsabgangs platziert. Zusammen mit der realen Spannungsbetragsmessung am Slack-Knoten ergibt sich eine Durchdringung mit realen Messpunkten von 13%. Die Auswirkungen auf die Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge ist für die relative Auftrittshäufigkeit in Abbildung 5.27b gegeben. Im Vergleich zu Abbildung 5.15a ist eine um ca. 8% erhöhte Anzahl an Schätzfehlern im Toleranzbereich zu erkennen. Der Schätzfehlerbereich hingegen ist im Vergleich zu den Ergebnissen bei reiner Verwendung synthetischer Pseudomesswerte etwas stärker ausgeprägt und liegt im Bereich zwischen $-0,863$ bis $+0,538$ p. u.. Die Verschiebung der Schätzfehler innerhalb des Toleranzbereiches ist auf die realen Wirk- und Blindleistungsmesspunkte zurückzuführen, was anhand der Boxplots in Abbildung 5.27b ersichtlich wird. Der Einfluss auf die Schätzgenauigkeit an den realen Messpunkten 8, 23, 34, 41 und 48 ist deutlich zu erkennen und liegt mit der Schwankungsbreite in derselben Größenordnung, wie bei ausschließlicher Verwendung von realen Wirk- und Blindleistungsmessungen in Abbildung 5.10b. Einen Einfluss auf die Schätzgenauigkeit der Strombeträge benachbarter Knoten ist nicht ersichtlich. Diese Erkenntnisse decken sich mit den Ergebnissen der Auswertung zur Genauigkeit von Pseudomesswerten in Abschnitt 5.4.3, wodurch ein globaler Einfluss auf die Bestimmung des Systemzustandes vernachlässigbar gering ist und nur an den lokal gemessenen Knoten auftritt.

Ein Einfluss auf die Leitungsauslastung ist durch die zusätzlichen realen Wirk- und Blindleistungsmessungen in Abbildung 5.28, im Vergleich zu Abbildung 5.16, nicht erkennbar. Die Leistungsauslastungen liegen in derselben Größenordnung.



(a) Netzlabor Freiamt parametrisiert mit Pseudomesswerten und realen Wirk- und Blindleistungsmessungen (b) Schematische Darstellung zusätzlich platzierter Wirk- und Blindleistungsmessungen

Abbildung 5.26: Netzlabor Freiamt - Platzierung von realen Wirk- und Blindleistungsmessungen im Mittelspannungsabgang

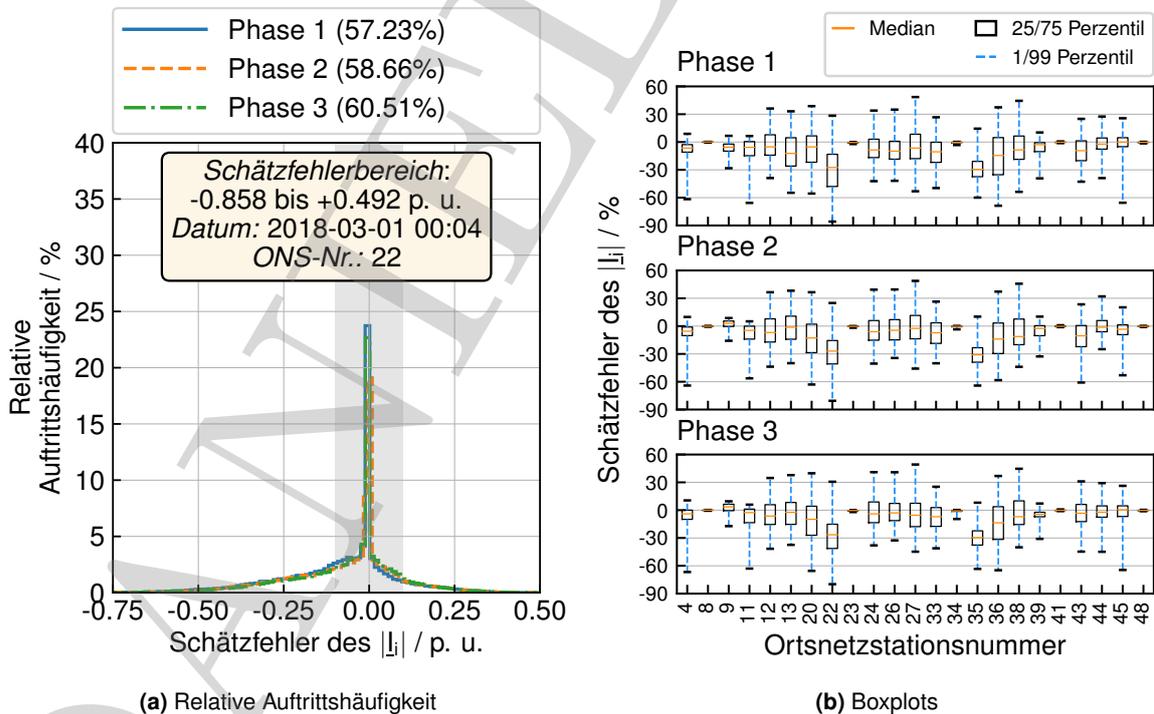


Abbildung 5.27: Netzlabor Freiamt - Relative Auftretshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages bei der Verwendung von synthetischen Pseudomesswerten und platzierten realen Wirk- und Blindleistungsmessungen als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

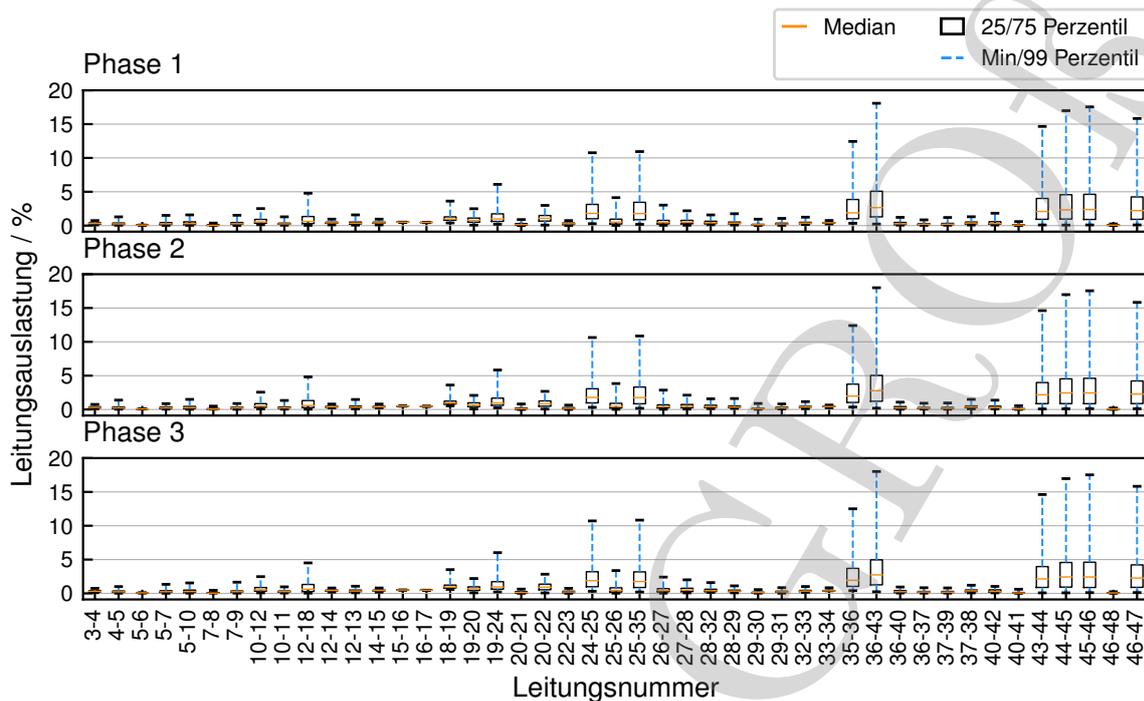


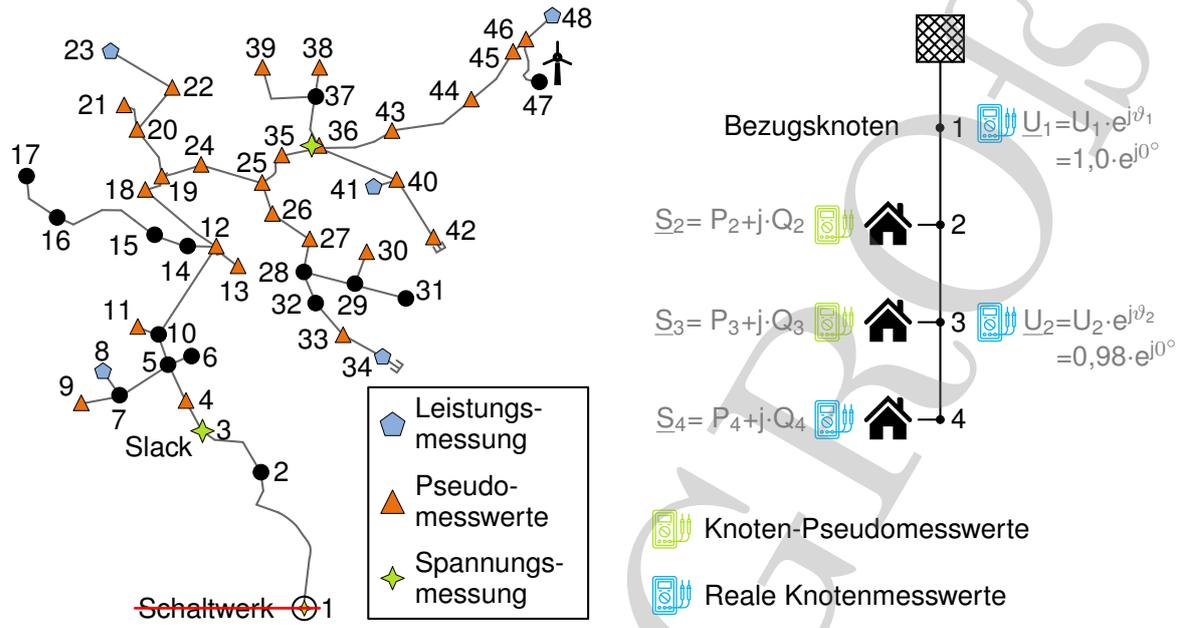
Abbildung 5.28: Netzlabor Freiamt - Leitungsauslastungen bei der Verwendung von synthetischen Pseudomesswerten und platzierten realen Wirk- und Blindleistungsmessungen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

5.4.4.4 Platzierung realer Spannungsbetragmessungen und realer Wirk- und Blindleistungsmessungen

Die Hinzunahme einer realen Spannungsbetragmessung an einem weiteren Knoten in Kombination mit den platzierten realen Wirk- und Blindleistungsmessungen aus Abschnitt 5.4.4.3 ergibt keine nennenswerte Verbesserung der Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge, wie aus Abbildung 5.30, im Vergleich zu Abbildung 5.27, entnommen werden kann. Ein Vorteil, welcher sich bei der Platzierung einer realen Spannungsbetragmessung ergibt, ist die Reduzierung der Rechenzeit. Durch die zusätzlich vorgegebene reale Spannungsbetragmessung verkürzt sich die Rechenzeit im Vergleich zu der Simulation aus Abschnitt 5.4.4.3 um ca. 30%.

5.4.4.5 Platzierung Strombetragmessungen

Die Vorgabe einer Strombetragmessung bringt keinen Mehrwert für die Verbesserung der Schätzgüte. Zum einen ist, wie bei den Spannungsmessungen, lediglich der Betrag des Stromes bekannt. Die entsprechende Phaseninformation des Stromes wird messtechnisch nicht erfasst, wodurch eine Berechnung der realen Belastungssituation nicht umgesetzt werden kann. Zum anderen ist keine Richtungsinformation zum erfassten Stromwert vorhanden, welche Aufschluss über die Belastungssituation (Verbrauch oder Erzeugung) geben könnte. Eine Rekonstruktion der Stromflussrichtung ist zwar aus den dazugehörigen Wirk- und Blindleistungswerten möglich, wodurch



(a) Netzlabor Freiamt parametrisiert mit Pseudomesswerten und realen Wirk- und Blindleistungsmessungen (b) Schematische Darstellung zusätzlich platzierter Wirk- und Blindleistungsmessungen

Abbildung 5.29: Netzlabor Freiamt - Platzierung von zusätzlichen realen Wirk- und Blindleistungsmessungen im Mittelspannungsabgang

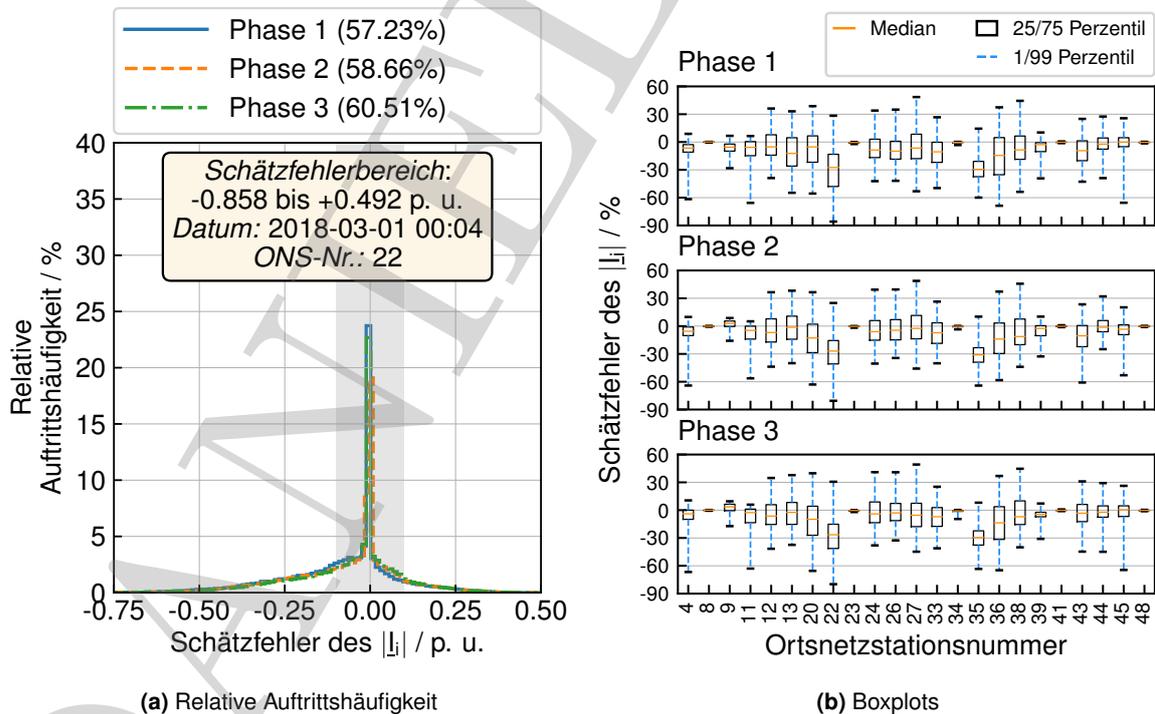


Abbildung 5.30: Netzlabor Freiamt - Relative Auftretshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages bei der Verwendung von synthetischen Pseudomesswerten und platzierten realen Wirk- und Blindleistungsmessungen sowie einer zusätzlichen Spannungsbetragsmessung als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

jedoch ein Mehraufwand bei der Verwendung von Strombetragsmessungen erforderlich ist. Aufgrund der fehlenden Phasenwinkelinformation, sowie der nicht vorhandenen Richtungsinformation, gibt es keinen Vorteil bei der Verwendung von Strombetragsmessungen.

5.4.5 Zusammenfassung der Analyse

Tabelle 5.3 gibt eine Übersicht über die Güte der Schätzgenauigkeit der betrachteten Bewertungskriterien auf Basis der vorangegangenen Analysen im Netzlabor Freiamt. Darüber hinaus wird die Nachbildung der Leitungsauslastungen in Bezug auf den Basisfall bewertet.

5.4.5.1 Einfluss auf die Schätzungsgüte bei Verwendung realer Messwerte

Knotenspannungsbeträge

Unter der Voraussetzung einer exakten Spannungsmessung am Slack-Knoten werden die Knotenspannungsbeträge an den ONS bei Vorgabe real gemessener Wirk- und Blindleistungswerte in einer sehr hohen Güte durch die VNZS ermittelt. Mindestens 98% aller Schätzfehler liegen im Betrachtungszeitraum des höchsten Lastbezuges innerhalb des definierten Toleranzbereiches, welcher eine Abweichung von $\pm 1\%$ vom Messwert festlegt. Die auftretenden Schätzfehler liegen in einem Bereich zwischen $-0,089$ bis $+0,030$ p. u., wobei die Schätzfehler außerhalb des Toleranzbereiches in weniger als 2% der Fälle auftreten.

Knotenstrombeträge

Unter der Voraussetzung einer exakten Spannungsmessung am Slack-Knoten werden die Knotenstrombeträge an den ONS bei Vorgabe real gemessener Wirk- und Blindleistungswerte in einer sehr hohen Güte durch die VNZS ermittelt. 100% aller Schätzfehler liegen im Betrachtungszeitraum des höchsten Lastbezuges innerhalb des definierten Toleranzbereiches, welcher eine

Tabelle 5.3: Übersicht der Ergebnisse aus der Analyse im Netzlabor Freiamt

Bewertungskriterium	Schätzgenauigkeit bei Verwendung von		
	realen Messwerten	Pseudomesswerten synthetisch	Pseudomesswerten SLP
Schätzgenauigkeit der Knotenspannungsbeträge	++	+	+
Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge	++	–	– –
Reproduktion der Leitungsauslastung	0	+	–

Sehr hohe Güte (++) | Hohe Güte (+) | Basisfall (0) | Niedrige Güte (–) | Sehr niedrige Güte (– –)

Abweichung von $\pm 10\%$ vom Messwert, bezogen auf den maximal auftretenden Strommesswert, festlegt. Die ermittelten Schätzfehler liegen in einem Bereich zwischen $-0,095$ und $+0,018$ p. u..

Leitungsauslastung

Aufgrund nicht vorhandener Lastflussmessungen können die berechneten Leitungsauslastungen nicht bewertet werden. Daher werden die Leitungsauslastungen, welche sich unter der Vorgabe realer Messdaten ergeben, als Basisfall für die Bewertung der Leitungsauslastungen unter Verwendung von Pseudowerten angesetzt.

Saisonaler Einfluss

Der saisonale Einfluss auf die Güte der Schätzgenauigkeit ist anhand der Schätzfehler der Knotenspannungsbeträge erkennbar. Aufgrund der stärkeren unsymmetrischen Belastung im Zeitraum des höchsten Lastbezuges resultiert bei der dreiphasigen Betrachtung ein größerer Schätzfehlerbereich, als im Zeitraum der höchsten Einspeisung. Dies ist auf die überwiegend dreiphasig angeschlossenen DEA zurückzuführen, welche im Zeitraum der höchsten Einspeisung eine symmetrische Belastung im Netzgebiet bewirken. Dies bestätigt sich durch den Vergleich der relativen Auftrittshäufigkeiten der Schätzfehler der Knotenspannungsbeträge in den Abbildungen 5.8a und 5.8b, wobei im Zeitraum des höchsten Lastbezuges ein korrelierender Verlauf der Schätzfehler der einzelnen Phasen ersichtlich wird. Der Effekt einer symmetrischen Belastung erhöht somit die Güte der Schätzgenauigkeit der Knotenspannungsbeträge in Bezug auf einen reduzierten Schätzfehlerbereich, sowie übereinstimmende Verläufe der Schätzfehler bei Betrachtung der relativen Auftrittshäufigkeit.

5.4.5.2 Einfluss auf die Schätzgenauigkeit bei Verwendung synthetischer Last- und Einspeiseprofile

Knotenspannungsbeträge

Unter der Voraussetzung einer exakten Spannungsmessung am Slack-Knoten werden die Knotenspannungsbeträge an den ONS bei Vorgabe von Pseudomesswerten, basierend auf synthetischen Wirk- und Blindleistungswerten (vgl. Abschnitt 4.4), in einer hohen Güte durch die VNZS ermittelt. Mindestens 98% aller Schätzfehler liegen im Betrachtungszeitraum des höchsten Lastbezuges innerhalb des definierten Toleranzbereiches, welcher eine Abweichung von $\pm 1\%$ vom Messwert festlegt. Die auftretenden Schätzfehler liegen in einem Bereich zwischen $-0,027$ bis $+0,030$ p. u., wobei die Schätzfehler außerhalb des Toleranzbereiches in weniger als 2% der Fälle auftreten. Im Vergleich zu den Zustandsvariablen, welche anhand realer Messdaten ermittelt werden, ist die Güte der Schätzgenauigkeit der Knotenspannungsbeträge innerhalb des Toleranzbandes dennoch geringer, was anhand der Knotenstrombeträge ersichtlich wird.

Knotenstrombeträge

Unter der Voraussetzung einer exakten Spannungsmessung am Slack-Knoten werden die Kno-

tenstrombeträge an den ONS bei Vorgabe von Pseudomesswerten, basierend auf synthetischen Wirk- und Blindleistungswerten (vgl. Abschnitt 4.4), in einer niedrigen Güte durch die VNZS ermittelt. Ca. 50% aller Schätzfehler liegen im Betrachtungszeitraum des höchsten Lastbezuges innerhalb des definierten Toleranzbereiches, welcher eine Abweichung von $\pm 10\%$ vom Messwert, bezogen auf den maximal auftretenden Strommesswert, festlegt. Der Schätzfehlerbereich erstreckt sich von $-0,858$ bis $+0,497$ p. u., wobei die Schätzfehler außerhalb des Toleranzbereiches in ca. 50% der Fälle auftreten. Die unzureichende Abschätzung der Knotenstrombeträge ist dabei auf die synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte zurückzuführen. Die generierten synthetischen Verbraucherprofile beruhen auf historischen Smart-Meter-Messdaten, anhand derer eine stochastische Abschätzung des Verbraucherverhaltens erfolgt (vgl. Abschnitt 4.3). Das Einspeiseverhalten der PVA wird auf Basis einer Referenzanlage abgeschätzt (vgl. Abschnitt 4.3.2). Die gemessene Residuallast wird auf Basis der synthetischen Residuallastprofile tendenziell nachgebildet. Jedoch ist die genaue Reproduktion der gemessenen Wirkleistungswerte zu jedem Zeitpunkt aufgrund des stochastischen Verbraucherverhaltens, sowie der Unschärfe des Einspeiseverhaltens durch die räumliche Korrelation nicht realisierbar. Dies wiederum wirkt sich auf die Bestimmung der synthetischen Blindleistungswerte aus, welche auf Basis eines konstanten $\cos(\varphi)$ aus den Wirkleistungswerten berechnet werden. Die aus diesen Eingangsdaten ermittelten Zustandsvariablen weichen, wenn auch nur geringfügig, von den Zustandsvariablen ab, welche auf Basis realer Messwerte ermittelt werden. In Kombination mit der starken Volatilität aufgrund der minütlichen Zeitauflösung, führt dies zu den teilweise hohen Abweichungen zwischen den aus den Zustandsvariablen berechneten und den gemessenen Knotenstrombeträgen.

Leitungsauslastung

Im Vergleich zu den Leitungsauslastungen, wie sie sich bei der Verwendung von realen Messdaten als Eingangsdaten für die VNZS ergeben, weichen die durch die synthetischen Pseudomesswerte hervorgerufenen Leitungsauslastungen nur geringfügig ab. Die Leitungsauslastungen in Abbildung 5.16 zeigen nahezu dieselben Auslastungswerte an den Leitungen, wie sie auch durch die realen Messdaten in Abbildung 5.12 auftreten. Dies kann u. a. auf die Anpassung der synthetischen Wirkleistungswerte auf die maximale Leistung sowie die Jahresenergiemenge (vgl. Abschnitt 4.3.1) der einzelnen ONS zurückgeführt werden. Obwohl die daraus resultierenden Knotenströme eine niedrige Schätzgüte aufweisen, führt die Überlagerung der hierbei auftretenden Lastsituationen an den Knoten dennoch zu Leitungsauslastungen, welche auch unter realen Bedingungen auftreten. Auch wenn die entsprechenden Auslastungswerte im Betrachtungszeitraum anhand der statistischen Auswertung mittels Boxplots auftreten, lässt sich die zeitliche Korrelation zur realen Auslastungssituation im betrachteten Netzgebiet mangels Messdaten nicht verifizieren. Durch die Adaption der auftretenden Schätzfehler bei den Knotenstrombeträgen als Schätzfehler für die Leitungsauslastungen (vgl. Abbildung 5.11) müsste der Sicherheitsbereich zur Abschätzung der Leitungsauslastungen aufgrund der starken Abweichungen deutlich erhöht werden. Im vorliegenden Fall ist ein maximaler Fehler von knapp 90% bei der Abschätzung der Leitungsauslastung zu berücksichtigen, wodurch Überlastungen bei den auftretenden Leitungsauslastungen auftreten

würden.

5.4.5.3 Einfluss auf die Schätzgenauigkeit bei Verwendung von Standardlastprofilen

Knotenspannungsbeträge

Unter der Voraussetzung einer exakten Spannungsmessung am Slack-Knoten werden die Knotenspannungsbeträge an den ONS bei Vorgabe von Wirk- und Blindleistungswerten, beruhend auf SLP (vgl. Abschnitt 4.2.3), in einer hohen Güte durch die VNZS ermittelt. Mindestens 98% aller Schätzfehler liegen im Betrachtungszeitraum des höchsten Lastbezuges innerhalb des definierten Toleranzbereiches, welcher eine Abweichung von $\pm 1\%$ vom Messwert festlegt. Die auftretenden Schätzfehler liegen in einem Bereich zwischen $-0,028$ und $+0,030$ p. u., wobei die Schätzfehler außerhalb des Toleranzbereiches in weniger als 2% der Fälle auftreten. Obwohl sich die minimalen negativen sowie die maximalen positiven Schätzfehler verringert haben, ist die Güte der Schätzgenauigkeit der Knotenspannungsbeträge im Toleranzband deutlich geringer als bei Verwendung realer Messdaten. Auch in diesem Fall wird dies anhand der Knotenstrombeträge ersichtlich.

Knotenstrombeträge

Unter der Voraussetzung einer exakten Spannungsmessung am Slack-Knoten werden die Knotenstrombeträge an den ONS bei Vorgabe von Wirk- und Blindleistungswerten, beruhend auf SLP (vgl. Abschnitt 4.2.3), in einer sehr niedrigen Güte durch die VNZS ermittelt. Ca. 40% aller Schätzfehler liegen im Betrachtungszeitraum des höchsten Lastbezuges innerhalb des definierten Toleranzbereiches, welcher eine Abweichung von $\pm 10\%$ vom Messwert, bezogen auf den maximal auftretenden Strommesswert, festlegt. Der Schätzfehlerbereich erstreckt sich von $-0,870$ bis $+0,730$ p. u., wobei die Schätzfehler in ca. 60% der Fälle außerhalb des Toleranzbereiches liegen. Die unzureichende Abschätzung der Knotenstrombeträge ist dabei auf die gleichen Faktoren, wie bei Verwendung der synthetischen Residuallastprofile, zurückzuführen. Aufgrund der reduzierten Schätzgüte kann von einer ungenaueren Nachbildung der gemessenen Wirkleistungswerte ausgegangen werden. Dies führt bei der Berechnung der Zustandsvariablen ebenfalls zu Abweichungen, im Vergleich zu den Zustandsvariablen wie sie bei Verwendung realer Messdaten ermittelt werden, wodurch die berechneten Knotenstrombeträge stark von den gemessenen Knotenstrombeträgen abweichen.

Leitungsauslastung

Im Vergleich zu den Leitungsauslastungen, wie sie sich bei der Verwendung von realen Messdaten als Eingangsdaten für die VNZS ergeben, weichen die Leitungsauslastungen, hervorgerufen durch die Pseudomesswerte, basierend auf SLP, stark ab. Die unzureichende Reproduktion der Leitungsauslastungen, im Vergleich zu den Ergebnissen bei der Verwendung der synthetischen Wirk- und Blindleistungsprofile, ist mitunter auf die ungenügende Nachbildung der Lastspitzen durch die SLP zurückzuführen. Da die Betriebsmittelauslastung jedoch einen wesentlichen Teil bei der Bewertung des Systemzustandes darstellt, ist von einer Verwendung von Pseudomesswerten

auf Basis von SLP abzusehen.

5.4.5.4 Einfluss auf die Schätzgenauigkeit durch die Platzierung realer Spannungsbetragsmessungen

Knotenspannungsbeträge

Die zusätzliche Verwendung von Spannungsbetragsmessungen führt im Gegensatz zu [115] und [118] nicht zu einer Verbesserung der Schätzgenauigkeit der Zustandsvariablen. Grund hierfür ist das konventionelle Analyseverfahren zur Auswertung der Schätzgenauigkeit (vgl. Abbildung 5.3), bei dem die berechneten komplexen Knotenspannungen durch eine Lastflussrechnung mit den durch die VNZS ermittelten komplexen Knotenspannungen verglichen werden. Hierzu werden der Lastflussrechnung an allen Knoten Wirk- und Blindleistungswerte vorgegeben, wodurch für das gesamte Netz zusammenhängende Zustandsvariablen berechnet werden. Die Lastflussrechnung wird dabei i. d. R. mit einem Flachstart durchgeführt. Dabei wird für alle Knoten ein Wert für den Spannungsbetrag (wenn nicht näher bekannt, 1,0 p. u.), sowie der Wert für den Spannungswinkel mit 0° vorgegeben. Bei der Berechnung der Zustandsvariablen stellen sich dabei die Beträge und Phasenwinkel der Knotenspannungen entsprechend der Belastungssituation durch die vorgegebenen Wirk- und Blindleistungswerte ein. In [115] und [118] liegen der Analyse keine kongruierenden Messdatensätze zugrunde, da zu den verwendeten Wirk- und Blindleistungsmesswerten keine passenden Spannungsmesswerte vorhanden sind. Aus diesem Grund werden bei der Platzierung zusätzlicher Spannungsbetragsmessungen, die durch die Lastflussrechnung ermittelten Knotenspannungen verwendet. Bei Vorgabe übereinstimmender Wirk- und Blindleistungswerte ergeben sich für die VNZS vergleichbare Belastungsbedingungen wie für die Lastflussrechnung, wodurch die aus der Lastflussrechnung abgeleiteten Spannungsbetragsmessungen zu einer Verbesserung der Schätzgenauigkeit bei der VNZS führen.

Durch die Anwendung der konventionellen Methode mit den in dieser Arbeit zugrundeliegenden Messdaten, ergibt sich kein Mehrwert für die Verbesserung der Schätzgenauigkeit. Angesichts der Tatsache, dass nicht alle ONS in den betrachteten Netzgebieten vermessen sind, kann für die Lastflussrechnung keine vollständige Vorgabe der Knotenleistungen gemacht werden. Die fehlenden Messdaten müssen durch Ersatzwerte ausgeglichen werden, wodurch sich im Vergleich zur realen Belastungssituation eine Abweichung ergibt. Dieser Unterschied zeigt sich im Vergleich der Zustandsvariablen, da die real gemessenen Knotenspannungen auch durch die nicht gemessenen ONS beeinflusst werden. Die aus der Lastflussrechnung abgeleiteten Spannungsbeträge sind zu den real gemessenen Spannungsbeträgen somit nicht kohärent.

Bei der VNZS wird aufgrund der fehlenden Information der Phasenwinkel der Knotenspannungen ebenfalls für den Spannungswinkel 0° vorgegeben, was im gleichen Maße einer Berechnung des Lastflusses mit Flachstartwerten entspricht. Bei der Berechnung der Zustandsvariablen werden die Phasenwinkel als Messwerte interpretiert, wobei der Algorithmus sich diesen Werten anzunähern versucht. Die realen Wirk- und Blindleistungswerte wirken diesen Phasenwinkeln entgegen, da die durch die real gemessenen Belastungssituationen eingprägten Leistungswinkel nicht zu den vor-

gegebenen Phasenwinkeln der Spannungen passen. Die Zustandsvariablen, welche sich aufgrund der Knotenleistungen in Kombination mit den Flachstartwerten der komplexen Knotenspannungen durch die VNZS ergeben, entsprechen dabei nicht den gemessenen Knotenspannungsbeträgen.

Aufgrund der Ergebnisse aus den Analysen zur Schätzgüte der Knotenspannungsbeträge aus den Abschnitten 5.4.2.2, 5.4.2.3, 5.4.2.4, sowie den Erkenntnissen aus dem Abschnitt 5.4.4.2 kann folgendes Fazit abgeleitet werden. Für die Abschätzung der Knotenspannungsbeträge innerhalb eines betrachteten Netzgebietes sollte grundsätzlich eine reale Spannungsbetragsmessung am Slack-Knoten platziert werden. Hierbei kann für den Phasenwinkel der Spannung durchaus eine Vorgabe von 0° gewählt werden, da sich ein vorgegebener Winkel in einer, wie in dieser Arbeit betrachteten, radialen Netztopologie als Offset bei den Phasenwinkeln addiert. Die Platzierung weiterer Spannungsbetragsmessungen ohne Phasenwinkelinformation innerhalb eines Abgangs führt zu keiner Verbesserung der Schätzgenauigkeit bei den Zustandsvariablen.

5.4.5.5 Einfluss auf die Schätzgenauigkeit durch die Platzierung realer Wirk- und Blindleistungsmessungen

Knotenstrombeträge

Bei der Platzierung realer Wirk- und Blindleistungsmessungen steht die Erhöhung der Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge im Vordergrund. Durch die Hinzunahme einzelner Wirk- und Blindleistungsmessungen hat sich gezeigt, dass der Einfluss auf die Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge ausschließlich lokal an den gemessenen Knoten selbst auftritt. Eine Verbesserung der Schätzgenauigkeit der Strombeträge benachbarter Knoten konnte auf Basis dieser Messstellenplatzierung nicht erzielt werden.

Die Platzierung realer Wirk- und Blindleistungsmessungen sollte daher bei Verbrauchern und Erzeugern mit großen Leistungen vorgenommen werden. Der Einfluss auf die Schätzgenauigkeit der Knotenströme ist auch hier lokal begrenzt, jedoch haben diese Anschlussnehmer einen maßgeblichen Einfluss auf die Leitungsauslastung. Somit ist der Einfluss in Bezug auf die Abschätzung der Betriebsmittelauslastungen nicht nur lokal, sondern auch global, ersichtlich. Darüber hinaus sollten auch Sonderabnehmer, wie bspw. große Gewerbe- und Industriekunden, durch reale Messungen in der VNZS berücksichtigt werden. Die Abschätzung der teilweise sehr individuellen Lastgänge ist aufgrund mangelnder Eingangsdaten, durch stochastische Modellierungsverfahren nur eingeschränkt möglich ist. Durch die Einbindung von Leistungsflussmessungen am Slack-Knoten sollte in Kombination mit platzierten Wirk- und Blindleistungsmessungen eine generelle Verbesserung der Schätzgenauigkeit erzielt werden können, da sich die Soll-Summe der verbrauchten bzw. eingespeisten Leistung exakter bilanzieren lässt. Dieser Einfluss konnte aufgrund unzureichend genauer Leistungsflussmessungen nicht validiert werden.

5.4.5.6 Einfluss auf die Schätzgenauigkeit durch die Platzierung realer Spannungsbetragmessungen und Wirk- und Blindleistungsmessungen

Knotenstrombeträge

Durch die Kombination einzelner realer Wirk- und Blindleistungsmessungen mit einer realen Spannungsbetragsmessung ergibt sich in Bezug auf die Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge keine Änderung. Lediglich in Bezug auf die Berechnungszeit hat die zusätzliche reale Spannungsbetragsmessung einen Einfluss. Die Rechenzeit wird in den betrachteten Fällen um ca. 30% reduziert.

Die Platzierung weiterer Spannungsbetragsmessungen innerhalb des Abgangs kann zur Verringerung der Berechnungszeit in Betracht gezogen werden. Eine explizite Platzierungsbetrachtung wurde für diesen Fall jedoch nicht durchgeführt.

5.5 Netzgebiet des Projektes EMMI

Die in der vorliegenden Arbeit entwickelte Methode der VNZS wird neben dem Netzlabor Freiamt, in einem zweiten Netzgebiet angewendet. Hierfür steht ein Mittelspannungsabgang aus dem Projekt „EMMI“ der Netze BW GmbH zur Verfügung. Einerseits ermöglicht die Betrachtung eines weiteren Netzgebietes die Verifizierung der Analyse aus dem Netzlabor Freiamt. Hierbei können durch reproduzierbare Ergebnisse, insbesondere Rückschlüsse auf eventuell allgemeingültige Aussagen gezogen werden. Andererseits besteht die Möglichkeit, durch die Anwendung in einem anderen Netzgebiet, Aussagen zur angesprochenen Übertragbarkeit der entwickelten VNZS abzuleiten.

Die ausführliche Ergebnisbetrachtung zum Netzgebiet des Projektes „EMMI“ ist in Anhang [A] gegeben. Grundsätzlich werden die Ergebnisse aus dem Netzlabor Freiamt durch die Analysen im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ bestätigt. Tendenziell ist bei den Ergebnissen eine geringe Reduzierung der Schätzgüte im Vergleich zum Netzlabor Freiamt erkennbar. Ein zusammenfassender Vergleich mit den Ergebnissen aus dem Netzlabor Freiamt, findet im nachfolgenden Kapitel statt.

DANIEL GROß

6 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurde eine praxisnahe VNZS entwickelt und implementiert. Dabei stand einerseits die Funktionalität unter den realen Rahmenbedingungen in Mittel- und Niederspannungsnetzen und andererseits die Übertragbarkeit des entwickelten Konzeptes auf weitere Netzgebiete im Vordergrund. Mit der vorliegenden Arbeit konnte gezeigt werden, dass dem operativen Netzbetrieb zukünftiger Verteilnetze durch das kontinuierliche Ermitteln des aktuellen Systemzustandes Rechnung getragen werden kann.

Zusammenfassung

Zu Beginn der Arbeit wurden in Kapitel 2 zunächst die gegenwärtigen und zukünftigen Anforderungen an den Verteilnetzbetrieb erörtert. Anschließend folgte eine Einordnung der ZS in die unterschiedlichen Spannungsebenen des EVS. Die abschließende Festlegung der Rahmenbedingungen wurde anhand der Differenzierung zwischen einem transienten und einem eingeschwungenen Systemzustand gegeben.

Einen Überblick über die theoretischen Grundlagen der ZS in EVS wurde in Kapitel 3 aufgezeigt. Bei der Analyse der Algorithmen hat sich gezeigt, dass eine VNZS basierend auf kartesischen Knotenspannungen vorteilhaft für die dreiphasige Berechnung ist. Zum einen wird durch dieses Vorgehen eine spannungsebenenübergreifende Berechnung von dreiphasigen Dreileiter- und Vierleiter-Systemen ermöglicht. Zum anderen wird durch die konstante Jacobi-Matrix eine schnelle Berechnung der einzelnen Zeitschritte erreicht. Die Erweiterung der bestehenden Algorithmen durch die dreiphasigen Komponentenmodelle der Transformatoren komplettiert die Möglichkeit der gekoppelten Berechnung über mehrere Spannungsebenen.

Kapitel 4 befasste sich mit den für die VNZS benötigten Daten. Grundlegend wird hierfür ein rechenfähiges Netzmodell benötigt, welches die topologische Anordnung der Netzknoten und Trennstellen festlegt. Die Netzknoten werden dabei, je nach Beschaffenheit, kategorisiert und die Zweigelemente anhand der Betriebsmittelparameter beschrieben. Im Anschluss daran wurde die Kompensation einer defizitären Messdatenerfassung in Mittel- und Niederspannungsnetzen durch die Verwendung von Ersatzwerten erläutert. Fehlende Messwerte werden durch Pseudomesswerte substituiert, um einen vollständigen Messdatensatz zur Berechnung der VNZS zu erhalten. Für die Verbraucher werden die Pseudomesswerte auf Basis einer Markov-Kette modelliert und anschließend über die vorgestellte PED-Methode auf die gewünschte maximale Leistung und Jahresenergiemenge entnormiert. Fehlende Messwerte von PVA werden durch die Messung einer Referenzanlage abgeschätzt. Die beschriebenen synthetischen Wirkleistungsprofile dienen

vornehmlich zur Beschreibung einzelner Verbraucher bzw. Erzeuger in der Niederspannung. Zur Verwendung der Profile als Eingangsdaten für die VNZS in der Mittelspannung müssen diese auf Basis der Zusammensetzung der einzelnen Ortsnetze aggregiert werden. Somit können die synthetischen Wirkleistungsprofile sowohl in der Niederspannung als auch in der Mittelspannung verwendet werden. Die Fehlerbereiche der synthetischen Eingangsdaten zur Bestimmung der Standardabweichungen werden anhand des SMAPE ermittelt. Der Vergleich mit den realen Messdaten führt bei den synthetischen Wirkleistungsprofilen der Verbraucher zu Abweichungen zwischen 50% und 100%. Bei der Verwendung von SLP treten Abweichungen zwischen 80% und 200% auf. Für die PVA liegt der größte zu erwartende Fehler auf Basis der zur Verfügung stehenden Messdaten bei 40%.

Das in der vorliegenden Arbeit entwickelte Konzept einer VNZS wurde in Kapitel 5 unter den realen Rahmenbedingungen zweier Mittelspannungsabgängen im Netzgebiet des VNB Netze BW GmbH validiert. Als Maß für die Bewertung der Schätzgenauigkeit wird hierbei der Vergleich zwischen den berechneten und den gemessenen Werten herangezogen. Ausgangspunkt ist hierbei die Bewertung der Genauigkeit der berechneten Zustandsvariablen, durch die Bestimmung des Schätzfehlers der Spannungsbeträge $E_{i,|U|}$ an den Knoten i . Der Toleranzbereich für die Schätzgenauigkeit der Spannungsbeträge wurde dabei auf $\pm 1\%$ Abweichung zum Messwert festgelegt. Als weitere Bewertungsgröße wird der Schätzfehler, der auf Basis der Zustandsvariablen berechneten Strombeträge $E_{i,|I|}$ an den Knoten i , betrachtet. Der Toleranzbereich für die Schätzfehler des Strombetrages wurde auf $\pm 10\%$ Abweichung zum Messwert, bezogen auf den maximal gemessenen Strombetrag, festgelegt. Da in keinem der betrachteten Netzgebiete die Zweigströme der Leitungen gemessen wurden, ist eine Validierung anhand von Messdaten nicht möglich. Infolgedessen wurden die Ergebnisse für die Leitungsauslastungen bei Verwendung realer Messwerte als Basisfall festgelegt. Für alle Analysen wurde ein Simulationszeitraum von einer Woche aus dem Jahr 2018 mit einer minütlichen Zeitauflösung der Messdaten angesetzt.

In beiden Netzgebieten wurde die Schätzgenauigkeit der einzelnen Bewertungskriterien anhand von drei Szenarien validiert. Das erste Szenario geht von der Annahme aus, dass an allen Messpunkten reale Messwerte als Eingangsdaten der VNZS vorgegeben werden. Hierbei werden an den Knoten der ONS die Wirk- und Blindleistungswerte angesetzt, welche an den Niederspannungssammelschienen der ONT gemessen wurden. Die ONS bzw. Kundenanlagen, die keine Messeinrichtung aufweisen, wurden durch entsprechende Pseudomesswerte nachgebildet. Das zweite Szenario geht davon aus, dass keine Messwerterfassung innerhalb des Mittelspannungsabganges vorhanden ist. In diesem Fall wurden für alle ONS die entsprechenden synthetischen Pseudomesswerte angesetzt. Das dritte Szenario beruht ebenfalls auf der Annahme, dass in den Mittelspannungsabgängen keine Messwerte erfasst werden. Hierbei wurden jedoch für die ONS Pseudomesswerte für die Last- und Einspeiseprofile basierend auf Standardlastprofilen angesetzt. Für alle drei Szenarien gilt grundsätzlich, dass eine reale Spannungsmessung am definierten Slack-Knoten des jeweiligen Netzgebietes vorgegeben wird.

Für das erste Netzgebiet, das Netzlabor Freiamt, ergab sich im ersten Szenario durch das Verhältnis der gemessenen zu den nicht gemessenen ONS ein Durchdringungsgrad an realen Messpunkten von 80%. Dabei hat sich gezeigt, dass die Genauigkeit der Spannungsmessung am Slack-Knoten einen großen Einfluss auf die Schätzgüte der Knotenspannungsbeträge innerhalb des Mittelspannungsabganges hat. Durch die Festlegung eines neuen Slack-Knotens mit genauer Spannungsmessung konnte hierbei eine deutliche Verbesserung der Schätzgüte der Spannungsbeträge erzielt werden. Dies machte sich im Zeitraum des höchsten Lastbezuges mit einer Anzahl von ca. 98% aller Schätzfehler innerhalb des Toleranzbandes bemerkbar. Im saisonalen Vergleich zum Zeitraum der höchsten Einspeisung lagen hierbei ca. 96% aller Schätzfehler innerhalb des Toleranzbandes. Der minimale negative Fehler tritt mit $-0,089$ p. u. jedoch im Zeitraum des höchsten Bezuges auf, weshalb alle weiteren Untersuchungen für diesen Zeitraum durchgeführt wurden. Die Schätzgüte der Strombeträge an den gemessenen ONS ist im ersten Szenario, mit 100% aller Schätzfehler innerhalb des Toleranzbereiches, sehr hoch. Der minimale negative Schätzfehler tritt hierbei mit $-0,095$ p. u. auf. Die Leitungsauslastungen bei Verwendung realer Messwerte liegen im Maximum bei ca. 22%.

Im zweiten Szenario reduziert sich im Netzlabor Freiamt die Durchdringung an realen Messpunkten auf 2%, was der realen Spannungsmessung am Slack-Knoten entspricht. Eine Abnahme der Schätzgüte der Spannungsbeträge in Bezug auf die Anzahl an Schätzfehlern innerhalb des Toleranzbereiches, ist hierbei nicht erkennbar. Es treten nach wie vor ca. 98% aller Schätzfehler innerhalb des Toleranzbandes auf. Eine Reduzierung der Schätzgüte innerhalb des Toleranzbereiches durch die reine Verwendung synthetischer Pseudomesswerte ist indirekt durch das Ergebnis der berechneten Knotenstrombeträge erkennbar. Hierbei reduziert sich die Anzahl an Schätzfehler im Toleranzband auf ca. 50%, was auf eine mangelnde Nachbildung der Wirk- und Blindleistungswerte durch die Pseudomesswerte in Kombination mit einer hohen Volatilität der Messdaten zurückgeführt wurde. Der minimale negative Schätzfehler ist mit $0,858$ p. u. deutlich stärker ausgeprägt als in Szenario 1. Die Leitungsauslastungen konnten in Szenario 2, im Vergleich zum Basisfall aus Szenario 1, in derselben Größenordnung reproduziert werden.

In Szenario 3 beträgt die Durchdringung an realen Messpunkten, aufgrund der realen Spannungsmessung am Slack-Knoten, ebenfalls 2%. Auch in diesem Fall ist die Schätzgüte der Spannungsbeträge in Bezug auf die Anzahl an Schätzfehlern innerhalb des Toleranzbandes mit ca. 98% hoch. Der Schätzfehlerbereich liegt mit einem maximalen positiven Fehler von $0,030$ p. u. in derselben Größenordnung wie in Szenario 2. Die zunehmende Verschlechterung der Schätzgüte bei den berechneten Strombeträgen im Vergleich zu Szenario 2, ist das Resultat einer zusätzlichen Verringerung der Schätzgenauigkeit der Spannungsbeträge innerhalb des Toleranzbandes. Die Anzahl an Schätzfehlern im Toleranzbereich liegt für die Strombeträge bei ca. 41%, wobei der Schätzfehlerbereich deutlich ausgeprägter ist. Die Leitungsauslastungen des Basisfalls können mit den in Szenario 3 verwendeten Pseudomesswerten, basierend auf Standardlastprofilen, nicht nachgebildet werden. Die maximale Auslastung beläuft sich hierbei auf ca. 6% und liegt damit deutlich unterhalb der Auslastungswerte aus Szenario 1.

Bei der Platzierung von zusätzlichen realen Messpunkten im Netzlabor Freiamt haben sich folgende Erkenntnisse ergeben. In Szenario 1 hat die zusätzliche Verwendung von realen Spannungsbetragsmessungen an allen Messpunkten im Netzlabor eine Verschlechterung der Schätzgüte der Knotenspannungsbeträge, sowohl in Bezug auf die Anzahl an Abweichungen im Toleranzbereich als auch in der Ausdehnung des Schätzfehlerbereiches, zur Folge. Dies wurde auf die fehlende Information des Phasenwinkels der Spannung zurückgeführt. Da keine Phasenwinkel bekannt sind, wird der VNZS zu den Spannungsbetragsmessungen der Winkel von 0° vorgegeben. Bei der Berechnung der Zustandsvariablen werden die Phasenwinkel als Messwerte interpretiert, wobei der Algorithmus versucht sich diesen Werten anzunähern. Die realen Wirk- und Blindleistungsmesswerte wirken diesen Phasenwinkeln entgegen, da die durch die real gemessenen Leistungswerte eingprägten Leistungswinkel nicht zu den vorgegebenen Phasenwinkeln der Spannung passen.

Die Platzierung realer Wirk- und Blindleistungsmessungen im Szenario 2 führt lediglich zu einer lokalen Verbesserung der Schätzgenauigkeit der Strombeträge an den Knoten, an denen die realen Messpunkte angesetzt wurden. Ein globaler Einfluss auf die Verbesserung des Systemzustandes ist dadurch vernachlässigbar gering. Eine Kombination aus realen Wirk- und Blindleistungsmessungen mit einer realen Spannungsbetragsmessung führt zum selben Ergebnis bezüglich der Schätzgenauigkeit der Strombeträge. Eine Verbesserung ist hierbei lediglich in Bezug auf die Rechenzeit zu erkennen. Durch die zusätzliche reale Spannungsbetragsmessung verkürzt sich die Rechenzeit um ca. 30% in Bezug auf die Berechnung ohne reale Spannungsbetragsmessung.

Das zweite Netzgebiet, anhand dessen das entwickelte Konzept der VNZS validiert wurde, stammt aus dem Projekt „EMMI“. Im Szenario 1 ergibt sich im zweiten Netzgebiet, aufgrund des Verhältnisses der gemessenen zu den nicht gemessenen ONS, eine Durchdringung mit realen Messpunkten von 72%. Die Auswertung der Schätzgenauigkeit der Spannungsbeträge bestätigt das Ergebnis einer hohen Schätzgüte aus dem Netzlabor Freiamt, wobei in beiden Betrachtungszeiträumen eine um ca. 2% reduzierte Anzahl an Schätzfehlern innerhalb des Toleranzbereiches erkennbar ist. Der Schätzfehlerbereich hingegen ist im Vergleich zum Netzlabor Freiamt in beiden Fällen verringert. Die Schätzgüte der Strombeträge im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ ist sehr hoch. Auch hier bestätigt sich das Ergebnis aus dem Netzlabor Freiamt mit 100% aller Schätzfehler innerhalb des Toleranzbandes. Dabei tritt ein minimaler negativer Fehler von $-0,014$ p. u. auf. Die Leitungsauslastungen bei Verwendung realer Messwerte liegen im Maximum bei ca. 18%.

Für das Szenario 2 werden die Ergebnisse aus dem Netzlabor Freiamt ebenfalls durch die Auswertungen im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ bestätigt. Die Anzahl an Schätzfehlern der Spannungsbeträge innerhalb des Toleranzbereiches liegt bei ca. 98%, wobei die Güte der Schätzgenauigkeit hierbei im Vergleich zu Szenario 1 etwas geringer ist. Dies bestätigt sich im zweiten Netzgebiet gleichermaßen anhand der Schätzgüte der Strombeträge. Es liegen ca. 35% aller Schätzfehler innerhalb des Toleranzbereiches, was im Vergleich zum Netzlabor Freiamt einer Verschlechterung von 15%, bei Verwendung synthetischer Pseudomesswerte, entspricht. Der auftretende minimale negative Schätzfehler hingegen fällt mit $-0,731$ p. u. geringer aus. Ein er-

heblicher Unterschied im Vergleich zum Netzlabor Freiamt ist bei den Leitungsauslastungen zu erkennen. Im Vergleich zum Basisfall sind die Belastungen in Szenario 2 deutlich geringer ausgeprägt, wobei sich eine maximale Auslastung von ca. 6% ergibt. Die anzunehmende Ursache für die starke Diskrepanz sind unzutreffende bzw. unzureichende Metadaten, welche zur Parametrierung der synthetischen Pseudomesswerte verwendet werden.

Ferner werden durch die Ergebnisse des dritten Szenarios im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ die Analysen aus dem Netzlabor Freiamt bestätigt. Die Schätzgenauigkeit der Knotenspannungsbeträge in Bezug auf die Anzahl der Schätzfehler innerhalb des Toleranzbandes ist hoch. Die Schätzgüte innerhalb des Toleranzbereiches ist, wie in Szenario 2, im Vergleich zu Szenario 1 verringert. Dies wird ebenfalls durch die Betrachtung der Schätzfehler der Strombeträge an den ONS ersichtlich. Hierbei reduziert sich die Anzahl der Schätzfehler innerhalb des Toleranzbandes im Vergleich zu Szenario 2 nochmals um ca. 10%. Der maximale Schätzfehler bei den Strombeträgen erhöht sich im zweiten Netzgebiet auf 1,002 p. u.. Im Vergleich zum Netzlabor Freiamt können im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ die Leitungsauslastungen, bei Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf Standardlastprofilen, ebenfalls nicht reproduziert werden.

Fazit

Aus den Ergebnissen der VNZS für die beiden realen Netzgebiete lässt sich folgendes Fazit ableiten: Für die betrachteten radialen Netztopologien ist die Schätzgüte der Spannungsbeträge an den Knoten maßgeblich von der vorgegebenen Spannungsmessung am Slack-Knoten abhängig. Sowohl bei der Verwendung realer Wirk- und Blindleistungsmesswerte, als auch beim Einsatz von Pseudomesswerten für die Nachbildung der ONS, liegt eine nahezu gleiche Anzahl an Schätzfehlern innerhalb des festgelegten Toleranzbereiches. Während die Pseudomesswerte einen geringen Einfluss auf die Schätzfehler der Knotenspannungsbeträge haben, sind die Auswirkungen bei den Knotenstrombeträgen deutlich sichtbar. Hierbei hat sich in beiden Netzgebieten gezeigt, dass die Schätzgenauigkeit in Bezug auf den festgelegten Toleranzbereich deutlich geringer ist als bei Verwendung realer Messwerte. Dies lässt sich auf die Reproduktion der Wirkleistungswerte durch den Synthetisierungsprozess zurückführen. Die Leistungswerte der Messdaten werden durch die Pseudomesswerte nicht zeitpunktscharf nachgebildet, was sich bei der Berechnung der Zustandsvariablen bemerkbar macht. Die Abweichungen sind zwar nur sehr klein, was durch die Ergebnisse der Schätzfehler der Spannungsbeträge ersichtlich wird, genügen aber um Abweichungen bei den Knotenstrombeträgen von bis zu 75% zu bewirken. Diese Abweichungen treten bei den Pseudomesswerten, basierend auf SLP, aufgrund des höheren Aggregationsgrades mit Abweichungen von 100% noch deutlicher in Erscheinung. Für eine zeitlich korrelierende Nachbildung der ein- bzw. ausgespeisten Ströme an den Knoten ist die vorgestellte Methode zur Generierung von Pseudomesswerten somit nur bedingt geeignet. Da die Knotenströme i. d. R. eine untergeordnete Rolle bei der Beschreibung des Systemzustandes darstellen, wurden sie in der vorliegenden Arbeit verwendet, um die Schätzfehler der Leitungsströme, und die damit einhergehenden Betriebsmittelauslastungen, abzuschätzen. Eine direkte Validierung der Schätzgenauigkeit der Leitungsströme war aufgrund fehlender Messwerte nicht möglich. Aus

diesem Grund wurden die Auswirkungen der Pseudomesswerte auf die Betriebsmittelauslastung mit den Ergebnissen der VNZS bei Verwendung realer Messwerte verglichen. Hierbei hat sich im Netzlabor Freiamt eine übereinstimmende Nachbildung der Leitungsauslastungen bei Verwendung der synthetischen Pseudomesswerte ergeben. Dies konnte jedoch im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ infolge unzureichender Daten zur Parametrierung der Pseudomesswerte, sowie eventuell fehlerbehafteter Betriebsmitteldaten für die Parametrierung der Leitungsdaten, nicht bestätigt werden. Anhand dieses Ergebnisses wird ersichtlich, dass eine genaue Kenntnis des zu überwachenden Netzgebietes vorhanden sein muss, um die Parametrierung der benötigten Pseudomessdaten so genau wie möglich an die reale Situation anzupassen und dadurch eine ausreichende Abschätzung der Betriebsmittelauslastungen ermitteln zu können. Hierbei spielt insbesondere die Zusammensetzung der einzelnen Ortsnetze bezüglich der Anzahl unterschiedlicher Lasttypen und Erzeuger eine maßgebliche Rolle. Auf Basis der bisherigen Ergebnisse sollte daher die Annahme aus Abbildung 5.11 ausschließlich unter Verwendung realer Messwerte angesetzt werden. Hierbei werden die Schätzfehler der Knotenstrombeträge aus Gleichung (5.2) im gleichen Maße als Schätzfehler für die Zweigströme angesetzt. Bei der Verwendung von Pseudomesswerten müsste jedoch ein zu großer Sicherheitsbereich aufgrund der hohen Schätzfehler vorgehalten werden, wodurch der vorgeschlagene Ansatz in der Praxis nicht mehr umsetzbar ist.

Für die Platzierung realer Messpunkte in den betrachteten Netzgebieten werden folgende Schlussfolgerungen gezogen: Zur Abschätzung der Knotenspannungsbeträge innerhalb eines betrachteten radialen Netzgebietes sollte grundsätzlich eine reale Spannungsbetragsmessung am Slack-Knoten platziert werden. Die Platzierung zusätzlicher Spannungsmessungen in Form von reinen Betragsmessungen innerhalb eines Abgangs, führt zu keiner Verbesserung der Schätzgenauigkeit bei den Zustandsvariablen. Für eine Zunahme der Schätzgüte ist neben den Spannungsbeträgen auch die Information über die Phasenwinkel der Knotenspannungen erforderlich. Für die Abschätzung zur Einhaltung von Spannungsbändern ist in den betrachteten Netzgebieten somit lediglich eine reale Messung, in Form einer Spannungsmessung am Slack-Knoten, ausreichend.

Die Platzierung realer Wirk- und Blindleistungsmessungen ist bei Verbrauchern und Erzeugern mit großen Leistungen zu empfehlen. Der Einfluss auf die Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge ist lediglich lokal begrenzt, jedoch haben diese Anschlussnehmer einen maßgeblichen Einfluss auf die Leitungsauslastung. Dadurch wird der Effekt in Bezug auf die Abschätzung der Betriebsmittelauslastungen global ersichtlich. Des Weiteren sollten Sonderabnehmer, wie bspw. große Gewerbe- und Industriekunden, durch reale Messdaten in der VNZS berücksichtigt werden. Eine Abschätzung der teilweise stark individuellen Lastgänge ist nur eingeschränkt möglich. Zur konkreten Abschätzung der Betriebsmittelauslastung kann demzufolge die Durchdringung an realen Wirk- und Blindleistungsmessungen, je nach Zusammensetzung der versorgten Anschlussnehmer, stark variieren.

Durch die Kombination aus Wirk- und Blindleistungsmessungen in Verbindung mit einer Spannungsbetragsmessung konnte die Berechnungszeit der VNZS reduziert werden.

Der Einfluss von Strommesswerten wurde in der vorliegenden Arbeit nicht betrachtet. Die in beiden

untersuchten Netzgebieten zugrundeliegenden Messdaten beinhalten weder Phasenwinkelinformationen noch Richtungsinformationen zu den erfassten Strombetragsmessungen. Diesbezüglich ergibt sich durch die Verwendung von Strombetragsmessungen kein Vorteil im Vergleich zu den Wirk- und Blindleistungsmessungen.

Die Ergebnisse aus den beiden realen Netzgebieten in Kapitel 5 und Anhang [A] verdeutlichen, dass eine Übertragung des vorgestellten Konzeptes der VNZS möglich ist. Eine allgemeingültige Aussage kann auf Basis der vorgestellten Resultate jedoch nicht getroffen werden. Dennoch zeigen die Analysen, dass bei radialen Netzstrukturen mit einer ähnlichen Anzahl an Knoten und Leitungen vergleichbare Schätzgenauigkeiten der einzelnen Bewertungskriterien erreicht werden können. Insbesondere bei Verwendung realer Messwerte kann sowohl bei den Schätzfehlern der Spannungs- sowie Strombeträge von einer hohen Schätzgüte ausgegangen werden. Unter dem Fokus einer defizitären Messinfrastruktur verdeutlicht die unzureichende Abschätzung der Leitungsauslastung im zweiten Netzgebiet, dass bei der Übertragung der VNZS die Kenntnis über das zu überwachende Netzgebiet in Bezug auf die Parametrierung der Pseudomesstwerte, sowie die Betriebsmitteldaten ausreichend genau sein muss.

Zu Beginn der vorliegenden Arbeit wurde die folgende wissenschaftliche These aufgestellt:

Mithilfe einer anwendungsnahen Verteilnetz-Zustandsschätzung lässt sich unter gegebenen Rahmenbedingungen der wahrscheinlichste Systemzustand in einer Güte bestimmen, welche für den zukünftig operativen Verteilnetzbetrieb in einer akzeptablen Genauigkeit vorliegt.

Diese kann anhand der gezeigten Analysen grundsätzlich bestätigt werden. Zusammenfassend konnten hierfür folgende Ergebnisse quantifiziert werden:

- Das vorgestellte Konzept einer VNZS liefert unter realen Rahmenbedingungen belastbare Ergebnisse in Bezug auf die Schätzgüte der betrachteten Bewertungskriterien.
- Unter der Annahme einer defizitären Messinfrastruktur können durch Verwendung anpassbarer synthetischer Pseudomesstwerte, Spannungsbeträge sowie Leitungsauslastungen in einer akzeptablen Genauigkeit bestimmt werden.
- Die Anwendung der VNZS in weiteren Netzen konnte durch die Übertragung auf ein zusätzliches Netzgebiet mit vergleichbarer Topologie nachgewiesen werden.
- Die Abschätzung der Knotenspannungsbeträge innerhalb der Mittelspannungsabgänge ist durch den Einsatz einer realen Spannungsmessung am Slack-Knoten realisierbar.
- Durch eine entsprechende Parametrierung der synthetischen Pseudomesstwerte ist die Nachbildung der Leitungsauslastungen realisierbar.

Ausblick

Durch die in dieser Arbeit entwickelte Methode wurde die Grundlage für den Einsatz einer VNZS in realen Mittel- und Niederspannungsnetzen gelegt. Der Fokus der vorliegenden Arbeit lag einerseits auf der Umsetzung analysierter Algorithmen der VNZS zur Verwendung in Mittel- und Niederspannungsnetzen im Rahmen realer Betriebsbedingungen. Andererseits wurde ein gewisser Forschungsaufwand investiert, um anpassbare synthetische Pseudomesswerte zur Übertragbarkeit der VNZS zu realisieren. Die Analysen unter Verwendung realer Netztopologien in Kombination mit den dazugehörigen Messdaten stellte dabei einen ersten Schritt dar, allgemeine gültige Aussagen zur Güte einer VNZS im Zusammenhang mit einer defizitären Messinfrastruktur treffen zu können. Um weiterführende Erkenntnisse in Bezug auf die Schätzgüte sowie die Übertragbarkeit der entwickelten Methode der VNZS zu erlangen, werden zum Abschluss dieser Arbeit potenzielle Bereiche für den weiteren Forschungsbedarf aufgelistet:

- Das vorgestellte Konzept der VNZS sollte zusätzlich in Niederspannungsnetzen, sowie in leicht vermaschten Netzgebieten getestet werden.
- Die Pseudomessdaten werden bei der dreiphasigen Betrachtung bisher symmetrisch auf alle drei Phasen aufgeteilt. Zu realistischeren Nachbildung der Belastungssituation sollte ein Unsymmetriefaktor zur ungleichmäßigen Verteilung auf die einzelnen Phasen integriert werden.
- Die angesprochenen unzureichenden Messinformationen in Bezug auf die Phasenwinkel der Spannung und des Stromes sollten durch die Integration von zeitsynchronisierten Zeigermessgeräten (engl. PMU) kompensiert werden.
- Der Einfluss realer Leistungsflussmessungen konnte in keinem der beiden Netzgebiete validiert werden, da in beiden Schaltwerken unzureichend genaue bzw. keine Leistungsflussmessungen zur Verfügung standen. Untersuchungen zeigen jedoch, dass der Einfluss von Leistungsflussmessungen auf die Schätzgenauigkeit erheblich sein kann, da sich die Soll-Summe der verbrauchten bzw. eingespeisten Leistung exakter bilanzieren lässt [81]. Aus diesem Grund sollten die Auswirkungen von Leistungsflussmessungen unter realen Rahmenbedingungen erforscht werden.
- Da die Berechnungen bei langen Betrachtungszeiträumen bisweilen sehr zeitintensiv sind, sollte der Einfluss einer linearisierten Berechnung auf die Schätzgenauigkeit untersucht werden.
- Zur Offenlegung etwaiger Fehler im Knoten-Zweig-Modell des betrachteten Netzgebietes sollte eine Topologieerkennung integriert werden. Hierbei ist neben der Identifikation von Trennstellen auch eine automatisierte Bestimmung der Stufenstellungen der Transformatoren zwingend erforderlich.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
aFRR	automatic Frequency Restoration Reserves
AMI	Advanced Metering Infrastructure
AC	Alternating Current
BDD	Bad Data Detection
BPL	Breitband-Powerline
DC	Direct Current
DEA	dezentrale Erzeugungsanlage
DSSE	Distribution System State Estimation
EE	erneuerbaren Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EKF	Extended Kalman Filter
EMMI	Evaluation des Mehrwerts von Messtechnik in Verteilnetzen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVS	Elektrizitätsversorgungssystem
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FCR	Frequency Containment Reserves
GPS	Global Positioning System
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
KAM	Knotenadmittanzmatrix
LB	Leistungs-Bins
LTE	Long Term Evolution
mFRR	manual Frequency Restoration Reserves
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
PED	Power-Energy-Denormalization
PMU	Phasor Measurement Unit
p. u.	per unit
PV	Photovoltaik

PVA	Photovoltaik-Anlage
SE	State Estimation
SHGM	Schweppe-Huber Generalized-M Estimator
SLP	Standardlastprofil
SMAPE	Symmetric Mean Absolute Percentage Error
SMGW	Smart-Meter-Gateway
TAB	Technischen Anschlussbedingungen
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UK-GDS	United Kingdom Generic Distribution System Model
VNB	Verteilnetzbetreiber
VNZS	Verteilnetz-Zustandsschätzung
WEA	Windenergieanlage
WLAV	Weighted Least Absolute Value
WLS	Weighted Least Square
ZS	Zustandsschätzung

Symbolverzeichnis

Formelzeichen	Beschreibung	Einheit
B	Suszeptanz (Blindleitwert)	S
$E(M)$	Erwartungswert für beliebig verteilte Zufallszahlen	
$E(\mathbf{\Lambda})$	Erwartungswert der Stichprobenfunktion	
$f(m)$	Dichtefunktion einer Wahrscheinlichkeitsverteilung	
$f(m; \lambda)$	Dichtefunktion	
$f(m; \mu; \sigma)$	Dichtefunktion	
$F(m)$	Verteilungsfunktion einer Wahrscheinlichkeitsverteilung	
G	Konduktanz (Wirkleitwert)	S
$h(x)$	Funktion des nichtlinearen Messsystems	
$\mathbf{h}(x)$	Vektor der nichtlinearen Funktionen, welcher die Messdaten mit den Zustandsvariablen im Vektor x in Beziehung setzt (berechnete Messwerte)	
\mathbf{H}	Jacobi Matrix (Partielle Ableitungen der berechneten Messwerte)	
I_b	Bezugsstrom	
\underline{I}_j	Komplexer Strom am Knoten j	A
\underline{I}_{jk}	Komplexer Stromfluss zwischen den Knoten j und k	A
$I_{real,j}$	Wirkstrom am Knoten j	A
$I_{imag,j}$	Blindstrom am Knoten j	A
$I_{real,jk}$	Wirkstromfluss zwischen den Knoten j und k	A
$I_{imag,jk}$	Blindstromfluss zwischen den Knoten j und k	A
$I_{equ,j}$	Komplexer Äquivalentstrom am Knoten j	A
$I_{equ,jk}$	Komplexer Äquivalentstromfluss zwischen den Knoten j und k	A
$\mathbf{J}(x)$	Schätz- oder Fehlerfunktion der Zustandsschätzung	
$L(\lambda)$	Likelihood-Funktion	
$L(\mu; \sigma)$	Likelihood-Funktion	
$L * (\mu; \sigma)$	Log-Likelihood-Funktion	
m_{verf}	Anzahl verfügbarer Messwerte	
m_i	Stichprobenwerte bzw. Einzelwerte einer Messreihe	
\bar{m}	Mittelwert der Stichproben	
M	Zufallsvariable	
\bar{M}	Schätzfunktion für den Erwartungs- oder Mittelwert	

n	Stichprobenumfang	
n_k	Anzahl der Knoten im zu überwachenden Netz	
$p_{niedrig}$	Auftrittswahrscheinlichkeit der niedrigen Leistungswerte der PED-Methode	
p_{hoch}	Auftrittswahrscheinlichkeit der hohen Leistungswerte der PED-Methode	
P	Wirkleistung	W
P_j	Wirkleistung am Knoten j	W
P_{jk}	Wirkleistungsfluss zwischen den Knoten j und k	W
$\bar{P}(P_{knicke})$	Arithmetischer Mittelwert der Wirkleistung der PED-Methode	W
$\bar{P}_{niedrig}(P_{knicke})$	Arithmetischer Mittelwert der Wirkleistung der PED-Methode	p. u.
$\bar{P}_{hoch}(P_{knicke})$	Arithmetischer Mittelwert der Wirkleistung der PED-Methode	p. u.
P_{knicke}	Median der auftretenden Leistungswerte der PED-Methode	p. u.
Q	Blindleistung	Var
Q_j	Blindleistung am Knoten j	Var
Q_{jk}	Blindleistungsfluss zwischen den Knoten j und k	Var
r	Messabweichung	
\mathbf{r}	Messfehlervektor	
\mathbf{R}	Matrix der Gewichtungsfaktoren (Kovarianz-Matrix mit den umgekehrt proportionalen Fehlervarianzen der einzelnen Messwerte)	
R_{Irea}	Realteil Äquivalenzstrom	A
R_{Imag}	Imaginärteil Äquivalenzstrom	A
$Real_t$	Realer Leistungswert für SMAPE	W
$\hat{\sigma}_v^2$	Schätzwert für die Varianz	
S_v^2	Schätzfunktion für die Varianz	
S	Scheinleistung	VA
S_b	Bezugsscheinleistung	VA
$Synth_t$	synthetischer Leistungswert für SMAPE	W
U_j	Spannungsbetrag am Knoten j	V
U_b	Bezugsspannung	V
$U_{real,j}$	Realteil der komplexen Spannung am Knoten j	V
$U_{imag,j}$	Imaginärteil der komplexen Spannung am Knoten j	V
$U_{equ,j}$	Komplexe Äquivalentenspannung am Knoten j	V
$\mathbf{U}^{(\nu+1)}$	Vektor der Knotenspannungsbeträge im nächsten Iterationsschritt	
$\mathbf{U}^{(\nu)}$	Vektor der Knotenspannungsbeträge im aktuellen Iterationsschritt	
$\Delta\mathbf{U}^{(\nu)}$	Vektor der Änderung der Knotenspannungsbeträge im aktuellen Iterationsschritt	
\mathbf{v}	Vektor der Messfehler	
W_i	Gewichtungsfaktor	
\mathbf{x}	Vektor der Zustandsvariablen	

X	Messgröße	
\underline{Y}	Betriebsmitteladmittanz	S
\underline{Y}_t	Transformatoradmittanz	S
\underline{Y}_m	Transformatorkoppeladmittanz	S
\underline{Y}_p	Admittanzmatrix bei Transformatoren	
z	Vektor der Messwerte	
\underline{Z}	Betriebsmittelimpedanz	Ω
\underline{Z}_e	Eigenimpedanz einer Leitung	Ω
\underline{Z}_g	Gegenimpedanzen einer Leitung	Ω
\underline{Z}_{gn}	Gegenimpedanzen einer Leitung mit Neutralleiter	Ω
\underline{Z}_t	Eigenimpedanz eines Transformators	Ω
$\text{Rank}(H)$	Rang der Matrix H	
η	Redundanz der Messwerte	
ϑ_j	Phasenwinkel der Spannung am Knoten j	°
$\vartheta^{(\nu+1)}$	Vektor der Phasenwinkel der Knotenspannungen im nächsten Iterationsschritt	
$\vartheta^{(\nu)}$	Vektor der Phasenwinkel der Knotenspannungen im aktuellen Iterationsschritt	
$\Delta\vartheta^{(\nu)}$	Vektor der Änderung der Phasenwinkel der Knotenspannungen im aktuellen Iterationsschritt	
λ	Unbekannter Parameter	
$\hat{\lambda}$	Schätzwert des unbekanntes Parameters	
Λ	Stichprobenfunktion	
μ	Erwartungs- oder Mittelwert	
$\hat{\mu}$	Schätzwert für den Erwartungs- oder Mittelwert	
ν	Iterationszähler	
σ	Standardabweichung	
σ^2	Varianz	
σ_y	Gesamtmessfehler Fehlerfortpflanzung	
$\phi(u)$	Verteilungsfunktion der Normalverteilung	

DANIEL GROß

Abbildungsverzeichnis

1.1	Konzepte der Energieversorgung	2
2.1	Struktureller Aufbau des Netzbetriebes [31, S. 743]	8
2.2	Entwicklung der installierten Leistung der konventionellen Erzeugungsanlagen im Übertragungs- und Verteilnetz zu den Jahren 2011, 2014 und 2018	14
2.3	Entwicklung der installierten Leistung der nach dem EEG zahlungsberechtigten Anlagen im Verteilnetz zwischen 2008 und 2016 [28, S. 17/18]	15
3.1	Normalverteilung mit Kennwerten [41, S. 371]	26
3.2	Vergleich zweier unverzerrter Punktschätzer Λ_1 und Λ_2 sowie eines verzerrten Punktschätzers Λ_3 mit unterschiedlichen Varianzen [40, S. 227]	28
3.3	Leitungsmodelle für einphasige, dreiphasige, und dreiphasige Leiter mit Neutralleiter	35
3.4	Netzmodell mit und ohne Transformator	37
3.5	Veranschaulichung der Strom- und Spannungsbeziehungen der jeweiligen Strangwicklungen einer Transformatorbank [45, S. 15]	38
3.6	Stern-Dreieck-Schaltung eines Transformators mit widerstandslos geerdetem Sternpunkt [74, S. 93]	39
3.7	Kombination der Zweigmodelle aus Mittelspannungsleitung, Transformator und Niederspannungsleitung	42
4.1	Knotentypen	46
4.2	Knotentrennung	47
4.3	Zuordnung der unterschiedlichen Eingangsdatentypen zum Netzmodell	48
4.4	Erstellen der Übergangsmatrix durch Zustände und Übergänge (Übergangswahrscheinlichkeiten) in Bezug auf Messdaten [84, S. 2]	53
4.5	Beispiel für einen zufälligen Durchlauf anhand der Übergangsmatrix während der Profilmodellierung [85, S. 4]	54
4.6	Vergleich der Maximal- und Mittelwerte der realen Messdaten mit den synthetischen Profilen auf Basis der Markov-Kette	55
4.7	Histogramme der Wirkleistungsänderungsrate für die Messdaten und die synthetischen Daten	55
4.8	Histogramme der jährlichen Wirkleistung für die Messdaten und die synthetischen Daten	57
4.9	Schema zur Entnormierung der synthetischen Lastprofile mittels PED Methode [85, S. 4]	58

4.10 Vergleich der entnormierten Maximal- und Mittelwerte der realen Messdaten mit den synthetischen Profilen auf Basis der Markov-Kette	59
4.11 Histogramme der Wirkleistungsänderungsrate für die Messdaten und die synthetischen Daten nach der Entnormierung	60
4.12 Histogramme der jährlichen Wirkleistung für die Messdaten und die synthetischen Daten nach der Entnormierung	60
4.13 Schema zur Aggregation der synthetischen Last- und Einspeiseprofile	64
4.14 Beispiel für die Aggregation eines Ortsnetzes anhand der Anzahl der einzelnen Lastarten	65
4.15 Vergleich von realen und synthetischen Residuallastkurven anhand eines beispielhaften Ortsnetzes	66
4.16 Verbraucher - Histogramm der Verteilung der Abweichungen zwischen einem gemessenen und einem synthetischen Wirkleistungsverlauf	69
4.17 PVA - Histogramm der Verteilung der Abweichungen der gewählten Referenz-PVA mit einer weiteren gemessenen PVA	69
5.1 Übersicht des Gesamtsystems der VNZS	72
5.2 Baden-Württemberg-Karte zur geografischen Einordnung des Netzlabors Freiamt	77
5.3 Vergleich der Analyseverfahren zur Bestimmung der Schätzgenauigkeit	78
5.4 Netzlabor Freiamt parametriert mit realen Messwerten als Eingangsdaten für die VNZS	80
5.5 Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit des Schätzfehlers des Spannungsbetrages für reale Messwerte als Eingangsdaten für die VNZS	81
5.6 Netzlabor Freiamt - Boxplots der Schätzfehler der Spannungsbeträge an allen gemessenen ONS	82
5.7 Netzlabor Freiamt parametriert mit realen Messwerten als Eingangsdaten für die VNZS und neuem Slack-Knoten	83
5.8 Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit des Schätzfehlers des Spannungsbetrages für reale Messwerte als Eingangsdaten der VNZS	83
5.9 Netzlabor Freiamt - Boxplots der Schätzfehler der Spannungsbeträge an allen gemessenen ONS	84
5.10 Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages für reale Messwerte als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	86
5.11 Exemplarische Leitungsauslastung unter Verwendung von Schätzfehlern	87
5.12 Netzlabor Freiamt - Leitungsauslastungen für reale Messwerte als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	88
5.13 Netzlabor Freiamt parametriert mit Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte als Eingangsdaten für die VNZS und neuem Slack-Knoten	89

5.14 Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	90
5.15 Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Last- und Einspeiseprofilen als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	91
5.16 Netzlabor Freiamt - Leitungsauslastungen bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Last- und Einspeiseprofilen als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	92
5.17 Netzlabor Freiamt parametrisiert mit Pseudomessdaten basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten für die VNZS und neuem Slack-Knoten	93
5.18 Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	94
5.19 Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages für Pseudomesswerte basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	95
5.20 Netzlabor Freiamt - Leitungsauslastungen bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf SLP als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	96
5.21 Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte als Eingangsdaten für die VNZS für eine Fehlerannahme von 50%	97
5.22 Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte als Eingangsdaten für die VNZS für eine Fehlerannahme von 300%	97
5.23 Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte als Eingangsdaten für die VNZS für eine Fehlerannahme von 500%	98
5.24 Netzlabor Freiamt - Platzierung von zusätzlichen realen Spannungsbetragsmessungen im Mittelspannungsabgang	102
5.25 Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für reale Wirk- und Blindleistungsmesswerte und realen Spannungsbetragsmessungen als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	102
5.26 Netzlabor Freiamt - Platzierung von realen Wirk- und Blindleistungsmessungen im Mittelspannungsabgang	104

5.27	Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages bei der Verwendung von synthetischen Pseudomesswerten und platzierten realen Wirk- und Blindleistungsmessungen als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	104
5.28	Netzlabor Freiamt - Leitungsauslastungen bei der Verwendung von synthetischen Pseudomesswerten und platzierten realen Wirk- und Blindleistungsmessungen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	105
5.29	Netzlabor Freiamt - Platzierung von zusätzlichen realen Wirk- und Blindleistungsmessungen im Mittelspannungsabgang	106
5.30	Netzlabor Freiamt - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages bei der Verwendung von synthetischen Pseudomesswerten und platzierten realen Wirk- und Blindleistungsmessungen sowie einer zusätzlichen Spannungsbetragsmessung als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	106
A.1	Baden-Württemberg-Karte zur geografischen Einordnung des Netzgebietes aus dem Projekt „EMMI“	148
A.2	Netzgebiet aus dem Projekt „EMMI“ parametrisiert mit realen Messwerten als Eingangsdaten für die VNZS	149
A.3	Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Relative Auftrittshäufigkeit des Schätzfehlers des Spannungsbetrages für reale Messwerte als Eingangsdaten der VNZS	150
A.4	Netzgebiet Projekt EMMI - Boxplots der Schätzfehler der Spannungsbeträge an allen gemessenen ONS	151
A.5	Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages für reale Messwerte als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	153
A.6	Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Leitungsauslastungen bei der Verwendung von realen Messdaten als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	154
A.7	Netzgebiet aus dem Projekt „EMMI“ parametrisiert mit Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Wirk- und Blindleistungswerten als Eingangsdaten für die VNZS	155
A.8	Netzgebiet Projekt EMMI - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	156
A.9	Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Last- und Einspeiseprofilen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	157
A.10	Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Leitungsauslastungen bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Last- und Einspeiseprofilen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	158

A.11 Netzgebiet aus dem Projekt „EMMI“ parametrisiert mit Pseudomesswerten basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten für die VNZS	159
A.12 Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges . . .	160
A.13 Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	161
A.14 Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Leitungsauslastungen bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges	162
B.1 Stern-Dreieck-Schaltung eines Transformators mit widerstandslos geerdetem Sternpunkt [74, S. 93]	167
B.2 Anschlusskonfiguration von Verbrauchern im dreiphasigen Vierleitersystem: a) Einphasig - b) Dreiphasig in Sternschaltung - c) Dreiphasig in Dreieckschaltung . . .	168
B.3 Netzlabor Freiamt - Zeitlicher Verlauf des Spannungsbetrages in der Woche des höchsten Lastbezuges im Jahr 2018 bei Verwendung realer Messdaten	171
B.4 Netzlabor Freiamt - Zeitlicher Verlauf des Strombetrages in der Woche des höchsten Lastbezuges im Jahr 2018 bei Verwendung realer Messdaten	172

DANIEL GROß

Tabellenverzeichnis

2.1	Tätigkeitsbereiche der Netzführung und der Systembilanz [31, S. 761]	9
2.2	Rahmenbedingungen für den zukünftigen Netzbetrieb	11
2.3	Auszug aus den Strukturdaten Strom der Netze BW im Jahr 2018 [10, S. 2]	14
2.4	Rahmenbedingungen der Spannungsebenen in Bezug auf die Zustandsschätzung	16
2.5	Vorgaben Smart-Meter-Rollout [26]	17
3.1	Schätzfunktionen und zugehörige Schätzwerte für die wichtigsten statistischen Parameter und Kennwerte einer beliebigen Grundgesamtheit [41, S. 501]	25
3.2	Untermatrizen zur Erstellung der dreiphasigen KAM von Zweiwicklungstransforma- toren für verschiedene Schaltgruppen [74, S. 94]	41
4.1	Definition der Knotenpunkte mit Angabe der gegebenen und der gesuchten Größen [29, S. 513]	49
4.2	Vergleich der maximalen Leistungswerte und der jährlichen Energiemenge nach Entnormierung der synthetischen Profile	61
4.3	Maximale Fehler der Eingangsdaten zur Verwendung in der VNZS	68
5.1	Betrachtungszeiträume aus dem Jahr 2018 zur simulativen Auswertung der VNZS im Netzlabor Freiamt	79
5.2	Vergleich der Schätzfehlerbereiche und der Anzahl an Schätzfehlern im Toleranz- band bei unterschiedlichen Fehlerannahmen	99
5.3	Übersicht der Ergebnisse aus der Analyse im Netzlabor Freiamt	107
A.1	Betrachtungszeiträume aus dem Jahr 2018 zur simulativen Auswertung der VNZS im Netzgebiet des Projektes „EMMI“	149
A.2	Übersicht der Ergebnisse aus der Analyse im Netzgebiet des Projektes EMMI . . .	162
B.1	Netzlabor Freiamt - Vergleich der maximal gemessenen Knotenströme an den ONS im Jahr 2018 mit den thermischen Grenzströmen der Anschlussleitungen der ONS	169
B.2	Netzgebiet des Projektes EMMI - Vergleich der maximal gemessenen Knotenströme an den ONS im Jahr 2018 mit den thermischen Grenzströmen der Anschlussleitun- gen der ONS	170

DANIEL GROß

Literaturverzeichnis

- [1] Verteilernetzstudie: Moderne Verteilernetze für Deutschland. Forschungsprojekt Nr. 44/12. September 2014.
- [2] dena-Verteilnetzstudie: Zusammenfassung der zentralen Ergebnisse der Studie „Ausbau und Innovationsbedarf in den Stromverteilnetzen in Deutschland bis 2030“ durch die Projektsteuergruppe. Berlin, 10.12.2012.
- [3] dena-NETZFLEXSTUDIE: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung. Berlin, 03/2017.
- [4] dena-Studie Systemdienstleistungen 2030: Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Berlin, 02/2014.
- [5] Agora Energiewende und Energynautics (2018): Toolbox für die Stromnetze – Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement. Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Darmstadt, 2018.
- [6] Monitoringbericht 2016: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB. Bonn, November 2016.
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): „Smart Energy made in Germany – Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende,“ Selbstverlag, Berlin, 2014.
- [8] Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit im Energiesystem - Handlungsbedarfsanalyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Juli 2016.
- [9] S. Piaszeck, L. Wenzel, A. Wolf, „Regional Diversity in the Costs of Electricity Outages: Results for German Counties,,“ HWWI Research Paper 142, Hamburg, 2013.
- [10] Strukturdaten Strom 2018: Strukturdaten § 27 Abs. 2 Nr. 1 bis 7 StromNEV, <https://www.netze-bw.de/unternehmen/veroeffentlichungen#4-1-5>. Netze BW GmbH. Stuttgart, März 2019.
- [11] Eigenschaften moderner Leitsysteme: Vortrag von Dr. Christoph Schneiders - Leiter Hauptschaltleitung Brauweiler. 15. CIGRE/CIRED-Informationsveranstaltung. Aschaffenburg, 24.10.2017.

- [12] VDE-AR-N 4100: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung), Anwendungsrichtlinie, April 2019 .
- [13] VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderung für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Anwendungsrichtlinie, November 2018.
- [14] VDE-AR-N 4110: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung), November 2018.
- [15] VDE-AR-N 4120: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung), November 2018.
- [16] BDEW: Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz), Anwendungsrichtlinie, 2008.
- [17] DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, Deutsche Fassung EN 50160:2008, Deutsche Norm, 2008.
- [18] IEC 60364-1: Electrical installations of buildings - Fundamental principles, assessment of general, Part 1, Fourth edition, 2001-08.
- [19] DIN 1319-3 Grundlagen der Messtechnik - Teil 3: Auswertung von Messungen einer einzelnen Messgröße, Messunsicherheit, 1996.
- [20] Technische Anschlussbedingungen: TAB 2007 - für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Stand: Juli 2007, Ausgabe 2011.
- [21] Technische Anschlussbedingungen: TAB 2008 - für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Mai 2008.
- [22] TAB 2040, „Werknorm Technische Anschlussbedingungen - Technische Bedingungen für Anschlüsse am Mittelspannungsnetz (TAB Mittelspannung),“ E.DIS Netz GmbH, 2008.
- [23] TAB Mittelspannung 2008, „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz,“ Netze BW GmbH, 2017.
- [24] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017).
- [25] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG 2005).
- [26] Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, Bonn, 2016.
- [27] Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen (Messstellenbetriebsgesetz - MsbG), 2016.

- [28] Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Zahlen 2016, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Öffentlichkeitsarbeit, Berlin 2016.
- [29] D. Oeding, B. R. Oswald, „Elektrische Kraftwerke und Netze,“ Berlin, Heidelberg: Springer-Verlag, 7. Auflage, 2011, ISBN 978-3-642-19245-6.
- [30] E. Handschin, „Elektrische Energieübertragung,“ Heidelberg: Hüthig, 2. Auflage, 1987, ISBN 3-7785-1401-6.
- [31] A. J. Schwab, „Elektroenergiesysteme,“ Heidelberg: Springer, 3. Auflage, 2012, ISBN 978-3-642-21957-3.
- [32] P. Kundur, „Power System Stability and Control,“ New York: MacGraw-Hill, Inc., 1. Auflage, 1994, ISBN 0-07-035958-X.
- [33] K.-D. Heuck, Dettmann, D. Schulz, „Elektrische Energieversorgung - Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis,“ Wiesbaden: Vieweg-Verlag, 7. Auflage, 2007, ISBN 978-3-8348-1699-3.
- [34] D. Rumpel, J. R. Sun, „Netzleittechnik - Informationstechnik für den Betrieb elektrischer Netze,“ Berlin: Springer-Verlag, 1. Auflage, 1989, ISBN 978-3-642-83514-8.
- [35] W. Kaufmann, „Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungssysteme,“ VDE-Verlag GmbH, 1. Ausgabe, 1995, ISBN 978-3-880072141-2.
- [36] V. Crastan, D. Westermann, „Elektrische Energieversorgung 3 - Dynamik, Regelung und Stabilität Versorgungsqualität, Netzplanung Betriebsplanung und -führung Leit- und Informationstechnik FACTS, HGÜ,“ Berlin: Springer-Verlag, 3. Auflage, 2011, ISBN 978-3-642-20099-1.
- [37] J. Jäger, C. Romeis, E. Petrossian, „Duale Netzplanung - Leitfaden zum netzkompatiblen Anschluss von dezentralen Energieeinspeiseanlagen,“ Wiesbaden: Springer Vieweg, 2015, ISBN 978-3-658-12729-9.
- [38] A. Abur, A. Gomez Exposito, „Power System - State Estimation Theory and Implementation,“ New York: Marcel Dekker, Inc., 2004, ISBN 0-8247-5570-7.
- [39] A. G. Phadke, J. S. Thorp, „Synchronized Phasor Measurements and Their Applications,“ New York: Springer Science+Business Media, 2008, ISBN 978-0-387-76535-8.
- [40] D. C. Montgomery, G. C. Runger, „Applied Statistics and Probability for Engineers,“ New York: John Wiley & Sons, Inc., Third Edition, 2003, ISBN 0-471-20454-4.
- [41] L. Papula, „Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler,“ Band 3, Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag | Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 6. Auflage, 2011, ISBN 978-3-8348-1227-8.

- [42] A. J. Wood, F. Bruce, „Power Generation, Operation, and Control,“ New York: John Wiley & Sons, Inc., Second Edition, 1996, ISBN 0-471-58699-4.
- [43] M. L. Crow, „Computational Methods for Electric Power Systems,“ Boca Raton: CRC Press, Second Edition. 2009, ISBN 978-1-4200-8661-4.
- [44] H. Koettnitz, H. Pundt, „Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze,“ Band 1. Mathematische Grundlagen und Netzparameter, Leipzig: VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 2. Auflage, 1973.
- [45] P. Baier, „Dreiphasen-Leistungstransformatoren,“ VDE-Verlag, Berlin, 2010, ISBN 978-3-8007-3117-6.
- [46] G. C. Loehr, „The "Good" Blackout: The Northeast Power Failure of 9 November 1965,“ IEEE Power and Energy Magazine. Volume: 15, Issue: 3, Mai-Juni 2017.
- [47] F. C. Schewpe, J. Wildes, „Power System Static-State Estimation, Part 1 Exact Model,“ IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, No. 1, S. 120-125., 1970.
- [48] F. C. Schewpe, J. Wildes, „Power System Static-State Estimation, Part 2 Approximate Model,“ IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, No. 1, S. 125-130, 1970.
- [49] F. C. Schewpe, J. Wildes, „Power System Static-State Estimation, Part 3 Implementation,“ IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-89, No. 1, S. 130-135, 1970.
- [50] A. Abdel-Majeed, S. Tenbohlen, K. Rudion, „Zustandsschätzungs-basierte Spannungsregelung im NS-Netz,“ VDE Kontress 2014, Frankfurt, 2014.
- [51] D. Echternacht, u. a. „Smart Area Aachen – Zustandsschätzung in Verteilnetzen,“ Von Smart Grids zu Smart Markets, Kassel, 2015.
- [52] W. Kehrer, F. Tilger, A. Berger, „grid-control Ein Gesamtkonzept zur Technisch-Wirtschaftlichen Verteilnetzbewirtschaftung,“ 3. OTTI-Konferenz - Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 2016.
- [53] T. Stetz, H. Wolf, A. Probst, S. Eilenberger, Y.-M. S. Drenan, E. Kämpf, M. Braun, D. Schöllhorn, S. Schmidt, „Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten,“ VDE Kongress 2012, Stuttgart, 2012.
- [54] R. Singh, B. Pal, R. Jabr, „Choice of estimator for distribution system state estimation,“ IET Generation, Transmission & Distribution 2009, vol. 3, S. 666-678, Juli 2009.
- [55] R. Gelagaev, P. Vermeyen, J. Driesen, „State Estimation in distribution grids,“ IEEE 13th International Conference on Harmonic and Quality of Power 2008, September 2008.

- [56] F. Shabani, M. Seyedyazdi, M. Vaziri, M. Zargha, S. Vadhva, „State Estimation of a Distribution System Using WLS and EKF Techniques,“ IEEE International Conference on Information Reuse and Integration, San Francisco, CA, USA, October 2015.
- [57] S. Kamireddy, N. N. Schulz, A. K. Srivastava, „Comparison of state estimation algorithms for extreme contingencies,“ 2008 40th North American Power Symposium, NAPS'08., September 2008.
- [58] L. Mili, M. Cheniae, N. Vichare, and P. Rousseeuw, „Robust state estimation based on projection statistics,“ IEEE Trans. Power Syst., vol. 11, no. 2, S. 1118–1127, May 1996.
- [59] J. B. Zhao, S. Wang, L. Mili, R. Huang, and Z. Huang, „A robust state estimation framework considering measurement correlations and imperfect synchronization,“ IEEE Trans. Power Syst., vol. 33, no. 4, S. 4604–4613, Jul. 2018.
- [60] R. C. Pires, L. Mili, and F. Lemos, „Constrained robust estimation of power system state variables and transformer tap positions under erroneous zero-injections,“ IEEE Trans. Power Syst., vol. 29, no. 3, S. 1144–1152, May 2014.
- [61] D. Toyoshima, M.R.C. Castillo, C.A. Fantin, J.B.A. London Jr, „Observability and Measurement Redundancy Analysis on Three-Phase State Estimation,“ IEEE PES T&D 2012, Mai 2012.
- [62] N. G. Bretas, „Network observability: Theory and algorithms based on triangular factorisation and path graph concepts,“ IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Volume: 143, Issue: 1, S. 123-128, Jan 1996.
- [63] G. R. Krumpholz, K. A. Clements, P. W. Davis, „Power system observability: a practical algorithm using network topology,“ IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-99, N 4, S. 1534-1542, July – August, 1980.
- [64] P. Bromiley, „Products and convolutions of gaussian probability density functions,“ University of Manchester, Manchester, 2018.
- [65] C. N. Lu, J. H. Ten, W. H. Liu, „Distribution system state estimation,“ IEEE Transaction on Power Systems., no. S. 229-240, 1995.
- [66] M. E. Baran, A. W. Kelley, „State Estimation for Real-Time Monitoring of Distribution Systems,“ IEEE Trans on Power Systems, S. 1601-1609, 1994.
- [67] M. E. Baran, A. W. Kelley, „A Branch-Current-based State Estimation Method for Distribution Systems,“ IEEE Transaction on Power Systems, S. 483–491, 1995.
- [68] H. Wang, N. N. Schulz, „A revised branch current-based distribution system state estimation algorithm and meter placement impact,“ in IEEE Transactions on Power Systems, 2004.

- [69] J. M. Rupa, S. Ganesh, „Power Flow Analysis for Radial Distribution System Using Backward/Forward Sweep Method,“ World Academy of Science, Engineering and Technology, International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering, 2014.
- [70] A. Abdel-Majeed, K. Rudion, S. Tenbohlen, „Modellierung eines dreiphasigen Zustandschätzers mit Berücksichtigung des Neutralleiters,“ in VDE-Kongress 2014 - Smart Cities – Intelligente Lösungen für das Leben in der Zukunft, Frankfurt am Main, 2014.
- [71] J.K. Breakall, H.G.Hudson, „The equivalent current measurement technique and its comparison with current probe methods,“ IEEE Transactions on Antennas and Propagation, Volume: 34, Issue: 1, S. 119-120, Jan 1986.
- [72] R.M. Ciric, A.P. Feltrin, L.F. Ochoa, „Power flow in four-wire distribution networks- general approach,“ : IEEE Transactions on Power Systems, Volume: 18 ,Issue: 4, S. 1283–1290, Nov 2003.
- [73] J. H. Teng, „Using voltage measurements to improve the results of branch-current-based state estimators for distribution systems,“ IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Volume: 149, Issue: 6, S. 667-672, Nov 2002.
- [74] J.C. Das, „Understanding symmetrical components for power system modeling,“ Wiley Verlag, Hoboken, New Jersey, Piscataway, NJ, 2017, ISBN 978-1-119-22685-7.
- [75] T.-H. Chen, M.-S. Chen, T. Inoue, P. Kotas, E. A. Chebli, „Three-phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis,“ IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 6, No. 4, 1991.
- [76] G. Kron, „Tensor Analysis of Networks, Wiley,“ New York, 1939. Reprinted MacDonald, London, 1965.
- [77] M. Reta-Hernández, „Transmission Line Parameters,“ Taylor & Francis Group, LLC, 2006.
- [78] K. Strunz, N. Hatziaargyriou, C. Andrieu, K. Rudion, „Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources,“ Cigre Task Force C 6, 04-02, Apr. 2014.
- [79] I. R. Carson, „Wave propagation in overhead wires with ground return,“ Bell System techn. Journal, No. 5, S. 539-555, 1926.
- [80] L. Verhegen, S. Dierkes, H. Schuster, A. Moser, „Bewertung des Verteilungsnetzes unter Berücksichtigung intelligenter Netztechnologien,“ 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Austria. 12.-14.02.2014.
- [81] I. Cobelo, A. Shafiu, N. Jenkins, G. Strbac, „State estimation of networks with distributed generation,“ European transactions on electrical power 17, no. 1, S. 21-36, 2007.

- [82] R. Singh, B. C. Pal, R. B. Vinter, „Measurement placement in distribution system state estimation,“ *Power Systems, IEEE Transactions on* 24.2, S. 668-675, 2009.
- [83] VDEW Bericht, „Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland,“ M-02/2000, VDEW Materialien, Jan. 2000.
- [84] D. Groß, P. Wiest, K. Rudion, „Comparison of Stochastic Load Profile Modeling Approaches for Low Voltage Residential Consumers,“ *IEEE PES PowerTech 2017*, Manchester, 2017.
- [85] D. Groß, P. Wiest, K. Rudion, A. Probst, „Parametrization of Stochastic Load Profile Modeling Approaches for Smart Grid Simulations,“ *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe) 2017*, Turin, 2017.
- [86] T. Wieland, M. Reiter, E. Schmutzner, L. Fickert, „Modern Grid Planning – A probabilistic approach for low voltage networks facing new challenges,“ *CIGRE 2015*, Lyon, Frankreich, 2015.
- [87] B. W. Silverman, „Density Estimation for Statistics and Data Analysis,“ London, U.K., Chapman & Hall, 1986.
- [88] C. P. Cameron ; W. E. Boyson ; D. M. Riley, „Comparison of PV system performance-model predictions with measured PV system performance,“ 2008 33rd IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2008.
- [89] D. Jacob und P. Mahrenholz, „REMO A1B SCENARIO RUN, UBA PROJECT, DATASTREAM 3. World Data Center for Climate,“ 2006.
- [90] V. Quaschnig, „Regenerative Energiesysteme - Technologie - Berechnung - Simulation,“ München, Deutschland: Carl Hanser Verlag, 2015, ISBN 978-3446461130.
- [91] Y. Guo, Y. Zhang, A. K. Srivastava, „Data-Quality Aware State Estimation in Three-Phase Unbalanced Active Distribution System,“ 2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), Portland, OR, USA, Sept. 2018.
- [92] Y. Liu, J. Li, L. Wu, „State Estimation of Three-Phase Four-Conductor Distribution Systems with Real-Time Data from Selective Smart Meters,“ *IEEE Transactions on Power Systems* (Early Access), 2019.
- [93] E. Bernal, M. Bueno-Lopez, J. Xie, K. Strunz, „Distribution System State Estimation to Support Coordinated Voltage-Control Strategies by Using Smart Meters,“ *IEEE Transactions on Power Systems* (Early Access), 2019.
- [94] D. A. Haughton and G. T. Heydt, „A Linear State Estimation Formulation for Smart Distribution Systems,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, S. 1187–1195, Mai 2013.

- [95] J. B. Leite and J. R. S. Mantovani, „State estimation of distribution networks through the real-time measurements of the smart meters,“ in 2013 IEEE Grenoble Conf., S. 1–6, Jun 2013.
- [96] J. Wu, Y. He, and N. Jenkins, „A robust state estimator for medium voltage distribution networks,“ IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, no. 2, S. 1008–1016, Mai 2013.
- [97] D. Groß, P. Wiest, K. Rudion, L. Rupp, „Konzept einer praktikablen, stabilen und übertragbaren Zustandsschätzung für Verteilnetze,“ Internationaler ETG Congress 2017, Bonn, Deutschland, November 2017.
- [98] D. Groß, H. Früh, P. Wiest, K. Rudion, L. Rupp, C. Lakenbrink, „Validierung einer Verteilnetz-Zustandsschätzung in einem realen Mittelspannungsnetz,“ Internationaler ETG Congress 2019, Esslingen, Deutschland, Mai 2019.
- [99] D. Groß, H. Früh, P. Wiest, D. Contreras, K. Rudion, L. Rupp, C. Lakenbrink, „Evaluation of a Three-Phase Distribution System State Estimation for Operational Use in a Real Medium Voltage Grid,“ IEEE ISGT Europe 2019, Bucharest, Rumänien, September 2019.
- [100] D. Echternacht, C. Linnemann, A. Moser, „Optimized Positioning of Measurements in Distribution Grids,“ 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012.
- [101] A. Shafiu, N. Jenkins, G. Strbac, „Measurement location for state estimation of distribution networks with generation,“ IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, Volume: 152, Issue: 2, S. 240-246, März 2005.
- [102] C. Muscas, F. Pilo, G. Pisanor, S. Sulis, „Optimal Placement of Measurement Devices in Electric Distribution Systems,“ 2006 IEEE Instrumentation and Measurement Technology Conference Proceedings, Sorrento, Italien, April 2006.
- [103] C. Muscas, F. Pilo, G. Pisanor, S. Sulis, „Optimal Allocation of Multichannel Measurement Devices for Distribution State Estimation,“ IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, Volume: 58, Issue: 6, S. 1929-1937, Juni 2009.
- [104] M. E. Baran, J. X. Zhu, A. W. Kelly, „Meter Placement for Real Time Monitoring of Distribution Feeders,“ Proceedings of Power Industry Computer Applications Conference, Salt Lake City, UT, USA, Mai 1995.
- [105] R. Singh, B. C. Pal, R. A. Jabr, R. B. Vinter, „Meter Placement for Distribution System State Estimation: An Ordinal Optimization Approach,“ 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, Juli 2012.
- [106] N. Nusrat, M. Irving und G. Taylor, „Novel Meter Placement Algorithm for Enhanced Accuracy of Distribution System State Estimation,“ 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, USA, Juli 2012.

- [107] C. Tofallis, „A Better Measure of Relative Prediction Accuracy for Model Selection and Model Estimation,“ *Journal of the Operational Research Society* (2015) 66, S. 1352–1362, Juli 2015.
- [108] P. Mach, H. Hochlova, „Testing of normality of data files for application of SPC tools,“ 27th International Spring Seminar on Electronics Technology: Meeting the Challenges of Electronics Technology Progress, Mai 2004.
- [109] R. B. D’Agosteno, „An omnibus test of normality for moderate and large size samples,“ *Biometrika*, Volume 58, Issue 2, S. 341–348, August 1971.
- [110] J. P. Royston, „An Extension of Shapiro and Wilk’s W Test for Normality to Large Samples,“ *Journal of the Royal Statistical Society. Series C (Applied Statistics)*, Vol. 31, No. 2, S. 115–124, 1982.
- [111] S. Tenbohlen, „Elektrische Energienetze I,“ Vorlesung, IEH Universität Stuttgart, Stuttgart, 2013.
- [112] S. Tenbohlen, „Elektrische Energienetze II,“ Vorlesung, IEH Universität Stuttgart, Stuttgart, 2013.
- [113] M. Richter, „PMU-basierte Zustandsschätzung in Smart Distribution,“ Dissertation Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg, 2016, ISBN 978-3944722436.
- [114] A. Probst, „Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung,“ Dissertation IEH Universität Stuttgart, Stuttgart, 2014, ISBN 978-3868446890.
- [115] A. Abdel-Majeed, „Three-Phase State Estimation for Low-Voltage Grids,“ Dissertation IEH Universität Stuttgart, Stuttgart, 2016, 978-3868448931.
- [116] P. Wiest, „Probabilistische Verteilnetzplanung zur optimierten Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher,“ Dissertation IEH Universität Stuttgart, Stuttgart, 2018, ISBN 978-3868449709.
- [117] M. Braun, „Provision of Ancillary Services by Distributed Generators,“ *Renewable Energies and Energy Efficiency Band 10, Vol. 10*, Kassel, 2008, ISBN 978-3899586381.
- [118] D. Echternacht, „Optimierte Positionierung von Messtechnik zur Zustandsschätzung in Verteilnetzen,“ *Aachner Beiträge zur Energieversorgung, Band 160*, Aachen, 2014, ISBN 978-3941704480.
- [119] E. E. Fetzer, „Observability in the state estimation of power systems“ Dissertation, Iowa State University, 1972.
- [120] C. Dafis, „An observability formulation for nonlinear power systems modeled as differential algebraic systems,“ Dissertation, Drexel University, 2005.

DANIEL GROß

Anhang [A]

A.1 Projekt EMMI

Das zweite Netzgebiet, in dem die VNZS in der vorliegenden Arbeit validiert wird, stammt aus dem Projekt „EMMI“ der Netze BW GmbH. In diesem Projekt liegt der Fokus auf einer effizienteren Planung der Mittelspannungsnetze unter Zuhilfenahme von Messtechnik. Hierbei gilt es insbesondere zu klären, ob die Messinformationen aus zusätzlichen Messeinrichtungen die Mittelspannungsplanung optimieren können und in welchem Umfang eine Messinfrastruktur vorhanden sein muss, um einen signifikanten Mehrwert gegenüber den gebräuchlichen Eingangsdaten der Schleppeizerwerte zu schaffen. Die Fragestellungen aus dem Projekt „EMMI“ decken sich in großen Teilen mit den Fragestellungen, welche sich auch bei der Verwendung einer VNZS in dieser Spannungsebene ergeben. Aus diesem Grund bietet sich die Validierung der VNZS im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ unter den angesprochenen Fragestellungen an.

Ein weiterer Punkt der, durch die Auswertung des zweiten Mittelspannungsabgangs betrachtet werden kann, ist die anfangs angesprochene Übertragbarkeit der entwickelten Methode der VNZS auf andere Netzgebiete. Um die Ergebnisse aus dem Netzlabor Freiamt zu überprüfen, bietet die ähnliche Versorgungsstruktur einer ländlichen Region des Netzgebietes aus dem Projekt „EMMI“ kombiniert mit den erfassten Messwerten eine sehr gute Grundlage.

A.1.1 Beschreibung des Netzgebietes

Das Netzgebiet des Projektes „EMMI“ befindet sich im Südosten Baden-Württembergs und teilt sich auf die Landkreise Biberach und Ravensburg auf. Die genaue Lage des Netzgebietes unterliegt der Geheimhaltung, weshalb die geografische Lage in Abbildung A.1 lediglich beispielhaft dargestellt wird. Das Netzgebiet besteht aus zwei 20 kV Mittelspannungsabgängen, die über ein Schaltwerk an das vorgelagerte 20 kV angeschlossen sind. Für die Validierung der VNZS wird einer der beiden Abgänge verwendet, in dem insgesamt 37 Knotenpunkte über 36 Leitungen verbunden sind. Die Gesamtleitungslänge beläuft sich auf ca. 25,8 km, wobei das kürzeste Leitungsstück 0,012 km und das längste Leitungsstück 1,95 km lang ist. Das R/X-Verhältnis des Mittelspannungsabgangs ist ohmsch geprägt und beläuft sich auf 1,49. Für einen Betrieb in offenen Ringen sind innerhalb des Mittelspannungsabgangs insgesamt 3 Trennstellen vorhanden. In Summe werden im Abgang 179 Haushalte, 54 Landwirtschaften und 70 Gewerbe mit einem Jahresenergieverbrauch von ca. 6,17 GWh und einer maximalen Verbraucherleistung von ca. 4,5 MW versorgt. Dem gegenüber stehen 125 PVA mit einer installierten Leistung von 4,5 MW sowie 1 Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von 112 kW und einer gesamten Jahres-

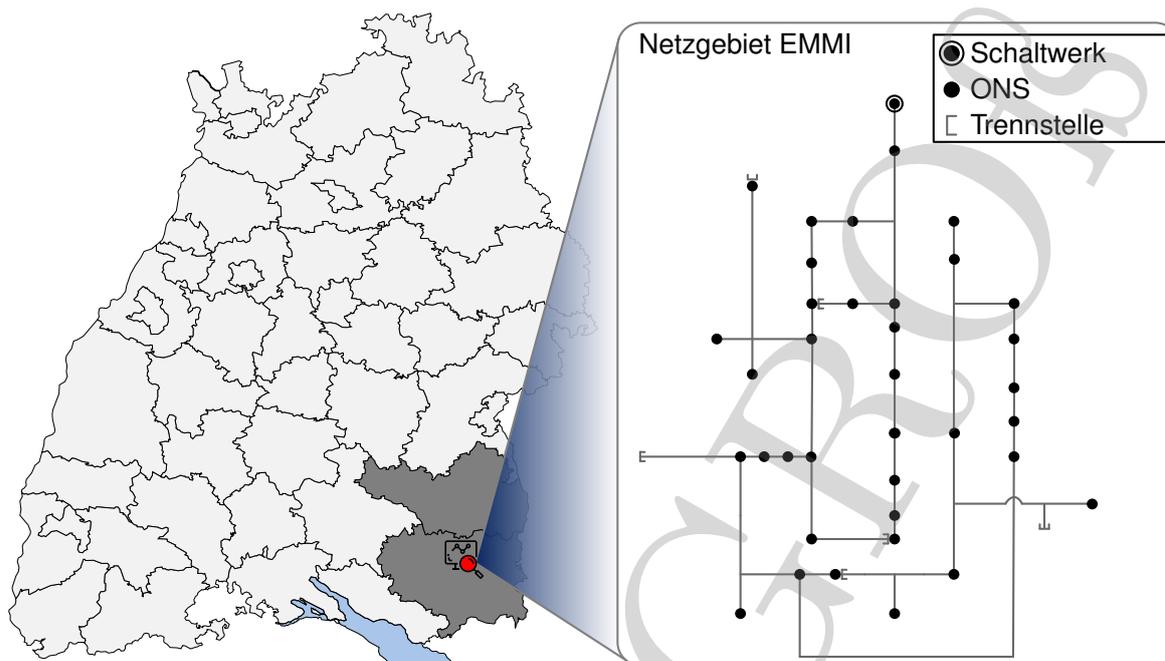


Abbildung A.1: Baden-Württemberg-Karte zur geografischen Einordnung des Netzgebietes aus dem Projekt „EMMI“

energieerzeugung von ca. 4,53 GWh²⁷.

Ebenso wie im Netzlabor Freiamt aus Abschnitt 5.4.1 ist das Netzgebiet des Projektes „EMMI“ nahezu flächendeckend mit einer Messwerterfassung ausgestattet. 26 der insgesamt 37 versorgten ONS werden an der Niederspannungssammelschiene der ONT gemessen. Dies entspricht einer Messabdeckung von ca. 70%. Zu diesem Zweck wurde das Netzgebiet mit Sensorik und Telekommunikationstechnik ausgestattet. Die wichtigsten messtechnisch erfassten elektrischen Größen sind hierbei der Spannungsbetrag, der Strombetrag sowie die Wirk- und Blindleistung mit Richtungsinformation. Alle Größen werden für alle drei Phasen erfasst. Die Messwerterfassung hat eine zeitliche Auflösung von einer Minute. Die ONS bzw. Transformatoren, die nicht mit Messtechnik ausgestattet wurden, sind entweder Kundenanlagen, die nicht im Besitz der Netze BW GmbH sind, oder Stationen, bei denen aufgrund ihrer Bauart die Installation einer Messeinrichtung nur mit unverhältnismäßig hohem Aufwand hätte realisiert werden können.

A.1.2 Analyse der Schätzgenauigkeit

A.1.2.1 Simulationszeiträume

Wie bereits in Abschnitt 5.4.2 festgelegt, sollte die Schätzgenauigkeit unabhängig von saisonaler oder wetterbedingter Beeinflussung der Last- und Einspeisesituation eine konstante Güte aufweisen. Aufgrund dessen werden für die simulativen Auswertungen die beiden Betrachtungszeiträume aus Tabelle A.1 für das Netzgebiet aus dem Projekt „EMMI“ angesetzt. Während dieser Zeiträume

²⁷Der Ausbauzustand des Netzgebietes sowie die Angaben zu den Energien und Leistungen beziehen sich auf das Jahr 2018

Tabelle A.1: Betrachtungszeiträume aus dem Jahr 2018 zur simulativen Auswertung der VNZS im Netzgebiet des Projektes „EMMI“

	Höchster Lastbezug im Netzgebiet	Höchste Einspeisung im Netzgebiet
Tag	26.02.2018	22.06.2018
Woche	26.02.2018 - 04.03.2018	18.06.2018 - 24.06.2018

liegt im betrachteten Netzgebiet der Normalschaltzustand vor.

A.1.2.2 Schätzgenauigkeit bei Verwendung realer Messwerte

Im Schaltwerk, über welches der betrachtete Mittelspannungsabgang mit dem vorgelagerten 20 kV Netz verbunden ist, gibt es lediglich eine Spannungsmessung an der Phase 2. Dies ist historisch bedingt, da die Schleppeizerwerte in der Regel anhand der Belastung auf Phase 2 ermittelt werden. Für eine dreiphasige Betrachtung kann die Messung aus dem Schaltwerk daher nicht herangezogen werden. Darüber hinaus werden im Schaltwerk keine weiteren Messwerte erfasst, weshalb auch in diesem Netzgebiet der Einfluss von Leistungsflussmessungen am Slack-Knoten nicht validiert werden kann. Aufgrund der limitierten Messwernerfassung wird, wie auch im Netzlabor Freiamt, die nächste gemessene Ortsnetzstation im Mittelspannungsabgang als Slack-Knoten gewählt. In diesem Fall ergibt sich eine Durchdringung mit realen Messpunkten von ca. 67%.

Zunächst erfolgt im Rahmen der Auswertung eine Verifizierung der Schätzgenauigkeit unter der Annahme, dass an den Messpunkten im betrachteten Netzgebiet reale Messwerte als Eingangsdaten für die VNZS zur Verfügung stehen. Dieses Simulationsszenario entspricht dem in Abschnitt 5.3

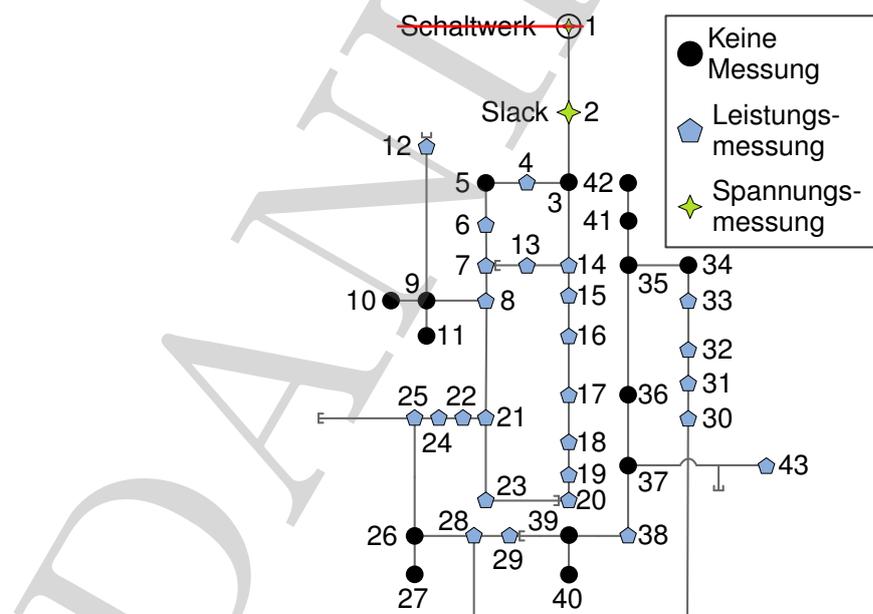


Abbildung A.2: Netzgebiet aus dem Projekt „EMMI“ parametrisiert mit realen Messwerten als Eingangsdaten für die VNZS

beschriebenen Basiszustand für den betrachteten Mittelspannungsabgang. Abbildung A.2 zeigt das Knoten-Zweig-Modell des Netzgebietes des Projektes „EMMI“ sowie die Parametrierung der einzelnen Knoten mit den entsprechenden Eingangsdaten. Am Slack-Knoten wird eine reale Spannungsmessung vorgegeben. Die ONS, welche mit Messtechnik ausgestattet sind, werden durch die blau eingefärbten Fünfecke gekennzeichnet. An ihnen werden die gemessenen Wirk- und Blindleistungswerte angesetzt. Die ONS bzw. Kundenanlagen, die keine Messeinrichtung aufweisen, sind durch die schwarzen Punkte kenntlich gemacht und werden grundsätzlich mit entsprechenden Pseudomesswerten, wie in Abschnitt 4.4 beschrieben, nachgebildet.

Schätzgenauigkeit des Spannungsbetrages

Abbildung A.3 zeigt die Ergebnisse für die Auswertung der Spannungsschätzfehler in der Woche des höchsten Lastbezuges und in der Woche der höchsten Einspeisung im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ für alle drei Phasen. Auf der Abszisse sind jeweils die Schätzfehler des Spannungsbetrages aller gemessener ONS nach Gleichung (5.1) in p. u. dargestellt. Die Ordinate gibt die relative Auftrittshäufigkeit der einzelnen Spannungsschätzfehler in Prozent wieder. Im Vergleich zu den Ergebnissen aus dem Netzlabor Freiamt in Abbildung 5.8 zeigt sich in Bezug auf die Anzahl der Spannungsschätzfehler innerhalb des grau markierten Toleranzbandes ein ähnliches Verhalten durch den saisonalen Einfluss. Die Anzahl an Schätzfehler innerhalb des Toleranzbandes ist im Zeitraum des höchsten Lastbezuges mit ca. 96% aller Schätzfehler höher, als im Zeitraum der höchsten Einspeisung. Hierbei befinden sich ca. 93% aller Schätzfehler der

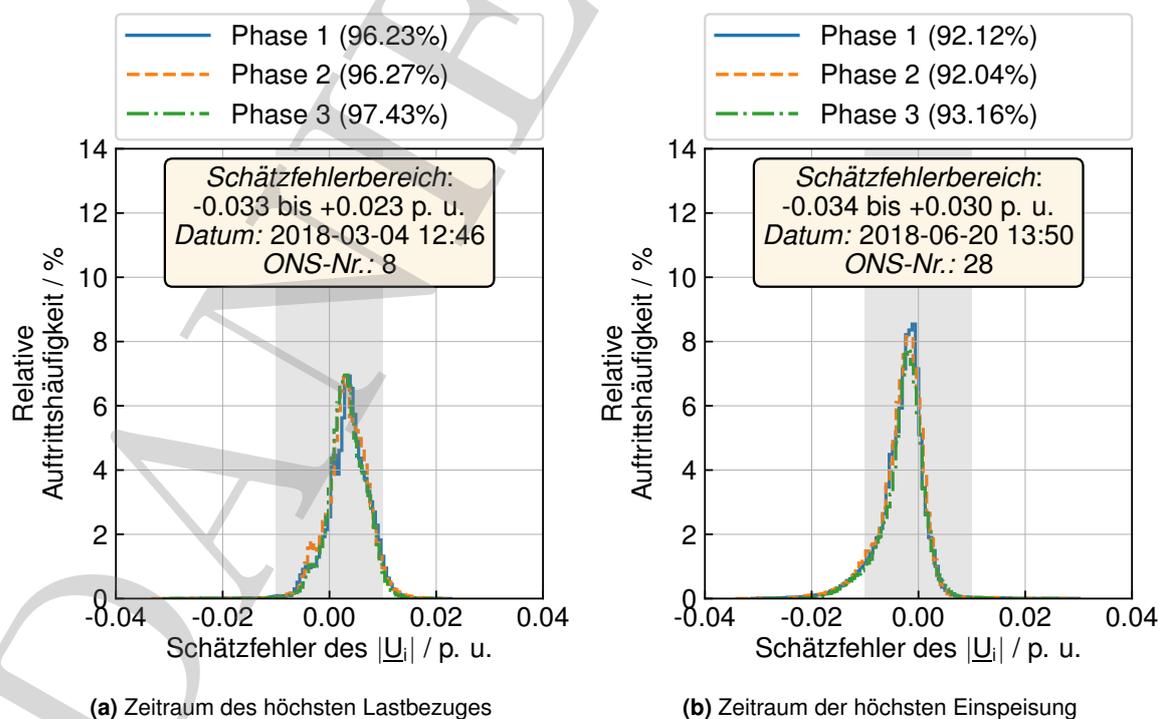


Abbildung A.3: Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Relative Auftrittshäufigkeit des Schätzfehlers des Spannungsbetrages für reale Messwerte als Eingangsdaten der VNZS

Spannungsbeträge innerhalb des Toleranzbandes. Im Vergleich zum Netzlabor Freiamt reduziert sich somit in beiden Betrachtungszeiträumen die Anzahl der Schätzfehler der Spannungsbeträge im Toleranzbereich um ca. 2%, wodurch sich eine leicht verringerte Schätzgüte für das Netzgebiet des Projektes „EMMI“ ergibt. Die Ausprägung der relativen Auftrittshäufigkeit in den beiden Betrachtungszeiträumen kehrt sich im Vergleich zur Auswertung im Netzlabor Freiamt um, wobei im vorliegenden Fall die höhere Ausprägung im Zeitraum der höchsten Einspeisung auftritt. Der Schätzfehlerbereich, der sich im Zeitraum der höchsten Einspeisung im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ ergibt, ist mit $-0,034$ bis $+0,030$ p. u. vergleichbar zum Schätzfehlerbereich im Netzlabor Freiamt. Der Schätzfehlerbereich im Zeitraum des höchsten Lastbezuges ist mit $-0,033$ bis $+0,023$ p. u. geringer ausgeprägt als im Netzlabor Freiamt. Abbildung A.4 zeigt die Boxplots der Schätzfehler der Spannungsbeträge an den gemessenen ONS im Netzgebiet des Projektes „EMMI“. Vergleicht man die Schätzfehler der einzelnen ONS in den beiden Betrachtungszeiträumen mit den Ergebnissen aus dem Netzlabor Freiamt ist zu erkennen, dass die Interquartilsabstände der einzelnen Boxplots im Zeitraum des höchsten Lastbezuges aus Abbildung A.4a ähnlich schmal ausgeprägt sind wie in den Grafiken aus Abbildung 5.9a. Die Mediane hingegen weichen an vielen ONS im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ deutlicher von Null ab als dies im Netzlabor Freiamt der Fall ist. Im Zeitraum der höchsten Einspeisung liegen die Mediane der Boxplots aus Abbildung A.4b näher an Null als im Zeitraum des höchsten Lastbezuges aus Abbildung A.4a. Im Vergleich zum Netzlabor Freiamt ist im Zeitraum der höchsten Einspeisung an vielen ONS im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ ein stärker ausgeprägter Interquartilsabstand zu erkennen. Sowohl im Zeitraum

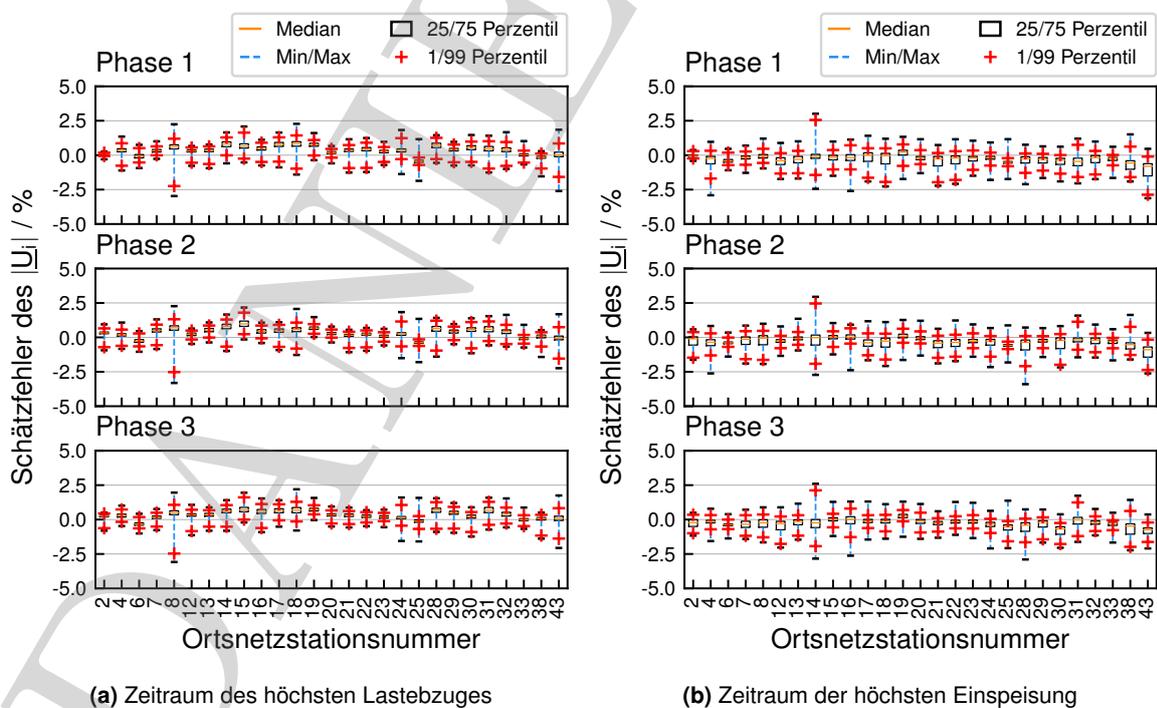


Abbildung A.4: Netzgebiet Projekt EMMI - Boxplots der Schätzfehler der Spannungsbeträge an allen gemessenen ONS

des höchsten Lastbezuges als auch im Zeitraum der höchsten Einspeisung liegen die 1% bzw. 99% Perzentile aus Abbildung A.4 im Vergleich zu den Grafiken aus Abbildung 5.9 weiter von den Interquartilsabständen entfernt. Die verringerte Schätzgüte durch die Betrachtung der relativen Auftrittshäufigkeit im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ im Vergleich zum Netzlabor Freiamt, bestätigt sich ebenfalls bei der Betrachtung der Schätzfehler der Spannungsbeträge an den einzelnen ONS.

Zum Zweck der Vergleichbarkeit und zur Überprüfung der Übertragbarkeit der in der vorliegenden Arbeit entwickelten Methode einer VNZS auf andere Netzgebiete, werden für das Netzgebiet des Projektes „EMMI“ die weiteren Untersuchungen, analog zum Netzlabor Freiamt, im Zeitraum des höchsten Lastbezuges durchgeführt.

Schätzgenauigkeit des Strombetrages

Die Analyse der Schätzgenauigkeit des Strombetrages erfolgt anhand der Rahmenbedingungen wie in Abbildung A.2 dargestellt. Am Slack-Knoten wird die gemessene Spannung und an den ONS mit Messeinrichtung werden die erfassten Wirk- und Blindleistungswerte vorgegeben. Die nicht gemessenen ONS werden durch Pseudomesswerte nachgebildet. Somit entsprechen die dieser Auswertung zugrundeliegenden Zustandsvariablen denjenigen, welche zur Berechnung der Schätzfehler des Spannungsbetrages in Abbildung A.3a verwendet werden. Die Strommesswerte des neu definierten Slack-Knotens können nicht mit den berechneten Werten verglichen werden, da die berechneten ein- bzw. ausgespeisten Ströme am Slack-Knoten dem gesamten Stromfluss des Netzgebietes entsprechen. Real wird an dieser Stelle jedoch lediglich der Strombezug bzw. die Stromabgabe des unterlagerten ONS gemessen, wodurch ein Vergleich nicht möglich ist.

Abbildung A.5a zeigt das Ergebnis für die Auswertung der Stromschätzfehler in der Woche des höchsten Lastbezuges im Netzgebiet für alle drei Phasen. Auf der Abszisse sind die Schätzfehler der Strombeträge der betrachteten gemessenen ONS nach Gleichung (5.2) in p. u. dargestellt. Die Ordinate gibt die relative Auftrittshäufigkeit der einzelnen Stromschätzfehler in Prozent wieder. In Bezug auf die in Abschnitt 5.2 definierte maximale Abweichung von $\pm 10\%$ vom Strommesswert, bezogen auf den maximal auftretenden Strommesswert, liegen für alle Phasen 100% der Stromschätzfehler des betrachteten Zeitraumes innerhalb des Toleranzbereiches. Die unterschiedlichen Ausprägungen der relativen Auftrittshäufigkeiten bei den einzelnen Phasen deuten auf eine unsymmetrische Belastung im Zeitraum des höchsten Lastbezuges hin. Der angegebene Schätzfehlerbereich in Abbildung A.5a wird aus dem Wertebereich zwischen dem 1% und 99% Perzentil ermittelt, wobei der minimale negative Stromschätzfehler an der ONS 15 mit -0.014 p. u. auftritt.

In Abbildung A.5b werden die Stromschätzfehler der einzelnen ONS anhand von Boxplots dargestellt. Auf der Abszisse sind die Nummern der betrachteten ONS in Anlehnung an Abbildung A.2 aufgetragen, wobei die nicht gemessenen sowie die nicht betrachteten ONS nicht dargestellt sind, weswegen die Nummerierung nicht durchgängig ist. Die Ordinate gibt den Schätzfehler des Strombetrages in Prozent wieder. Die dargestellten Boxplots beschreiben anhand der schwarzen Box den Interquartilsabstand, in dem sich 50% aller Schätzfehler befinden, welche durch den

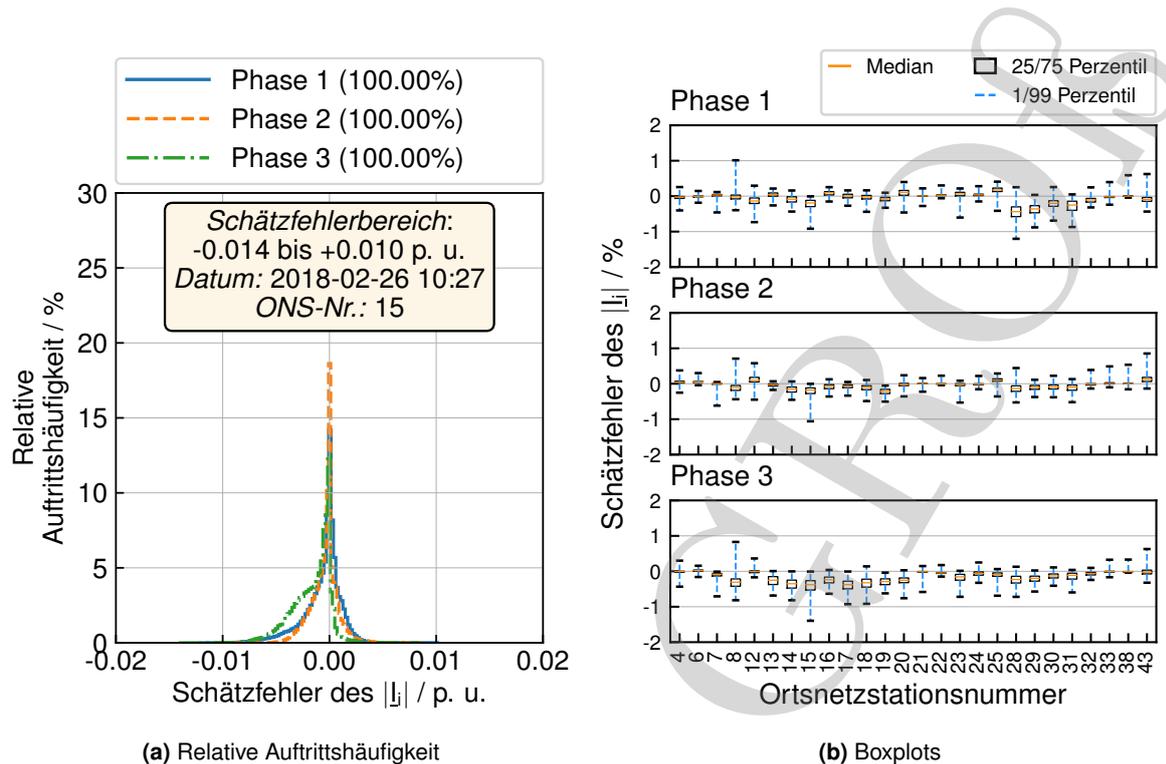


Abbildung A.5: Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages für reale Messwerte als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

Median (oranger Balken) geteilt werden. Der Wertebereich zwischen dem 1% und 99% Perzentil wird durch die blau gestrichelten Whisker dargestellt. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Stromschätzfehler an den betrachteten ONS sehr klein sind. Einerseits lässt sich dies aus dem geringen Interquartilsabstand ableiten, welcher verdeutlicht, dass die Streuung der Abweichungen an allen ONS in diesem Wertebereich sehr klein ist und sich der Median nahezu immer um Null herum befindet. Andererseits liegen, mit wenigen Ausnahmen, die 1% und 99% Perzentile sehr nahe an den 25% bzw. 75% Perzentilen, was ebenfalls für eine geringe Streuung im restlichen Wertebereich spricht und damit die hohe Güte der durch die VNZS berechneten Strombeträge widerspiegelt. Im Vergleich zu den Ergebnissen aus dem Netzlabor Freiamt in Abbildung 5.10, zeigt sich bei der Auswertung der Schätzgenauigkeit der Strombeträge im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ ebenfalls eine sehr hohe Güte bei der Bestimmung der Strombeträge an den einzelnen ONS.

Leitungsauslastung

Die Leitungsauslastungen werden auf Basis berechneter Zweigströme ermittelt. Da eine Messung der Zweigströme nicht vorliegt, kann eine Bewertung der Schätzgenauigkeit wie bei den Knotenspannungsbeträgen bzw. Knotenstrombeträgen nicht durchgeführt werden. Um dennoch eine Abschätzung der Güte der VNZS in Bezug auf die Betriebsmittelauslastungen vornehmen zu können, werden, analog zum Netzlabor Freiamt, die ermittelten Schätzfehler der Knotenstrom-

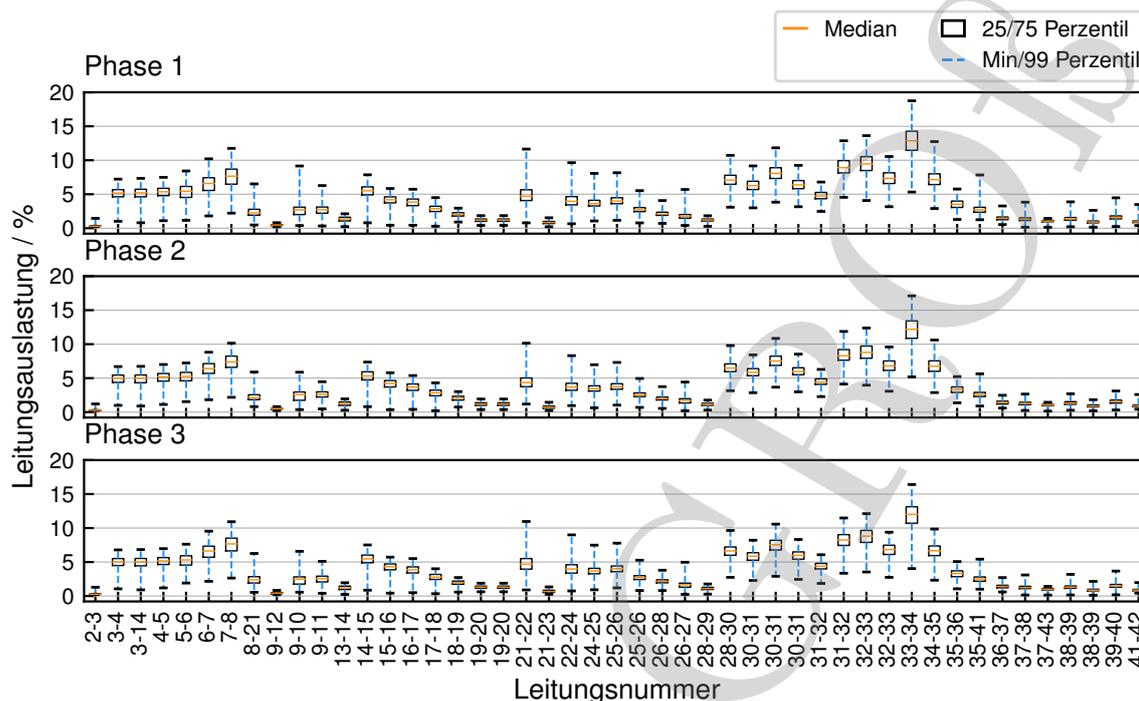


Abbildung A.6: Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Leitungsauslastungen bei der Verwendung von realen Messdaten als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

beträge im gleichen Maße als Schätzfehler für die Zweigströme angesetzt (vgl. Abbildung 5.11). Für den vorliegenden Fall bei Verwendung realer Messwerte als Eingangsdaten für die VNZS ergibt sich ein Reduktionsfaktor von ca. 1,5%. In Bezug auf Abbildung 5.11 bedeutet dies, dass eine maximale Auslastung von 98,5% nicht überschritten werden darf um unter Berücksichtigung der Schätzfehler eine Überlastung der Leitung zu verhindern. Im Vergleich zum Netzlabor Freiamt ist ein kleinerer Sicherheitsbereich zur Kompensation des Schätzfehlers für die Leitungen anzunehmen.

Abbildung A.6 zeigt die Leitungsauslastungen im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ bei Verwendung realer Messdaten als Eingangsdaten für die VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges. Die maximal auftretende Leitungsauslastung liegt bei ca. 18%. Die doppelten Auflistungen der Leitungsnummern sind auf Leitungssektoren zurückzuführen. Hierbei werden bei der Modellierung des Netzmodells unterschiedliche Leitungen verwendet, welche zwei Knoten miteinander verbinden. Die Hilfsknoten zur Verbindung der einzelnen Leitungssektoren werden in Abbildung A.2 aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt. Bei der Berechnung werden diese jedoch als virtuelle Knoten nach Abschnitt 4.1.1 behandelt.

A.1.2.3 Schätzgenauigkeit bei Verwendung synthetischer Profile als Pseudomesswerte

Im Rahmen der Auswertung wird in diesem Abschnitt die Verifizierung der Schätzgenauigkeit, unter der Annahme das an den Messpunkten im betrachteten Netzgebiet Pseudomesswerte basierend auf den synthetischen Profilen aus Abschnitt 4.4 als Eingangsdaten für die VNZS zur

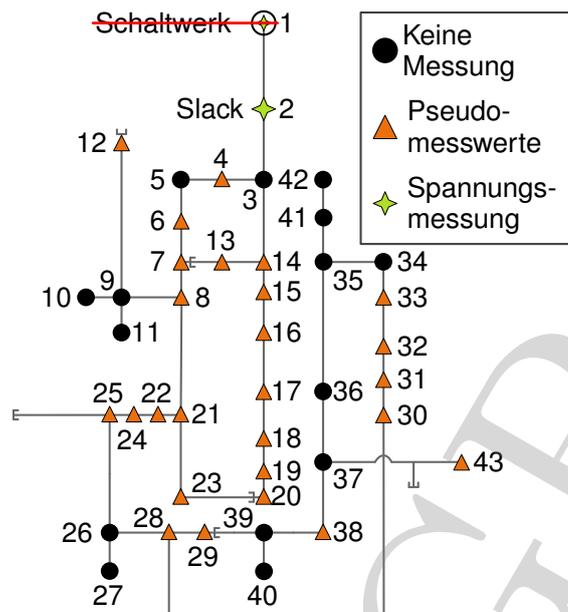


Abbildung A.7: Netzgebiet aus dem Projekt „EMMI“ parametrisiert mit Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Wirk- und Blindleistungswerten als Eingangsdaten für die VNZS

Verfügung stehen, vorgenommen. Abbildung A.7 zeigt das Knoten-Zweig-Modell des Netzgebietes des Projektes „EMMI“ mit der entsprechenden Parametrierung. Am Schaltwerk wird eine reale Spannungsmessung vorgegeben. Im betrachteten Fall werden an allen ONS, mit und ohne Messeinrichtung, die angepassten synthetischen Last- und Einspeiseprofile aus Abschnitt 4.4 angesetzt und als Eingangsdaten der VNZS vorgegeben. Die ONS bzw. Kundenanlagen die keine Messeinrichtung aufweisen, sind durch die schwarzen Punkte kenntlich gemacht. Die ONS, welche für die Auswertung herangezogen werden, sind durch die orange eingefärbten Dreiecke gekennzeichnet und entsprechen den ONS mit Messeinrichtung. Im betrachteten Fall wird somit für die Bestimmung des Systemzustandes durch die VNZS lediglich eine reale Messung angesetzt, was einem Durchdringungsgrad an Messstellen von ca. 3% entspricht.

Schätzgenauigkeit des Spannungsbetrages

Bei Vorgabe einer realen Spannungsmessung am Slack-Knoten, sowie synthetischen Wirk- und Blindleistungswerten als Pseudomesswerte an den ONS, ergeben sich die Schätzfehler der Spannungsbeträge nach Abbildung A.8. Die linke Grafik stellt die Schätzfehler der Spannungsbeträge der einzelnen Phasen im Zeitraum des höchsten Lastbezuges im Netzgebiet anhand der relativen Auftrittshäufigkeit dar. Ca. 98% aller Schätzfehler je Phase liegen innerhalb des grau markierten Toleranzbereiches und weisen somit eine Abweichung kleiner gleich $\pm 1\%$ vom Messwert auf. Dieser Wert ist im Vergleich bei Verwendung realer Messdaten um ca. 2% erhöht. Die maximale Ausprägung der relativen Auftrittshäufigkeit liegt für alle drei Phasen mit ca. 8% etwas höher als es bei der Verwendung realer Messwerte der Fall ist, wohingegen die einzelnen Phasen weniger stark korrelieren. Die minimalen negativen bzw. die maximalen positiven Schätzfehler liegen im

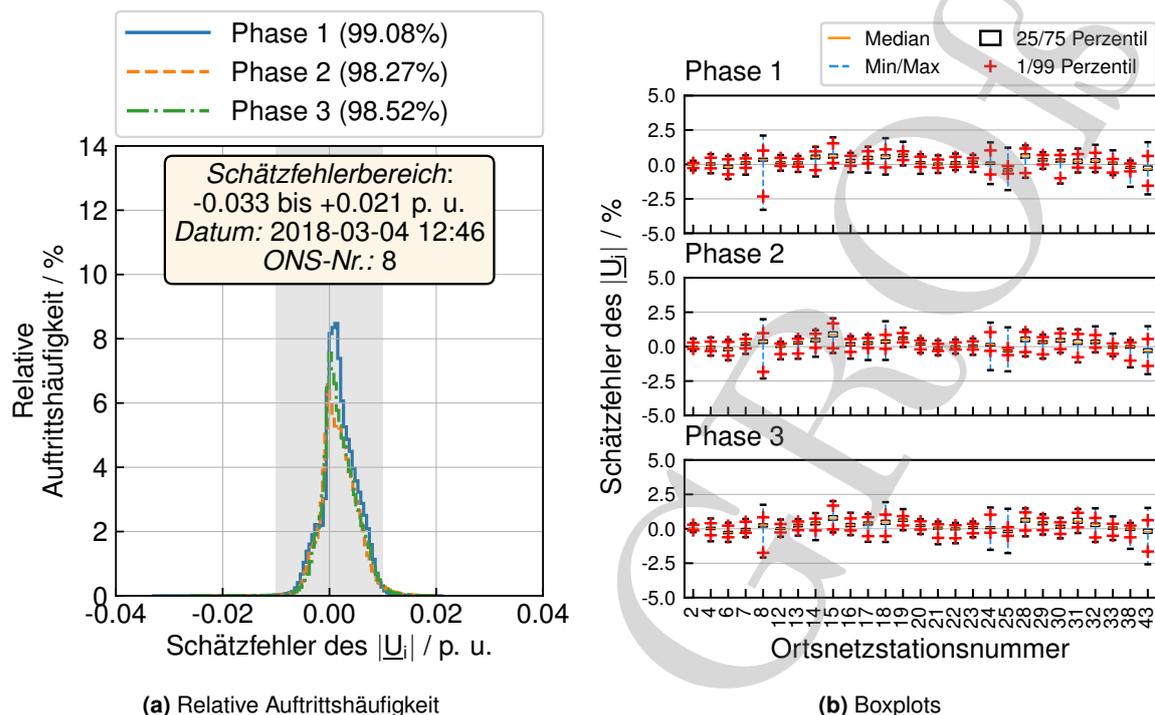


Abbildung A.8: Netzgebiet Projekt EMMI - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

Bereich zwischen $-0,033$ bis $+0,021$ p. u. und haben sich somit im Vergleich zum Schätzfehlerbereich in Abbildung A.3a nur minimal verändert. Dies bestätigt sich auch durch die Betrachtung der Boxplots der Schätzfehler der Spannungsbeträge in Abbildung A.8b. Im Vergleich zu den Schätzfehler der Spannungsbeträge an den einzelnen ONS in Abbildung A.4a zeigt sich an mehreren ONS eine Verringerung der maximal auftretenden Schätzfehler der Spannungsbeträge, durch die Verwendung der synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte. Die Interquartilsabstände der einzelnen Boxplots sind nach wie vor sehr gering ausgeprägt, wobei die Mediane näher um Null herum verteilt liegen. Die 1% bzw. 99% Perzentile liegen bei nahezu allen ONS sehr nahe an den Interquartilsabständen. Im Vergleich zum Netzlabor Freiamt bestätigt sich die hohe Schätzgüte der Spannungsbeträge bei Verwendung synthetischer Wirk- und Blindleistungswerte als Pseudomesswerte.

Schätzgenauigkeit des Strombetrages

Die Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge unter Verwendung der synthetische Wirk- und Blindleistungswerte als Pseudomesswerte an den ONS, sowie einer realen Spannungsmessung am Slack-Knoten ist in Abbildung A.9 dargestellt. Im Vergleich zu den Schätzfehler der Knotenstrombeträge bei Verwendung real gemessener Wirk- und Blindleistungswerte in Abbildung A.5 ist eine deutliche Verschlechterung der Schätzgüte ersichtlich. Der Schätzfehlerbereich erstreckt sich von $-0,731$ bis $0,535$ p. u., wobei für alle drei Phasen lediglich ca. 35% der Schätzfehler im grau markierten Toleranzbereich liegen, welcher eine maximale Abweichung von $\pm 10\%$ vom

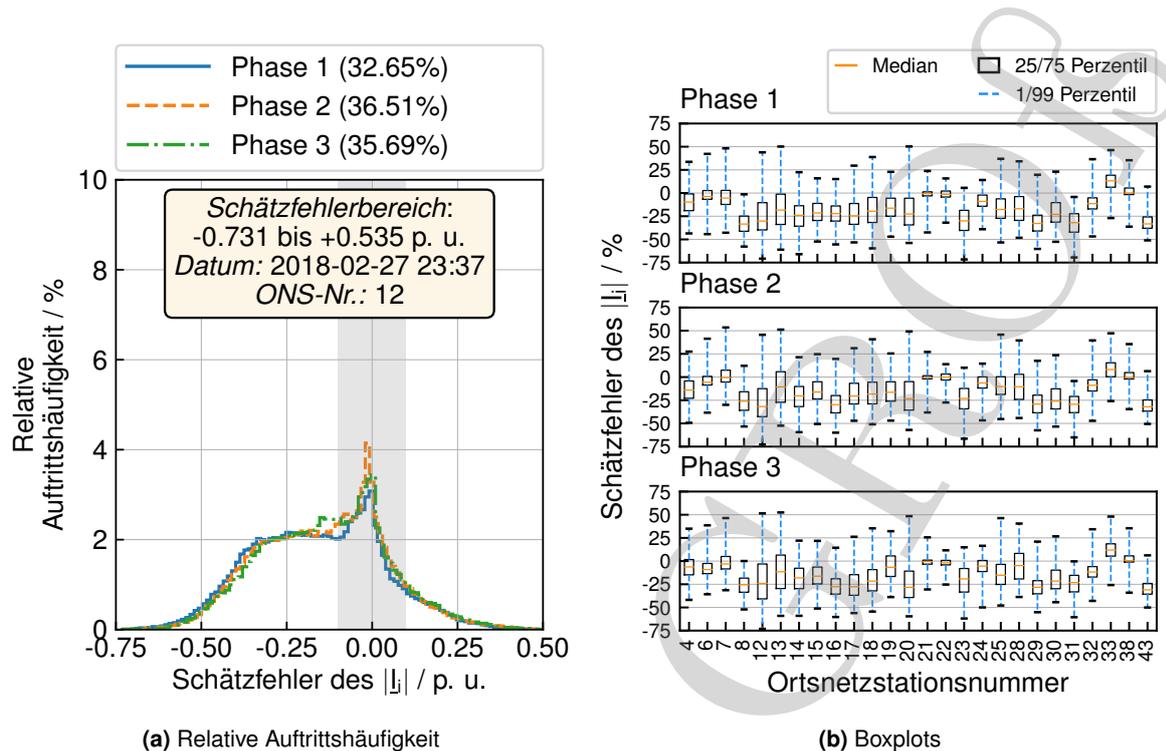


Abbildung A.9: Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Last- und Einspeiseprofilen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

Strommesswert, bezogen auf den maximal auftretenden Strommesswert, definiert. Die Reduktion der Schätzgüte wird auch bei der Betrachtung der Schätzfehler an den einzelnen ONS in Abbildung A.9b deutlich. Die Interquartilsabstände der einzelnen Boxplots liegen deutlich weiter auseinander als bei den Boxplots in Abbildung A.5b, wobei die Mediane stärker von Null abweichen. Der Wertebereich zwischen dem 1% und 99% Perzentil weist bei allen ONS im Vergleich zu Abbildung A.5b eine größere Streuung auf und bestätigen die reduzierte Anzahl an Schätzfehlern im Toleranzbereich. Im Vergleich zum Netzlabor Freiamt ist eine Verschlechterung der Schätzgüte der Strombeträge an den ONS in Bezug auf die Anzahl der Werte im Toleranzbereich zu erkennen. Der maximal auftretende Schätzfehler hingegen ist im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ reduziert.

Leitungsauslastung

Abbildung A.10 zeigt die Auslastungen der Leitungen bei Verwendung synthetischer Wirk- und Blindleistungswerte als Pseudomesswerte an den ONS, sowie einer realen Spannungsmessung am Slack-Knoten. Im betrachteten Fall können die Leitungsauslastungen im Vergleich zur Verwendung realer Messdaten nicht nachgebildet werden. Im Gegensatz zu Abbildung A.6 liegen die Leitungsauslastungen deutlich unterhalb der Auslastungen wie sie bei der Verwendung realer Messwerte auftreten. Im Vergleich zu den Ergebnissen aus dem Netzlabor Freiamt stellt neben der zusätzlichen Verschlechterung der Schätzgenauigkeit bei den Knotenstrombeträgen die mangelhafte Nachbildung der Leitungsauslastungen den größten Unterschied im Netzgebiet des

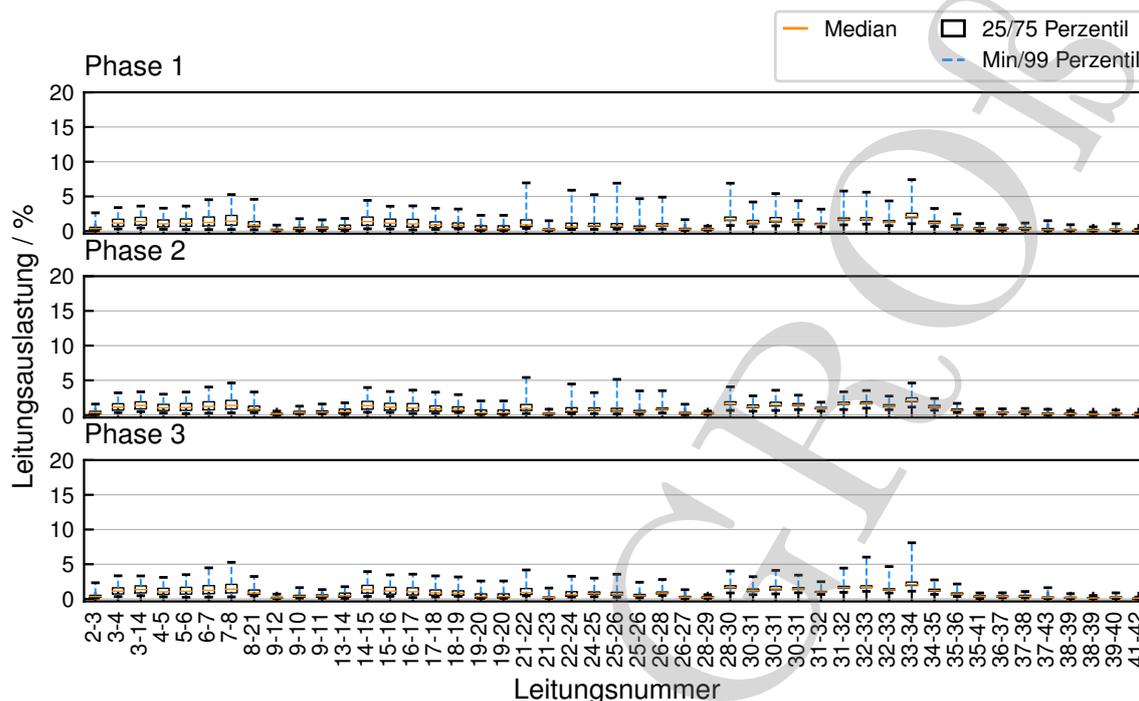


Abbildung A.10: Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Leitungsauslastungen bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Last- und Einspeiseprofilen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

Projektes „EMMI“ bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Last- und Einspeiseprofilen dar.

A.1.2.4 Schätzgenauigkeit bei Verwendung von Standardlastprofilen als Pseudomesswerte

Abschließend erfolgt im Rahmen der Auswertung eine Verifizierung der Schätzgenauigkeit unter der Annahme, dass an den Messpunkten im betrachteten Netzgebiet Pseudomesswerte basierend auf Standardlastprofilen (vgl. Abschnitt 4.2.3) als Eingangsdaten für die VNZS zur Verfügung stehen. Für diesen Fall werden Last- und Einspeiseprofile für die Wirkleistung basierend auf Standardlastprofilen anhand derselben Informationen wie für die Generierung der synthetischen Last- und Einspeiseprofile aus Abschnitt 4.4 erstellt. Die dazugehörigen Blindleistungsprofile werden, ebenfalls wie bei den synthetischen Last- und Einspeiseprofilen, mittels eines konstanten $\cos(\varphi)$ aus den Wirkleistungswerten berechnet. Abbildung A.11 zeigt das Knoten-Zweig-Modell des Netzgebietes des Projektes „EMMI“ sowie die Parametrierung der einzelnen Knoten mit den entsprechenden Eingangsdaten. Am Schaltwerk wird eine reale Spannungsmessung vorgegeben. Im betrachteten Fall werden an allen ONS, mit und ohne Messeinrichtung, angepasste Standardlastprofile angesetzt und als Eingangsdaten der VNZS vorgegeben. Die ONS bzw. Kundenanlagen, die keine Messeinrichtung aufweisen, sind durch die schwarzen Punkte kenntlich gemacht. Die ONS, welche für die Auswertung herangezogen werden, sind durch die lila eingefärbten Rechtecke gekennzeichnet und entsprechen den ONS mit Messeinrichtung. Im betrachteten

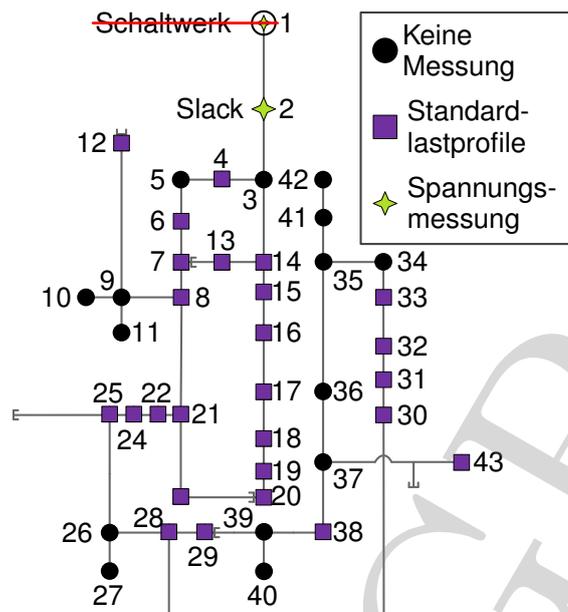


Abbildung A.11: Netzgebiet aus dem Projekt „EMMI“ parametrisiert mit Pseudomesswerten basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten für die VNZS

Fall wird somit für die Bestimmung des Systemzustandes durch die VNZS lediglich eine reale Spannungsmessung am Slack-Knoten angesetzt, was einer Durchdringung an Messstellen von 5% entspricht.

Schätzgenauigkeit des Spannungsbetrages

Abbildung A.12 zeigt die Schätzgenauigkeit der Spannungsbeträge an den ONS bei Vorgabe angepasster SLP, sowie einer realen Spannungsmessung am Slack-Knoten. Die linke Grafik stellt die Schätzfehler der Spannungsbeträge der einzelnen Phasen im Zeitraum des höchsten Lastbezuges im Netzgebiet anhand der relativen Auftrittshäufigkeit dar. Ca. 98% aller Schätzfehler je Phase liegen innerhalb des grau markierten Toleranzbereiches und weisen somit eine Abweichung kleiner gleich $\pm 1\%$ vom Messwert auf. Dieser Wert deckt sich sowohl mit den Ergebnissen bei Verwendung realer Messwerte als auch bei Vorgabe der synthetischen Last- und Einspeiseprofile. Der Schätzfehlerbereich indessen ist bei Verwendung von SLP im Vergleich zu den beiden vorherigen Ergebnissen aus Abbildung A.3a und Abbildung A.8a geringer ausgeprägt und reicht von $-0,027$ bis $0,022$ p. u.. Die maximale Ausprägung der relativen Auftrittshäufigkeit liegt bei ca. 7% und ist damit geringer als in den beiden vorangegangenen Ergebnissen. Dies deutet darauf hin, dass die Schätzfehler innerhalb des Toleranzbereiches größer werden, jedoch die Anzahl an Schätzfehlern im Toleranzbereich annähernd gleich bleibt. Diese Annahme wird auch durch die Boxplots der einzelnen ONS in Abbildung A.12b bestätigt. Im Vergleich zum Netzlabor Freiamt bestätigt sich die hohe Schätzgüte der Spannungsbeträge bei Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf Standardlastprofilen.

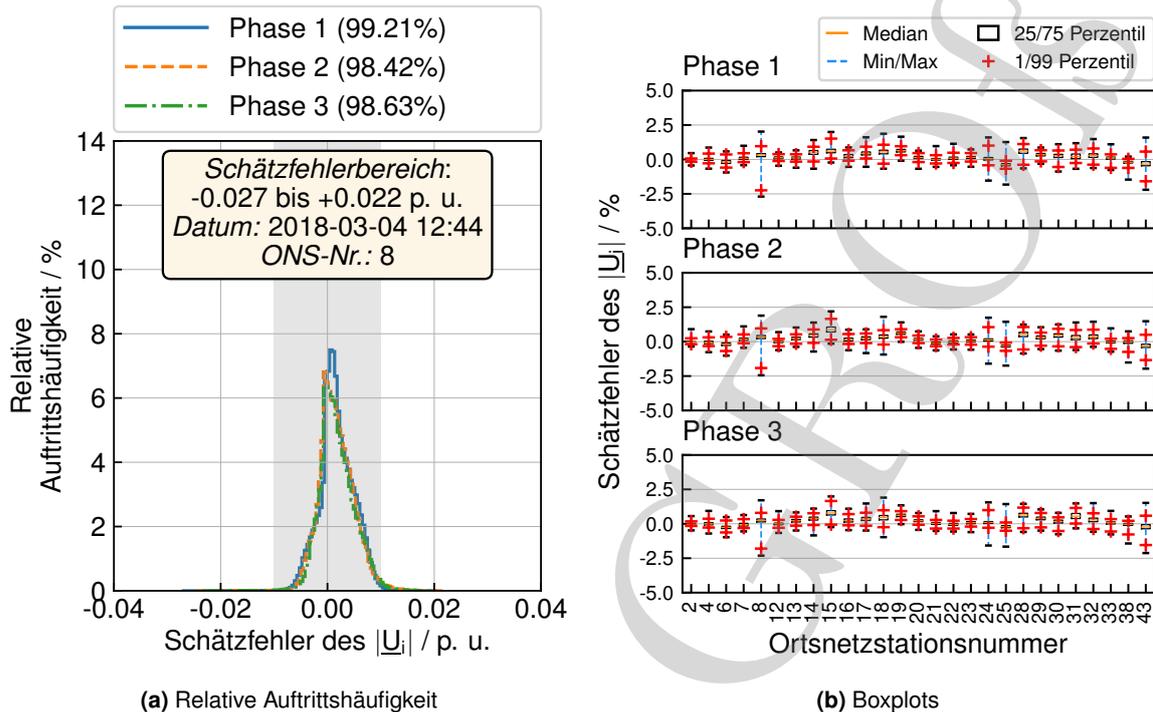


Abbildung A.12: Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Spannungsbetrages für Pseudomesswerte basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

Schätzgenauigkeit des Strombetrages

Die Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge unter Verwendung von Wirk- und Blindleistungswerten basierend auf SLP als Pseudomesswerte an den ONS, sowie einer realen Spannungsmessung am Slack-Knoten sind in Abbildung A.13 dargestellt. Im Vergleich zu den relativen Auftrittshäufigkeiten der Schätzfehler der Knotenstrombeträge bei Verwendung real gemessener Wirk- und Blindleistungswerte in Abbildung A.5a ist eine deutliche Verschlechterung der Schätzgüte ersichtlich. Auch im Vergleich zu den relativen Auftrittshäufigkeiten der Schätzfehler der Knotenstrombeträge bei Verwendung synthetischer Last- und Einspeiseprofile in Abbildung A.9a ist die Reduzierung der Schätzgüte erkennbar. Der Schätzfehlerbereich im vorliegenden Fall erstreckt sich von -0.731 bis 1.002 p. u., wobei für alle drei Phasen lediglich ca. 26% der Schätzfehler im grau markierten Toleranzbereich liegen, welcher eine maximale Abweichung von $\pm 10\%$ vom Strommesswert, bezogen auf den maximal auftretenden Strommesswert, definiert. Die Reduktion der Schätzgüte wird auch bei der Betrachtung der Schätzfehler an den einzelnen ONS in Abbildung A.13b deutlich. Die Interquartilsabstände der einzelnen Boxplots liegen deutlich weiter auseinander als bei den Boxplots in Abbildung A.5b, wobei die Mediane stärker von Null abweichen. Der Wertebereich zwischen dem 1% und 99% Perzentil weist bei allen ONS im Vergleich zu Abbildung A.5b eine größere Streuung auf und bestätigen die reduzierte Anzahl an Schätzfehlern im Toleranzbereich. Im Vergleich zu den Schätzfehlern bei Verwendung synthetischer Last- und Einspeiseprofile in Abbildung A.9b ist die größere Streuung des Wertebereiches

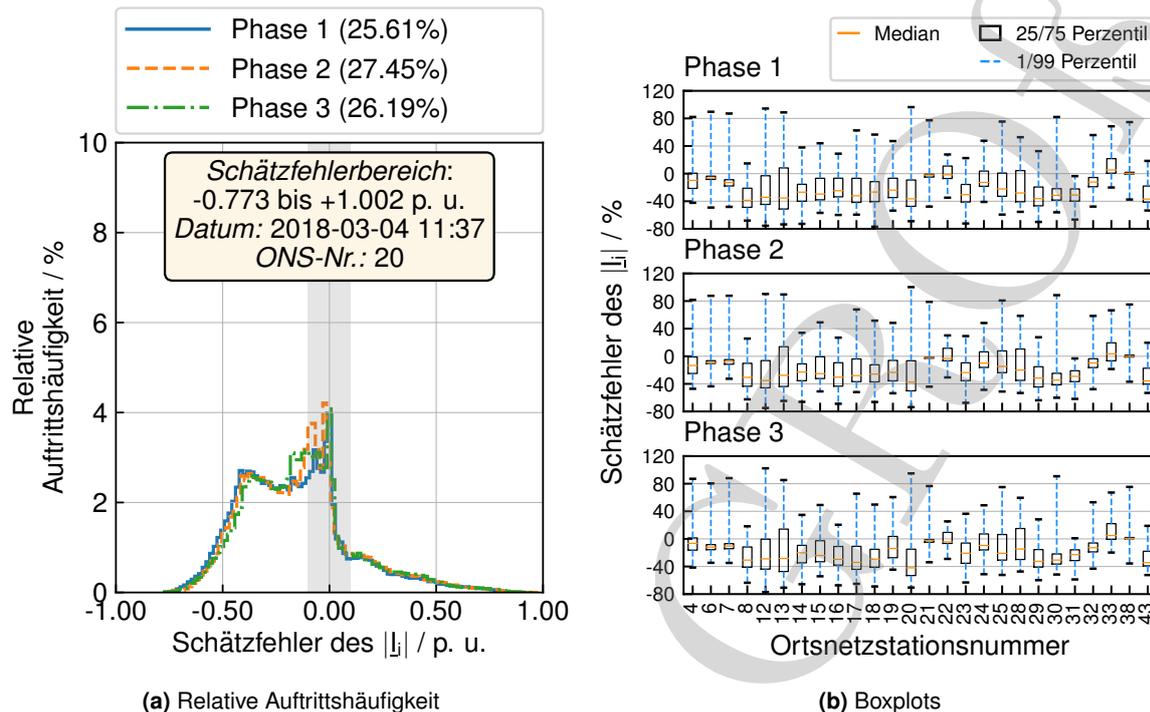


Abbildung A.13: Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Relative Auftrittshäufigkeit und Boxplots der Schätzfehler des Strombetrages bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

zwischen dem 1% und 99% Perzentil ersichtlich. In Bezug auf die Ergebnisse der Schätzgenauigkeit der Strombeträge aus dem Netzlabor Freiamt ist dieselbe Tendenz bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf Standardlastprofilen im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ zu erkennen. Eine Verschlechterung der Schätzgüte sowohl im Vergleich zur Verwendung realer Messdaten als auch bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Wirk- und Blindleistungswerten tritt im vorliegenden Fall auf.

Grund für die Abweichungen ist, analog zu den Ergebnissen bei Verwendung synthetischer Last- und Einspeiseprofile, die nicht exakte Nachbildung der Wirk- und Blindleistungswerte zu den einzelnen Zeitpunkten.

Leitungsauslastung

Abbildung A.14 zeigt die Auslastungen der Leitungen bei Verwendung von Wirk- und Blindleistungswerten basierend auf SLP als Pseudomesswerte an den ONS, sowie einer realen Spannungsmessung am Slack-Knoten. Ebenso wie bei der Verwendung synthetischer Last- und Einspeiseprofile werden die Leitungsauslastungen im Vergleich zur Verwendung realer Messdaten im betrachteten Netzgebiet des Projektes „EMMI“ nicht in derselben Größenordnung nachgebildet. Die Leitungsauslastungen liegen im Vergleich zu Abbildung A.6 deutlich unterhalb der Auslastungen wie sie bei der Verwendung realer Messwerte auftreten. Neben der zusätzlichen Verschlechterung der Schätzgenauigkeit bei den Knotenstrombeträgen im Vergleich zur Verwendung synthetischer Last-

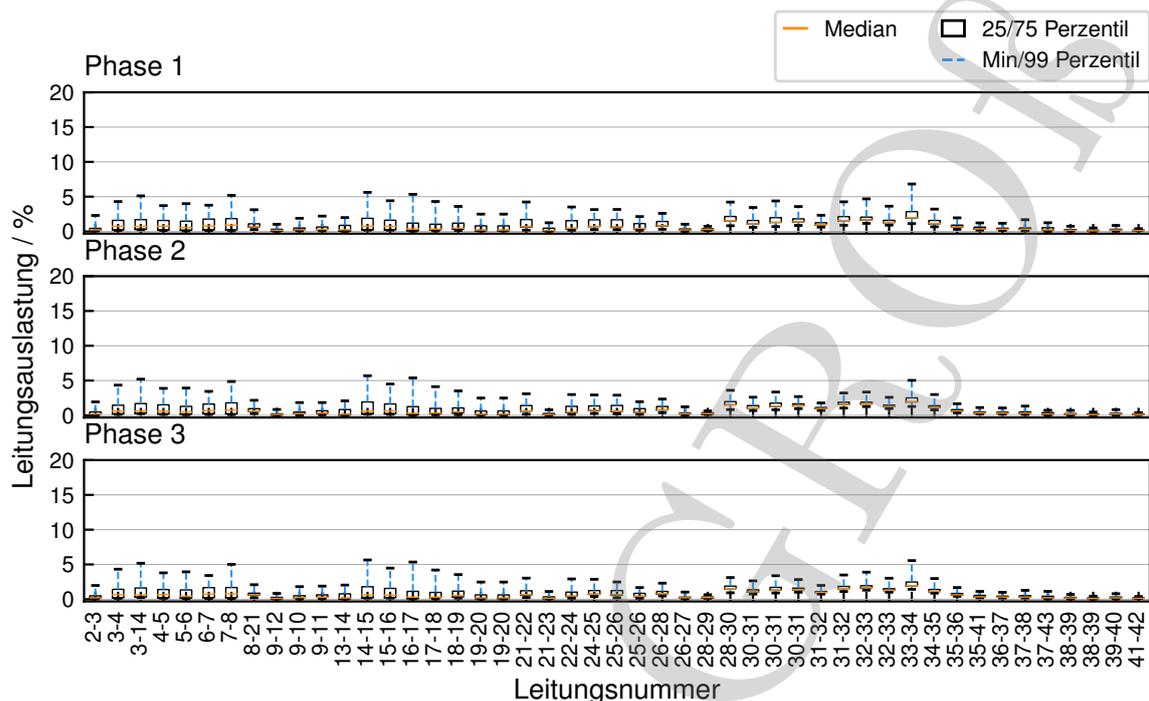


Abbildung A.14: Netzgebiet Projekt „EMMI“ - Leitungsauslastungen bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf Standardlastprofilen als Eingangsdaten der VNZS im Zeitraum des höchsten Lastbezuges

und Einspeiseprofile stellt somit die mangelhafte Nachbildung der Leitungsauslastungen den größten Nachteil bei der Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf SLP dar.

A.1.3 Zusammenfassung der Analyse

Tabelle A.2 gibt eine Übersicht über die Güte der Schätzgenauigkeit der betrachteten Bewertungskriterien auf Basis der vorangegangenen Analysen im Netzgebiet des Projektes „EMMI“. Darüber

Tabelle A.2: Übersicht der Ergebnisse aus der Analyse im Netzgebiet des Projektes EMMI

Bewertungskriterium	Schätzgenauigkeit bei Verwendung von		
	realen Messwerten	Pseudomesswerten synthetisch	Pseudomesswerten SLP
Schätzgenauigkeit der Knotenspannungsbeträge	++	+	+
Schätzgenauigkeit der Knotenstrombeträge	++	-	--
Reproduktion der Leitungsauslastung	0	-	--

Sehr hohe Güte (++) | Hohe Güte (+) | Basisfall (0) | Niedrige Güte (-) | Sehr niedrige Güte (--)

hinaus wird die Nachbildung der Leitungsauslastungen in Bezug auf den Basisfall bewertet.

A.1.3.1 Einfluss auf die Schätzgüte bei Verwendung realer Messwerte

Knotenspannungsbeträge

Unter der Voraussetzung einer exakten Spannungsmessung am Slack-Knoten werden die Knotenspannungsbeträge an den ONS bei Vorgabe real gemessener Wirk- und Blindleistungswerte als Eingangsdaten für die VNZS in einer sehr hohen Güte ermittelt. Mindestens 96% aller Schätzfehler liegen im Betrachtungszeitraum des höchsten Lastbezuges innerhalb des definierten Toleranzbereiches, welcher eine Abweichung von $\pm 1\%$ vom Messwert festlegt. Die auftretenden Schätzfehler liegen in einem Bereich zwischen $-0,033$ bis $+0,023$ p. u., wobei die Schätzfehler außerhalb des Toleranzbereiches in weniger als 4% der Fälle auftreten. Im Vergleich zu den Ergebnissen aus dem Netzlabor Freiamt (vgl. Abschnitt 5.4.2.2) ist die Anzahl an Schätzfehlern innerhalb des Toleranzbereiches sowohl im Zeitraum des höchsten Lastbezuges als auch im Zeitraum der höchsten Einspeisung um ca. 2% reduziert. Die Schätzgüte der Knotenspannungsbeträge innerhalb des Toleranzbereiches ist jedoch sehr hoch, was durch die nachfolgende Analyse der Knotenstrombeträge ersichtlich wird.

Knotenstrombeträge

Unter der Voraussetzung einer exakten Spannungsmessung am Slack-Knoten werden die Knotenstrombeträge an den ONS bei Vorgabe real gemessener Wirk- und Blindleistungswerte als Eingangsdaten für die VNZS in einer sehr hohen Güte ermittelt. 100% aller Schätzfehler liegen im Betrachtungszeitraum des höchsten Lastbezuges innerhalb des definierten Toleranzbereiches, welcher eine Abweichung von $\pm 10\%$ vom Messwert, bezogen auf den maximal auftretenden Strommesswert, festlegt. Die ermittelten Schätzfehler liegen in einem Bereich zwischen $-0,014$ bis $+0,010$ p. u.. Analog zum Netzlabor Freiamt (vgl. Abschnitt 5.4.2.2) wird im hier betrachteten Fall eine sehr hohe Schätzgüte erreicht, wobei der Schätzfehlerbereich im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ geringer ausgeprägt ist.

Leitungsauslastung

Aufgrund nicht vorhandener Leistungsflussmessungen können die berechneten Leitungsauslastungen nicht qualitativ bewertet werden. Daher werden die Auslastungen der Leitungen, welche sich unter der Vorgabe realer Messdaten ergeben, als Basisfall für die Bewertung der Betriebsmitelauslastungen unter Verwendung von Pseudowerten angesetzt.

Saisonaler Einfluss

Der saisonale Einfluss auf die Güte der Schätzgenauigkeit ist anhand der Schätzfehler der Knotenspannungsbeträge erkennbar. Aufgrund der stärkeren unsymmetrischen Belastung im Zeitraum des höchsten Lastbezuges resultiert bei der dreiphasigen Betrachtung ein größerer Schätzfehlerbereich als im Zeitraum der höchsten Einspeisung. Dies ist auf die überwiegend dreiphasig

angeschlossenen DEA zurückzuführen, welche im Zeitraum der höchsten Einspeisung eine symmetrische Belastung im Netzgebiet bewirken. Dies bestätigt sich durch den Vergleich der relativen Auftrittshäufigkeiten der Schätzfehler der Knotenspannungsbeträge in den Abbildungen A.3a und A.3b, wobei im Zeitraum des höchsten Lastbezuges eine stärkere Korrelation bei den Verläufen der Schätzfehler der einzelnen Phasen ersichtlich wird. Der Effekt einer symmetrischen Belastung erhöht somit die Güte der Schätzgenauigkeit der Knotenspannungsbeträge in Bezug auf einen reduzierten Schätzfehlerbereich sowie übereinstimmende Verläufe der Schätzfehler bei Betrachtung der relativen Auftrittshäufigkeit.

A.1.3.2 Einfluss auf die Schätzgenauigkeit bei Verwendung synthetischer Last- und Einspeiseprofile

Knotenspannungsbeträge

Unter der Voraussetzung einer exakten Spannungsmessung am Slack-Knoten werden die Knotenspannungsbeträge an den ONS bei der Vorgabe von Pseudomesswerten, basierend auf synthetischen Wirk- und Blindleistungswerten (vgl. Abschnitt 4.4), in einer hohen Güte durch die VNZS ermittelt. Mindestens 98% aller Schätzfehler liegen im Betrachtungszeitraum des höchsten Lastbezuges innerhalb des definierten Toleranzbereiches, welcher eine Abweichung von $\pm 1\%$ vom Messwert festlegt. Die auftretenden Schätzfehler liegen in einem Bereich zwischen $-0,033$ bis $+0,012$ p. u., wobei die Schätzfehler außerhalb des Toleranzbereiches in weniger als 2% der Fälle auftreten. Im Vergleich zu den Zustandsvariablen, welche anhand realer Messdaten ermittelt werden, ist die Güte der Schätzgenauigkeit der Knotenspannungsbeträge innerhalb des Toleranzbandes dennoch geringer, was anhand der Knotenstrombeträge ersichtlich wird.

Knotenstrombeträge

Unter der Voraussetzung einer exakten Spannungsmessung am Slack-Knoten werden die Knotenstrombeträge an den ONS bei Vorgabe von Pseudomesswerten, basierend auf synthetischen Wirk- und Blindleistungswerten (vgl. Abschnitt 4.4), in einer niedrigen Güte durch die VNZS ermittelt. Ca. 35% aller Schätzfehler liegen im Betrachtungszeitraum des höchsten Lastbezuges innerhalb des definierten Toleranzbereiches, welcher eine Abweichung von $\pm 10\%$ vom Messwert, bezogen auf den maximal auftretenden Strommesswert, festlegt. Der Schätzfehlerbereich erstreckt sich von $-0,731$ bis $+0,535$ p. u., wobei die Schätzfehler außerhalb des Toleranzbereiches in ca. 65% der Fälle auftreten. Im Vergleich zu den Ergebnissen aus dem Netzlabor Freiamt ist die Schätzgüte der Knotenstrombeträge im Netzgebiet des Projektes „EMMI“ in Bezug auf die Schätzfehler innerhalb des Toleranzbandes um ca. 15% verringert. Neben der unzureichenden Abschätzung aufgrund der synthetischen Wirk- und Blindleistungswerte (vgl. Abschnitt 5.4.5.2), könnte ein weiterer Grund für die Verschlechterung in fehlerbehafteten Betriebsmitteldaten für die Parametrierung der Leitungsdaten liegen. Die Betriebsmitteldaten der Leitungen wurden aus dem Datenbestand der Netze BW GmbH übernommen. Eine Überprüfung der Leitungsdaten ist jedoch nicht möglich, sodass Fehler nicht gänzlich ausgeschlossen werden können. Bei den Transformatoren hingegen

wurden die Betriebsmitteldaten anhand der Typenschilder sowie der eingestellten Stufenstellungen überprüft und können somit als Fehlerquelle ausgeschlossen werden.

Leitungsauslastung

Im Vergleich zu den Leitungsauslastungen wie sie sich bei der Verwendung von realen Messdaten als Eingangsdaten für die VNZS ergeben, weichen die Leitungsauslastungen hervorgerufen durch die synthetischen Pseudomesswerte stark ab. Die Leitungsauslastungen liegen deutlich unterhalb der Auslastungen im Basisfall mit realen Messwerten. Der Grund hierfür liegt in der Anpassung der synthetischen Wirkleistungswerte auf die maximale Leistung sowie die Jahresenergiemenge (vgl. Abschnitt 4.3.1) der einzelnen ONS. Obwohl die Daten der Anschlussobjekte der einzelnen Ortsnetze verwendet wurden, um die synthetischen Wirkleistungsprofile der Verbraucher und Erzeuger zu parametrieren, kann die tatsächlich vorherrschende Leitungsauslastung nicht reproduziert werden. Da das Ergebnis für die Leitungsauslastungen bei Verwendung von Pseudomesswerten basierend auf synthetischen Wirk- und Blindleistungswerten im Netzlabor Freiamt die reale Belastungssituation widerspiegeln kann, liegt nahe, dass die zur Parametrierung verwendeten Metadaten unzutreffend bzw. unvollständig sind. Eine Verifizierung ist auf Basis der vorhandenen Daten jedoch nicht durchführbar.

A.1.3.3 Einfluss auf die Schätzgenauigkeit bei Verwendung von Standardlastprofilen

Knotenspannungsbeträge

Unter der Voraussetzung einer exakten Spannungsmessung am Slack-Knoten werden die Knotenspannungsbeträge an den ONS bei Vorgabe von Wirk- und Blindleistungswerten, beruhend auf SLP (vgl. Abschnitt 4.2.3), in einer hohen Güte durch die VNZS ermittelt. Mindestens 98% aller Schätzfehler treten im Betrachtungszeitraum des höchsten Lastbezuges innerhalb des definierten Toleranzbereiches auf, welcher eine Abweichung von $\pm 1\%$ vom Messwert festlegt. Die ermittelten Schätzfehler liegen in einem Bereich zwischen $-0,027$ bis $+0,022$ p. u., wobei die Schätzfehler außerhalb des Toleranzbereiches in weniger als 2% der Fälle auftreten. Obwohl die minimalen negativen bzw. die maximalen positiven Schätzfehler in einer ähnlichen Größenordnung liegen wie bei Verwendung realer Messdaten, ist die Güte der Schätzgenauigkeit der Knotenspannungsbeträge innerhalb des Toleranzbandes deutlich geringer. Auch in diesem Fall wird dies anhand der Knotenstrombeträge ersichtlich.

Knotenstrombeträge

Unter der Voraussetzung einer exakten Spannungsmessung am Slack-Knoten werden die Knotenstrombeträge an den ONS bei Vorgabe von Wirk- und Blindleistungswerten, beruhend auf SLP (vgl. Abschnitt 4.2.3), in einer sehr niedrigen Güte durch die VNZS ermittelt. Ca. 26% aller Schätzfehler liegen im Betrachtungszeitraum des höchsten Lastbezuges innerhalb des definierten Toleranzbereiches, welcher eine Abweichung von $\pm 10\%$ vom Messwert, bezogen auf den maximal auftretenden Strommesswert, festlegt. Der Schätzfehlerbereich erstreckt sich von $-0,773$

bis +1,002 p. u., wobei die Schätzfehler außerhalb des Toleranzbereiches in ca. 74% der Fälle auftreten. Die unzureichende Abschätzung der Knotenstrombeträge ist dabei auf die gleichen Faktoren wie bei Verwendung der synthetischen Verbraucher- und Einspeiseprofile zurückzuführen. Aufgrund der reduzierten Schätzgüte im Vergleich zu den Ergebnissen bei Verwendung der synthetischen Pseudomesswerte kann von einer ungenaueren Nachbildung der gemessenen Wirkleistungswerte ausgegangen werden. Dies in Kombination mit etwaigen fehlerhaften Betriebsmitteldaten führt bei der Berechnung der Zustandsvariablen zu Abweichungen im Vergleich zu den Zustandsvariablen, wie sie bei der Verwendung realer Messdaten ermittelt werden. Aufgrund dessen weichen die berechneten Knotenstrombeträge stark von den gemessenen Knotenstrombeträgen ab.

Leitungsauslastung

Im Vergleich zu den Leitungsauslastungen wie sie sich bei der Verwendung von realen Messdaten als Eingangsdaten für die VNZS ergeben, weichen die Leitungsauslastungen hervorgerufen durch die Pseudomesswerte basierend auf SLP stark ab. Die unzureichende Reproduktion der Leitungsauslastungen im Vergleich zu den Ergebnissen bei der Verwendung der synthetischen Wirk- und Blindleistungsprofile ist mitunter auf die ungenügende Nachbildung der Lastspitzen durch die SLP zurückzuführen. Da die Betriebsmittelauslastung jedoch einen wesentlichen Teil bei der Bewertung des Systemzustandes darstellt, ist von einer Verwendung von Pseudomesswerten auf Basis von SLP abzusehen.

Anhang [B]

B.1 Beispiele für Knotenadmittanzmatrizen von Drehstromtransformatoren

Ist am Sternpunkt des Transformators zusätzlich ein Neutralleiter angeschlossen, so erweitert sich dessen KAM um die entsprechenden Einträge bezüglich des Neutralleiters. Dies ist beispielhaft für die Stern-Dreieck-Schaltung mit herausgeführtem Neutralleiter in der nachfolgenden Gleichung (B.1) dargestellt. Abbildung B.1 stellt das entsprechende elektrische Ersatzschaltbild dar.

$$\underline{Y}_T = \begin{bmatrix} \underline{Y}_T & 0 & 0 & -\underline{Y}_T & -\frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & \frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & 0 \\ 0 & \underline{Y}_T & 0 & -\underline{Y}_T & 0 & -\frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & \frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} \\ 0 & 0 & \underline{Y}_T & -\underline{Y}_T & \frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & 0 & -\frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} \\ -\underline{Y}_T & -\underline{Y}_T & -\underline{Y}_T & 3\underline{Y}_T & 0 & 0 & 0 \\ -\frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & 0 & \frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & 0 & \frac{2}{3}\underline{Y}_T & -\frac{1}{3}\underline{Y}_T & -\frac{1}{3}\underline{Y}_T \\ \frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & -\frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & 0 & 0 & -\frac{1}{3}\underline{Y}_T & \frac{2}{3}\underline{Y}_T & -\frac{1}{3}\underline{Y}_T \\ 0 & \frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & -\frac{\underline{Y}_T}{\sqrt{3}} & 0 & -\frac{1}{3}\underline{Y}_T & -\frac{1}{3}\underline{Y}_T & \frac{2}{3}\underline{Y}_T \end{bmatrix} \quad (\text{B.1})$$

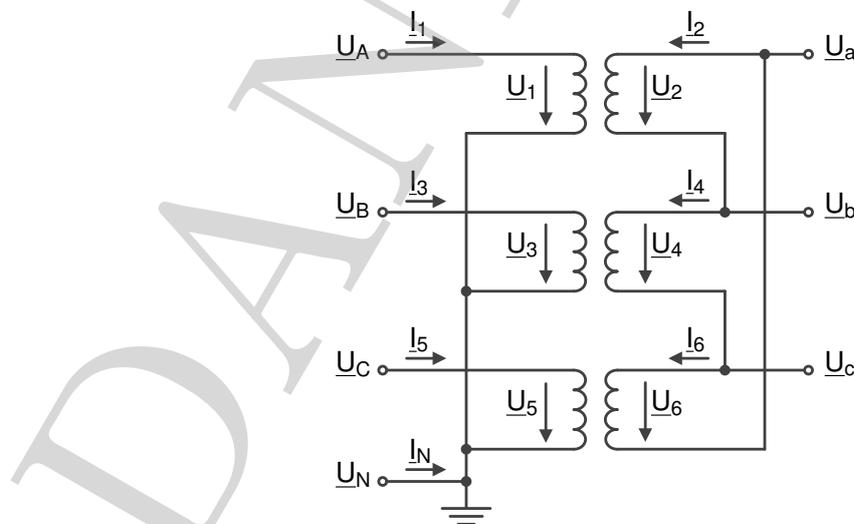


Abbildung B.1: Stern-Dreieck-Schaltung eines Transformators mit widerstandslos geerdetem Sternpunkt [74, S. 93]

B.2 Beispiele unterschiedlicher Anschlusskonfigurationen für den Betrieb von Verbrauchern an einem Vierleitersystem

Die angegebene Spannung U steht für die Leiter-Erd-Spannung.

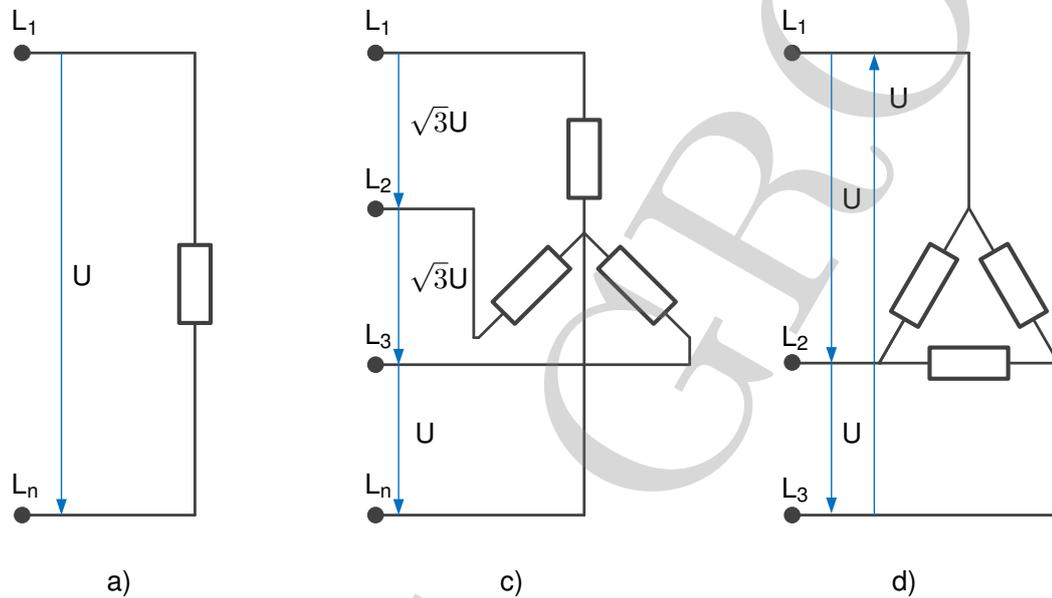


Abbildung B.2: Anschlusskonfiguration von Verbrauchern im dreiphasigen Vierleitersystem:
 a) Einphasig - b) Dreiphasig in Sternschaltung - c) Dreiphasig in Dreieckschaltung

B.3 Maximal gemessene Ströme und thermische Grenzströme

Tabelle B.1: Netzlabor Freiamt - Vergleich der maximal gemessenen Knotenströme an den ONS im Jahr 2018 mit den thermischen Grenzströmen der Anschlussleitungen der ONS

ONS-Nr.	maximal gemessener Strom bezogen auf die MS-Seite / A	thermischer Grenzstrom der Anschluss- leitung der ONS auf MS-Seite / A
1	2,14	266,90
3	4,92	290,00
4	2,48	271,10
8	2,73	271,10
9	1,93	210,00
11	2,44	271,10
12	3,10	151,30
13	4,86	151,30
18	4,63	400,30
19	3,68	210,00
20	2,74	210,00
21	4,04	271,10
22	8,36	210,00
23	3,64	210,00
24	9,60	242,20
25	4,96	242,20
26	4,08	242,20
27	4,75	271,10
30	0,87	242,20
33	3,92	271,10
34	2,46	271,10
35	3,48	242,20
36	2,95	210,00
38	3,64	210,00
39	1,82	210,00
40	4,39	271,10
41	3,32	271,10
42	8,41	400,10
43	3,12	210,00
44	3,82	210,00
45	2,31	210,00
46	0,92	210,00
48	2,05	400,10

Tabelle B.2: Netzgebiet des Projektes EMMI - Vergleich der maximal gemessenen Knotenströme an den ONS im Jahr 2018 mit den thermischen Grenzströmen der Anschlussleitungen der ONS

ONS-Nr.	maximal gemessener Strom bezogen auf die MS-Seite / A	thermischer Grenzstrom der Anschlussleitung der ONS auf MS-Seite / A
2	5,84	254,10
4	3,31	271,10
6	6,12	271,10
7	3,09	274,30
8	6,43	235,40
12	2,45	400,30
13	5,51	235,40
14	5,60	210,00
15	9,11	200,00
16	5,78	200,00
17	6,27	200,00
18	4,39	271,10
19	4,39	271,10
20	5,21	271,10
21	4,73	235,40
22	3,83	400,30
23	4,15	400,30
24	3,39	400,30
25	3,25	271,10
28	9,03	200,00
29	6,07	235,40
30	6,47	210,00
31	5,24	235,40
32	8,92	210,00
33	5,63	210,00
38	7,38	210,00
43	7,15	210,00

B.4 Vergleich der gemessenen und geschätzten zeitlichen Verläufe des Spannungs- und des Strombetrags an der ONS 39

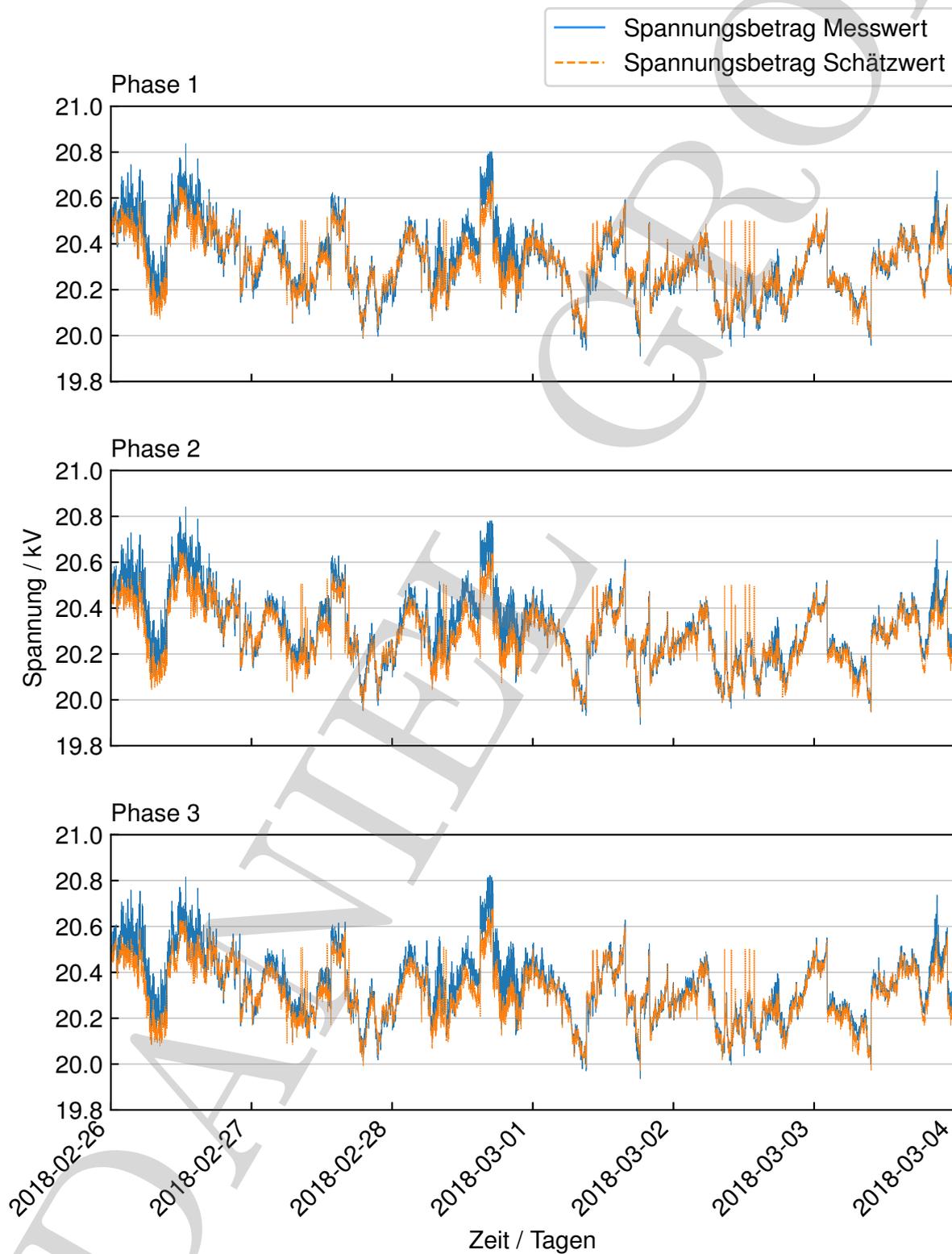


Abbildung B.3: Netzlabor Freiamt - Zeitlicher Verlauf des Spannungsbetrages in der Woche des höchsten Lastbezuges im Jahr 2018 bei Verwendung realer Messdaten

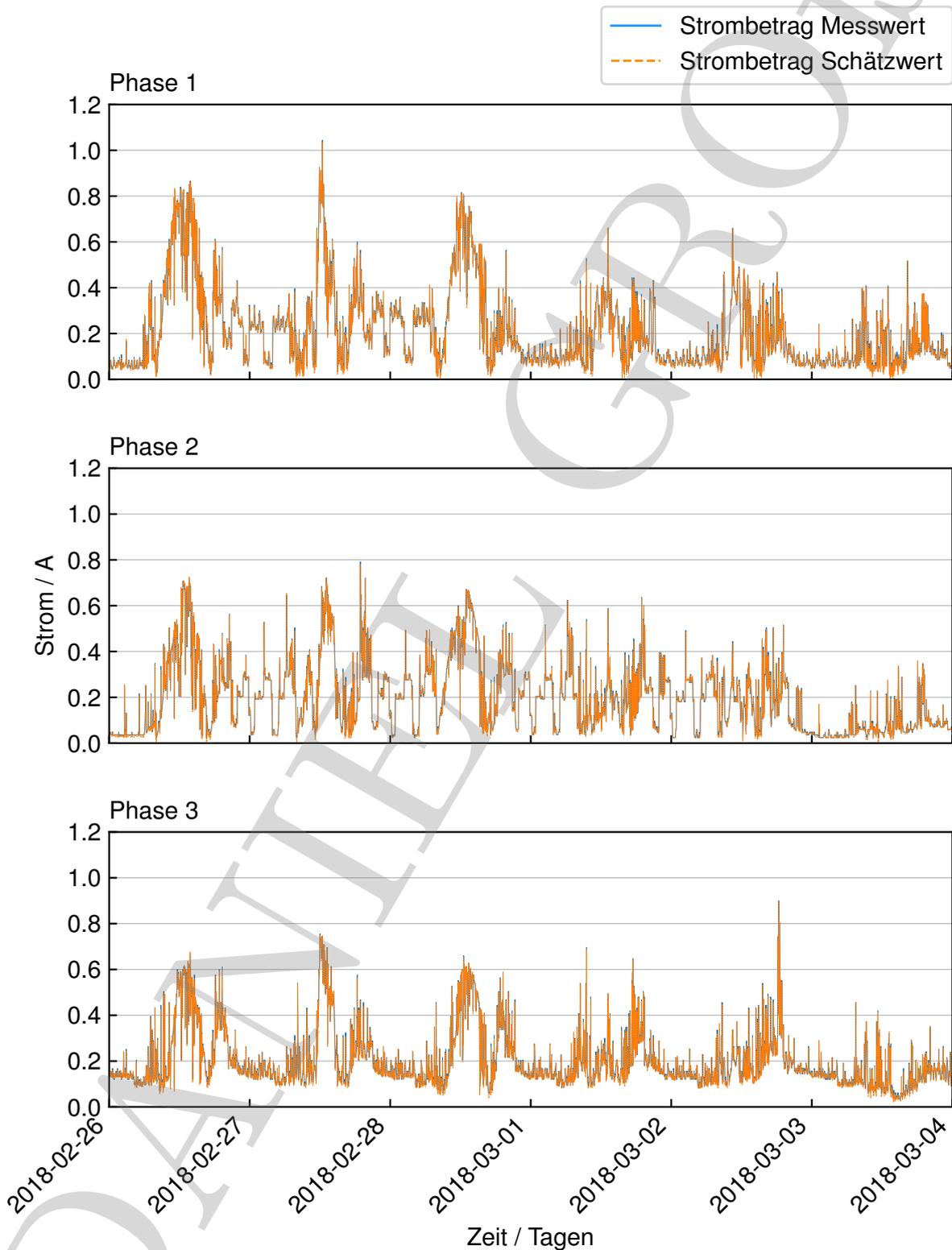


Abbildung B.4: Netzlabor Freiamt - Zeitlicher Verlauf des Strombetrages in der Woche des höchsten Lastbezuges im Jahr 2018 bei Verwendung realer Messdaten

Anhang [C]

C.1 Zusammenfassung der ausgewählten Methoden für die Verteilnetz-Zustandsschätzung

C.1.1 Dreiphasige Dreileiter Verteilnetz-Zustandsschätzung auf Basis polarer Knotenspannungen

Alle in diesem Abschnitt verwiesenen Formeln sind in Anhang [E] aufgeführt. Für den Algorithmus der dreiphasigen VNZS auf Basis polarer Knotenspannungen (vgl. Gleichung (E.2)) als Zustandsvariablen (vgl. Gleichung (E.1)) wird die ursprüngliche Methode aus [66] verwendet.

Messmodell

Der Wirk- und Blindleistungsbezug bzw. die Wirk- und Blindleistungseinspeisung P_i^p und Q_i^p an den Knoten sowie die Wirk- und Blindleistungsflüsse P_{ij}^p und Q_{ij}^p über die Leitungen können, unter Verwendung der Knotenspannungen in Polarkoordinaten anhand der Gleichungen (E.3) bis (E.6) beschrieben werden. Spannungsmessungen werden getrennt nach Betrag und Phase verwendet. Der resultierende Vektor des Messmodells $h(x)$ ist in Gleichung (E.7) gegeben. Die partiellen Ableitungen des Messmodells sind in Gleichungen (E.9) bis (E.28) gegeben. Bis auf die Messung des Spannungsbetrages werden alle Messwerte anhand nichtlinearer Funktionen bezogen auf die Zustandsvariablen nachgebildet. Der Spannungsphasenwinkel ist in diesem Fall eine unabhängige Zustandsvariable und somit für alle Ableitungen 0.

Auswirkung des Messmodells auf die Jacobi-Matrix

Die Nichtlinearität des Messmodells hat zur Folge, dass die entsprechenden Einträge in der Jacobi-Matrix in Gleichung (E.8) nicht konstant sind und somit in jedem Iterationsschritt neu berechnet werden müssen. Die nicht konstante Jacobi-Matrix kann, je nach Anzahl der Knoten im betrachteten Netz, zu einem hohen Rechenaufwand und somit zu einer langen Berechnungszeit führen [115, S. 33-34].

C.1.2 Dreiphasige Dreileiter und Dreiphasige Vierleiter Verteilnetz-Zustandsschätzung auf Basis kartesischer Knotenspannungen

Alle in diesem Abschnitt verwiesenen Formeln sind in Anhang [F] aufgeführt. Für den Algorithmus der dreiphasigen VNZS mit Neutralleiter auf Basis kartesischer Knotenspannungen (vgl. Gleichung (E.1)) wird die ursprüngliche Methode aus [66] verwendet.

chung (F.2)) als Zustandsvariablen (vgl. Gleichung (F.1)) wird die ursprüngliche Methode aus [65] verwendet.

Messmodell

Genau wie bei der dreiphasigen VNZS auf Basis der polaren Knotenspannungen können auch in dieser Methode der Wirk- und Blindleistungsbezug bzw. die Wirk- und Blindleistungseinspeisung sowie Wirk- und Blindleistungsflüsse über die Leitungen als Messdaten verwendet werden. Allerdings müssen Wirk- und Blindleistungsmesswerte bei einer dreiphasigen Betrachtung mit Neutralleiter in äquivalente Messwerte umgerechnet werden. Die Ursache hierfür liegt in der Behandlung der Messdaten des Neutralleiters. Sind keine Messdaten des Neutralleiters vorhanden, so ergibt sich $\Delta P = \Delta Q = 0$. Des Weiteren wird im Neutralleiter zu Beginn der Rechnung eine Startspannung $U_i^n = 0$ vorgegeben, da eine Spannungsmessung im Neutralleiter schwer durchzuführen ist und somit in aller Regel keine Spannungsmesswerte vorliegen. Daraus folgt, dass die Ableitungen der Jacobi-Matrix $\mathbf{H}(x)$, bspw. die Einträge für $\frac{\delta P_i^m}{U_i^n}$ und $\frac{\delta Q_i^m}{U_i^n}$ (mit $m \in (a, b, c, n)$), 0 ergeben. Aufgrund der dadurch entstehenden Singularität ist die Jacobi-Matrix nicht invertierbar. Um diesen Umstand zu umgehen, werden die Messwerte in Äquivalenzmessungen transformiert, wie in [71] und [72] vorgeschlagen. Dies bedeutet, dass Spannungen in Äquivalenzspannungen und Leistungen in Äquivalenzströme umgerechnet werden. Zudem werden die Zustandsvariablen in Real- und Imaginärteil, also in kartesische Koordinaten, umgewandelt. Beide Maßnahmen kombiniert tragen dazu bei, dass keine Ableitung in der Jacobi-Matrix 0 beträgt, wodurch die Jacobi-Matrix invertierbar wird und somit die WLS-Methode angewendet werden kann. Die Gleichungen zur Berechnung der Äquivalenzknotenströme bzw. -stromflüsse sind in (F.23) bis (F.27) gegeben. Die Gleichungen (F.28) und (F.29) dienen zur Transformation der Spannungsmessungen in Äquivalenzspannungsmessungen.

Die Wirk- und Blindknotenströme I_i^p sowie die Wirk- und Blindstromflüsse I_{ij}^p über die Leitungen können unter Verwendung der Knotenspannungen in kartesischen Koordinaten anhand der Gleichungen (F.5) bis (F.8) beschrieben werden. Spannungsmessungen werden getrennt nach Real- und Imaginärteil verwendet. Der resultierende Vektor des Messmodells $h(x)$ ist in Gleichung (F.9) gegeben. Die partiellen Ableitungen des Messmodells sind in den Gleichungen (F.11) bis (F.22) gegeben. Die Ableitungen der äquivalenten Spannungsmessungen betragen stets 1. Durch die Umrechnung in Äquivalenzmessungen ergibt sich eine weitere Besonderheit in Bezug auf die Kovarianz-Matrix \mathbf{R} . Aufgrund der Umrechnung der Leistungsmessungen in Äquivalenzstrommessungen können die Gewichtungsfaktoren der Leistungsmessungen nicht ohne Weiteres bei der Messgewichtung in der Kovarianz-Matrix verwendet werden. Da die Äquivalenzströme sowohl von den Wirk- als auch von den Blindleistungen abhängen, müssen neue Gewichtungen mit Hilfe einer Fehlerfortpflanzung ermittelt werden. Eine detaillierte Beschreibung der Fehlerfortpflanzung ist in Abschnitt F.3 gegeben.

Auswirkung des Messmodells auf die Jacobi-Matrix

Die partiellen Ableitungen des Messmodells in den Gleichungen (F.11) bis (F.22) lassen erkennen, dass durch die Verwendung von Stromwerten ausschließlich konstante Einträge in der Jacobi-Matrix in Gleichung (F.10) auftreten. Diese Einträge entsprechen den Real- und Imaginärteilen der Knotenadmittanzmatrix, d. h. den Werten für die Leitfähigkeit G und die Suszeptanz B . Im Vergleich zur dreiphasigen VNZS auf Basis der polaren Knotenspannungen hat dies den Vorteil, dass die Jacobi-Matrix nur einmalig zu Beginn der Berechnung aufgestellt wird und nicht mehr in jedem Iterationsschritt neu berechnet werden muss [115, S. 38].

Die Methode der einphasigen VNZS wird an dieser Stelle nicht im Detail erklärt, da sie ebenfalls auf Basis polarer Knotenspannungen (Gleichung (D.2)) als Zustandsvariablen basiert. (Gleichung (D.1)). Die entsprechenden Gleichungen können in Anhang [D] nachgelesen werden.

Die Methoden der polaren bzw. kartesischen Zweigströme werden an dieser Stelle nicht näher erläutert, da sie nicht in dieser Arbeit verwendet werden. Die entsprechenden Gleichungen können aber in [115] im Detail nachgelesen werden.

DANIEL GROß

Anhang [D]

D.1 Gleichungen der einphasigen Verteilnetz-Zustandsschätzung auf Basis polarer Knotenspannungen

Indizes:

- i : Zählindex nach Messwert orientiert
- j : Zählindex nach Knoten orientiert
- k : Zählindex nach Knoten orientiert
- n : Anzahl der Knoten
- n_0 : Anzahl der zu berechnenden Spannungen bzw. Winkel

D.1.1 Zustandsvariablen

$$x = \{\vartheta_j, U_j\} \quad (D.1)$$

D.1.2 Komplexe Knotenspannungen

$$\underline{U}_j \quad (D.2)$$

D.1.3 Gleichungen der Knotenpunktleistungen und Leistungsflüsse

Knotenpunkt-Wirkleistung P_i :

$$P_i(U_j, \vartheta_j) = U_i \sum_{k=1}^n Y_{ik} U_k \cos(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) \quad (D.3)$$

Knotenpunkt-Blindleistung Q_i :

$$Q_i(U_j, \vartheta_j) = U_i \sum_{k=1}^n Y_{ik} U_k \sin(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) \quad (D.4)$$

Wirkleistungsfluss P_{ik} :

$$P_{ik}(U_j, \vartheta_j) = U_i^2 Y_{ik} \cos(\alpha_{ik}) - U_i U_k Y_{ik} \cos(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) \quad (D.5)$$

Blindleistungsfluss Q_{ik} :

$$Q_{ik}(U_j, \vartheta_j) = U_i^2 Y_{ik} \sin(-\alpha_{ik}) - U_i U_k Y_{ik} \sin(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) \quad (\text{D.6})$$

D.1.4 Vektor mit den Funktionen des Messmodells (berechnete Messwerte)

$$h(x) = z_{est}(x) = \begin{bmatrix} P_{ik}(U_j, \vartheta_j) \\ P_i(U_j, \vartheta_j) \\ \vartheta_i \\ Q_{ik}(U_j, \vartheta_j) \\ Q_i(U_j, \vartheta_j) \\ U_i \end{bmatrix} \quad (\text{D.7})$$

D.1.5 Jacobi-Matrix

$$H(x)^{(\nu)} = \begin{bmatrix} H_1 & H_2 \\ H_3 & H_4 \\ H_5 & H_6 \\ H_7 & H_8 \\ H_9 & H_{10} \\ H_{11} & H_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\delta P_{ik}}{\delta \vartheta_j} & \frac{\delta P_{ik}}{\delta U_j} \\ \frac{\delta P_i}{\delta \vartheta_j} & \frac{\delta P_i}{\delta U_j} \\ \frac{\delta \vartheta_i}{\delta \vartheta_j} & \frac{\delta \vartheta_i}{\delta U_j} \\ \frac{\delta Q_{ik}}{\delta \vartheta_j} & \frac{\delta Q_{ik}}{\delta U_j} \\ \frac{\delta Q_i}{\delta \vartheta_j} & \frac{\delta Q_i}{\delta U_j} \\ \frac{\delta U_i}{\delta \vartheta_j} & \frac{\delta U_i}{\delta U_j} \end{bmatrix} \quad (\text{D.8})$$

D.1.6 Gleichungen der Untermatrizen in der Jacobi-Matrix

1. Untermatrix $H_1 \left[\frac{\delta P_{ik}}{\delta \vartheta_j} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$):

$$\frac{\delta P_{ik}}{\delta \vartheta_i} = U_i U_k Y_{ik} \sin(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) \quad (\text{D.9})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta P_{ik}}{\delta \vartheta_j} = \begin{cases} 0 & \text{für } j \neq k \\ -U_i U_k Y_{ik} \sin(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) & \text{für } j = k \end{cases} \quad (\text{D.10})$$

2. Untermatrix $H_2 \left[\frac{\delta P_{ik}}{\delta U_j} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$):

$$\frac{\delta P_{ik}}{\delta U_i} = 2U_i Y_{ik} \cos(\alpha_{ik}) - U_k Y_{ik} \cos(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) \quad (\text{D.11})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta P_{ik}}{\delta U_j} = \begin{cases} 0 & \text{für } j \neq k, i \\ -U_i Y_{ik} \cos(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) & \text{für } j = k \end{cases} \quad (\text{D.12})$$

3. Untermatrix $H_3 \left[\frac{\delta P_i}{\delta \vartheta_j} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$):

$$\frac{\delta P_i}{\delta \vartheta_i} = -U_i \sum_{\substack{k=1 \\ \neq i}}^{n_0} Y_{ik} U_k \sin(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) \quad (\text{D.13})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta P_i}{\delta \vartheta_j} = U_i U_j Y_{ij} \sin(\vartheta_i - \vartheta_j - \alpha_{ij}) \quad (\text{D.14})$$

4. Untermatrix $H_4 \left[\frac{\delta P_i}{\delta U_j} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$):

$$\frac{\delta P_i}{\delta U_i} = 2U_i Y_{ii} \cos(\alpha_{ii}) + \sum_{\substack{k=1 \\ \neq i}}^{n_0} Y_{ik} U_k \cos(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) \quad (\text{D.15})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta P_i}{\delta U_j} = U_i Y_{ij} \cos(\vartheta_i - \vartheta_j - \alpha_{ij}) \quad (\text{D.16})$$

5. Untermatrix $H_5 \left[\frac{\delta \vartheta_i}{\delta \vartheta_j} \right]$:

$$\frac{\delta \vartheta_i}{\delta \vartheta_j} = \begin{cases} 1 & \text{für } j = i \\ 0 & \text{für } j \neq i \end{cases} \quad (\text{D.17})$$

6. Untermatrix $H_6 \left[\frac{\delta \vartheta_i}{\delta U_j} \right]$:

$$\frac{\delta \vartheta_i}{\delta U_j} = 0 \quad (\text{D.18})$$

7. Untermatrix $H_7 \left[\frac{\delta Q_{ik}}{\delta \vartheta_j} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$):

$$\frac{\delta Q_{ik}}{\delta \vartheta_i} = -U_i U_k Y_{ik} \cos(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) \quad (\text{D.19})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta Q_{ik}}{\delta \vartheta_j} = \begin{cases} 0 & \text{für } j \neq k \\ U_i U_k Y_{ik} \cos(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) & \text{für } j = k \end{cases} \quad (\text{D.20})$$

8. Untermatrix $H_8 \left[\frac{\delta Q_{ik}}{\delta U_j} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$):

$$\frac{\delta Q_{ik}}{\delta U_i} = 2U_i Y_{ik} \sin(-\alpha_{ik}) - U_k Y_{ik} \sin(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) \quad (\text{D.21})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta Q_{ik}}{\delta U_j} = \begin{cases} 0 & \text{für } j \neq k \\ -U_i Y_{ik} \sin(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) & \text{für } j = k \end{cases} \quad (\text{D.22})$$

9. Untermatrix $H_9 \left[\frac{\delta Q_i}{\delta \vartheta_j} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$):

$$\frac{\delta Q_i}{\delta \vartheta_i} = U_i \sum_{\substack{k=1 \\ \neq i}}^{n_0} Y_{ik} U_k \cos(\vartheta_i - \vartheta_k - \alpha_{ik}) \quad (\text{D.23})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta Q_i}{\delta \vartheta_j} = -U_i U_j Y_{ij} \cos(\vartheta_i - \vartheta_j - \alpha_{ij}) \quad (\text{D.24})$$

10. Untermatrix $H_{10} \left[\frac{\delta Q_i}{\delta U_j} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$):

$$\frac{\delta Q_i}{\delta U_i} = 2U_i Y_{ii} \sin(-\alpha_{ii}) + \sum_{\substack{k=1 \\ \neq i}}^{n_0} Y_{ij} U_j \sin(\vartheta_i - \vartheta_j - \alpha_{ij}) \quad (\text{D.25})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta Q_i}{\delta U_j} = U_i Y_{ij} \sin(\vartheta_i - \vartheta_j - \alpha_{ij}) \quad (\text{D.26})$$

11. Untermatrix $H_{11} \left[\frac{\delta U_i}{\delta \vartheta_j} \right]$:

$$\frac{\delta U_i}{\delta \vartheta_j} = 0 \quad (\text{D.27})$$

12. Untermatrix $H_{12} \left[\frac{\delta U_i}{\delta U_j} \right]$:

$$\frac{\delta U_i}{\delta U_j} = \begin{cases} 1 & \text{für } j = i \\ 0 & \text{für } j \neq i \end{cases} \quad (\text{D.28})$$

DANIEL
GROß

DANIEL GROß

Anhang [E]

E.1 Gleichungen der dreiphasigen Dreileiter Verteilnetz-Zustandsschätzung auf Basis polarer Knotenspannungen

Indizes:

- i : Zählindex nach Messwert orientiert
- j : Zählindex nach Knoten orientiert
- k : Zählindex nach Knoten orientiert
- p und m : Zählindex nach Phasen orientiert $\in \{a, b, c\}$
- n : Anzahl der Knoten
- n_0 : Anzahl der zu berechnenden Spannungen bzw. Winkel

E.1.1 Zustandsvariablen

$$x = \{\vartheta_j^a, \vartheta_j^b, \vartheta_j^c, U_j^a, U_j^b, U_j^c\} \quad (\text{E.1})$$

E.1.2 Komplexe Knotenspannungen

$$\underline{U}_j^a = |\underline{U}_j| e^{j0^\circ}, \quad \underline{U}_j^b = |\underline{U}_j| e^{j120^\circ}, \quad \underline{U}_j^c = |\underline{U}_j| e^{-j120^\circ} \quad (\text{E.2})$$

E.1.3 Gleichungen der Knotenpunktleistungen und Leistungsflüsse

Knotenpunkt-Wirkleistung P_i^p :

$$P_i^p(U_j, \vartheta_j) = U_i^p \sum_{m=a}^{b,c} \sum_{k=1}^n Y_{ik}^{pm} U_k^m \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) \quad (\text{E.3})$$

Knotenpunkt-Blindleistung Q_i^p :

$$Q_i^p(U_j, \vartheta_j) = U_i^p \sum_{m=a}^{b,c} \sum_{k=1}^n Y_{ik}^{pm} U_k^m \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) \quad (\text{E.4})$$

Wirkleistungsfluss P_{ik}^p :

$$P_{ik}^p(U_j, \vartheta_j) = U_i^p \sum_{m=a}^{b,c} \left(U_j^m Y_{ik}^{pm} \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_i^m - \alpha_{ik}^{pm}) - U_k^m Y_{ik}^{pm} \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) \right) \quad (\text{E.5})$$

Blindleistungsfluss Q_{ik}^p :

$$Q_{ik}^p(U_j, \vartheta_j) = U_i^p \sum_{m=a}^{b,c} \left(U_i^m Y_{ik}^{pm} \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_i^m - \alpha_{ik}^{pm}) - U_k^m Y_{ik}^{pm} \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) \right) \quad (\text{E.6})$$

E.1.4 Vektor mit den Funktionen des Messmodells (berechnete Messwerte)

$$h(x) = z_{est}(x) = \begin{bmatrix} P_{ik}^p(U_j^p, \vartheta_j^p) \\ P_i^p(U_j^p, \vartheta_j^p) \\ \vartheta_i^p \\ Q_{ik}^p(U_j^p, \vartheta_j^p) \\ Q_i^p(U_j^p, \vartheta_j^p) \\ U_i^{p(v)} \end{bmatrix} \quad (\text{E.7})$$

E.1.5 Jacobi-Matrix

$$H(x) = \begin{bmatrix} H_1 & H_2 \\ H_3 & H_4 \\ H_5 & H_6 \\ H_7 & H_8 \\ H_9 & H_{10} \\ H_{11} & H_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\delta P_{ik}^p}{\delta \vartheta_j^m} & \frac{\delta P_{ik}^p}{\delta U_j^m} \\ \frac{\delta P_i^p}{\delta \vartheta_j^m} & \frac{\delta P_i^p}{\delta U_j^m} \\ \frac{\delta \vartheta_i^p}{\delta \vartheta_j^m} & \frac{\delta \vartheta_i^p}{\delta U_j^m} \\ \frac{\delta Q_{ik}^p}{\delta \vartheta_j^m} & \frac{\delta Q_{ik}^p}{\delta U_j^m} \\ \frac{\delta Q_i^p}{\delta \vartheta_j^m} & \frac{\delta Q_i^p}{\delta U_j^m} \\ \frac{\delta U_i^p}{\delta \vartheta_j^m} & \frac{\delta U_i^p}{\delta U_j^m} \end{bmatrix} \quad (\text{E.8})$$

E.1.6 Gleichungen der Untermatrizen in der Jacobi-Matrix

1. Untermatrix $H_1 \left[\frac{\delta P_{ik}^p}{\delta \vartheta_j^m} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$ und $m = p$):

$$\frac{\delta P_{ik}^p}{\delta \vartheta_i^p} = U_i^p \sum_{m=a}^c \left(U_k^m Y_{ik}^{pm} \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) - U_i^m Y_{ik}^{pm} \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_i^m - \alpha_{ik}^{pm}) \right) \quad (\text{E.9})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta P_{ik}^p}{\delta \vartheta_j^m} = \begin{cases} 0 & \text{für } j \neq k \\ -U_i^p \sum_{m=a}^c U_k^m Y_{ik}^{pm} \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) & \text{für } j = k \end{cases} \quad (\text{E.10})$$

2. Untermatrix $H_2 \left[\frac{\delta P_{ik}^p}{\delta U_j^m} \right]$:Diagonalelemente ($j = i$ und $m = p$):

$$\frac{\delta P_{ik}^p}{\delta U_i^p} = \sum_{\substack{m=a \\ \neq p}}^{b,c} \left(U_i^m Y_{ik}^{pm} \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_i^m - \alpha_{ik}^{pm}) - U_k^m Y_{ik}^{pm} \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) \right) + 2U_i^p Y_{ik}^{pp} \cos(\alpha_{ik}^{pp}) \quad (\text{E.11})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta P_{ik}^p}{\delta U_j^m} = \begin{cases} 0 & \text{für } j \neq k \\ -U_i^p \sum_{m=a}^{b,c} Y_{ik}^{pm} \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) & \text{für } j = k \end{cases} \quad (\text{E.12})$$

3. Untermatrix $H_3 \left[\frac{\delta P_i^p}{\delta \vartheta_j^m} \right]$:Diagonalelemente ($j = i$ und $m = p$):

$$\frac{\delta P_i^p}{\delta \vartheta_i^p} = -U_i^p \sum_{m=a}^{b,c} \sum_{\substack{k=1 \\ \neq i}}^{n_0} Y_{ik}^{pm} U_k^m \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) \quad (\text{E.13})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta P_i^p}{\delta \vartheta_j^m} = U_i^p U_j^m Y_{ij}^{pm} \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_j^m - \alpha_{ij}^{pm}) \quad (\text{E.14})$$

4. Untermatrix $H_4 \left[\frac{\delta P_i^p}{\delta U_j^m} \right]$:Diagonalelemente ($j = i$ und $m = p$):

$$\frac{\delta P_i^p}{\delta U_i^p} = 2U_i^p Y_{ii}^{pp} \cos(\alpha_{ii}^{pp}) + \sum_{m=a}^{b,c} \sum_{\substack{k=1 \\ \neq i}}^{n_0} Y_{ik}^{pm} U_k^m \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) \quad (\text{E.15})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta P_i^p}{\delta U_j^m} = U_i^p Y_{ij}^{pm} \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_j^m - \alpha_{ij}^{pm}) \quad (\text{E.16})$$

5. Untermatrix $H_5 \left[\frac{\delta \vartheta_i^p}{\delta \vartheta_j^m} \right]$:

$$\frac{\delta \vartheta_i^p}{\delta \vartheta_j^m} = \begin{cases} 1 & \text{für } j = i \text{ und } m = p \\ 0 & \text{für } j \neq i \text{ oder } m \neq p \end{cases} \quad (\text{E.17})$$

6. Untermatrix $H_6 \left[\frac{\delta \vartheta_i^p}{\delta U_j^m} \right]$:

$$\frac{\delta \vartheta_i^p}{\delta U_j^m} = 0 \quad (\text{E.18})$$

7. Untermatrix $H_7 \left[\frac{\delta Q_{ik}^p}{\delta \vartheta_j^m} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$ und $m = p$):

$$\frac{\delta Q_{ik}^p}{\delta \vartheta_i^p} = U_i^p \sum_{m=a}^{b,c} \left(U_i^m Y_{ik}^{pm} \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_i^m - \alpha_{ik}^{pm}) - U_k^m Y_{ik}^{pm} \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) \right) \quad (\text{E.19})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta Q_{ik}^p}{\delta \vartheta_j^m} = \begin{cases} 0 & \text{für } j \neq k \\ U_i^p \sum_{m=a}^c U_k^m Y_{ik}^{pm} \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) & \text{für } j = k \end{cases} \quad (\text{E.20})$$

8. Untermatrix $H_8 \left[\frac{\delta Q_{ik}^p}{\delta U_j^m} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$ und $m = p$):

$$\frac{\delta Q_{ik}^p}{\delta U_i^p} = \sum_{\substack{m=a \\ \neq p}}^{b,c} \left(U_i^m Y_{ik}^{pm} \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_i^m - \alpha_{ik}^{pm}) - U_k^m Y_{ik}^{pm} \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) \right) + 2U_i^p Y_{ik}^{pp} \sin(\alpha_{ik}^{pp}) \quad (\text{E.21})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta Q_{ik}^p}{\delta U_j^m} = \begin{cases} 0 & \text{für } j \neq k \\ -U_i^p \sum_{m=a}^c Y_{ik}^{pm} \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) & \text{für } j = k \end{cases} \quad (\text{E.22})$$

9. Untermatrix $H_9 \left[\frac{\delta Q_i^p}{\delta \vartheta_j^m} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$ und $m = p$):

$$\frac{\delta Q_i^p}{\delta \vartheta_i^p} = U_i^p \sum_{m=a}^{b,c} \sum_{\substack{k=1 \\ \neq i}}^{n_0} Y_{ik}^{pm} U_k^m \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_k^m - \alpha_{ik}^{pm}) \quad (\text{E.23})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta Q_i^p}{\delta \vartheta_j^m} = -U_i^p U_j^m Y_{ij}^{pm} \cos(\vartheta_i^p - \vartheta_j^m - \alpha_{ij}^{pm}) \quad (\text{E.24})$$

10. Untermatrix $H_{10} \left[\frac{\delta Q_i^p}{\delta U_j^m} \right]$:

Diagonalelemente ($j = i$ und $m = p$):

$$\frac{\delta Q_i^p}{\delta U_i^p} = 2U_i^p Y_{ii}^{pp} \sin(-\alpha_{ii}^{pp}) + \sum_{m=a}^{b,c} \sum_{\substack{k=1 \\ \neq i}}^{n_0} Y_{ij}^{pm} U_j^m \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_j^m - \alpha_{ij}^{pm}) \quad (\text{E.25})$$

Nebenelemente:

$$\frac{\delta Q_i^p}{\delta U_j^m} = U_i^p Y_{ij}^{pm} \sin(\vartheta_i^p - \vartheta_j^m - \alpha_{ij}^{pm}) \quad (\text{E.26})$$

11. Untermatrix $H_{11} \left[\frac{\delta U_i^p}{\delta \vartheta_j^m} \right]$:

$$\frac{\delta U_i^p}{\delta \vartheta_j^m} = 0 \quad (\text{E.27})$$

12. Untermatrix $H_{12} \left[\frac{\delta U_i^p}{\delta U_j^m} \right]$:

$$\frac{\delta U_i^p}{\delta U_j^m} = \begin{cases} 1 & \text{für } j = i \text{ und } p = m \\ 0 & \text{für } j \neq i \text{ oder } p \neq m \end{cases} \quad (\text{E.28})$$

DANIEL GROß

Anhang [F]

F.1 Gleichungen der dreiphasigen Dreileiter und dreiphasigen Vierleiter Verteilnetz-Zustandsschätzung auf Basis kartesischer Knotenspannungen

Indizes:

- i : Zählindex nach Messwert orientiert
- j : Zählindex nach Knoten orientiert
- k : Zählindex nach Knoten orientiert
- p und m : Zählindex nach Phasen orientiert $\in \{a, b, c, n\}$
- n : Anzahl der Knoten

F.1.1 Zustandsvariablen

$$x = \left\{ U_{imag,j}^a, U_{imag,j}^b, U_{imag,j}^c, U_{imag,j}^n, U_{real,j}^a, U_{real,j}^b, U_{real,j}^c, U_{real,j}^n \right\} \quad (F.1)$$

F.1.2 Komplexe Knotenspannungen

$$\underline{U}_j^a = U_{real,j}^a + \mathbf{i}U_{imag,j}^a, \underline{U}_j^b = U_{real,j}^b + \mathbf{i}U_{imag,j}^b, \underline{U}_j^c = U_{real,j}^c + \mathbf{i}U_{imag,j}^c, \underline{U}_j^n = 0 \quad (F.2)$$

F.1.3 Gleichungen der komplexen Knotenströme und komplexen Stromflüsse

Komplexe Knotenströme \underline{I}_i^p :

$$\underline{I}_i^p = \sum_{m=a}^{b,c,n} \sum_{k=1}^n \underline{Y}_{ik}^{pm} \underline{U}_k^m \quad (F.3)$$

Komplexe Stromflüsse über eine Leitung \underline{I}_{ik}^p :

$$\underline{I}_{ik}^p = \sum_{m=a}^{b,c,n} \underline{Y}_{ik}^{pm} \cdot \left(\underline{U}_i^m - \underline{U}_k^m \right) \quad (F.4)$$

Knotenwirkstrom $I_{real,i}^p$:

$$I_{real,i}^p = \sum_{m=a}^{b,c,n} \sum_{k=1}^n \left(G_{ik}^{pm} U_{real,k}^m - B_{ik}^{pm} U_{imag,k}^m \right) \quad (F.5)$$

Knotenblindstrom $I_{imag,i}^p$:

$$I_{imag,i}^p = \sum_{m=a}^{b,c,n} \sum_{k=1}^n (B_{ik}^{pm} U_{real,k}^m + G_{ik}^{pm} U_{imag,k}^m) \quad (F.6)$$

Wirkstromfluss über eine Leitung $I_{real,ik}^p$:

$$I_{real,ik}^p = \sum_{m=a}^{b,c,n} [G_{ik}^{pm} (U_{real,i}^m - U_{real,k}^m) - B_{ik}^{pm} (U_{imag,i}^m - U_{imag,k}^m)] \quad (F.7)$$

Blindstromfluss über eine Leitung $I_{imag,ik}^p$:

$$I_{imag,ik}^p = \sum_{m=a}^{b,c,n} [B_{ik}^{pm} (U_{real,i}^m - U_{real,k}^m) + G_{ik}^{pm} (U_{imag,i}^m - U_{imag,k}^m)] \quad (F.8)$$

F.1.4 Vektor mit den Funktionen des Messmodells (berechnete Messwerte)

$$h(x) = z_{est}(x) = \begin{bmatrix} I_{real,ik}^p(U_{real,j}^p, U_{imag,j}^p) \\ I_{real,i}^p(U_{real,j}^p, U_{imag,j}^p) \\ U_{imag,i}^p \\ I_{imag,ik}^p(U_{real,j}^p, U_{imag,j}^p) \\ I_{imag,i}^p(U_{real,j}^p, U_{imag,j}^p) \\ U_{real,i}^p \end{bmatrix} \quad (F.9)$$

F.1.5 Jacobi-Matrix

$$H(x) = \begin{bmatrix} H_1 & H_2 \\ H_3 & H_4 \\ H_5 & H_6 \\ H_7 & H_8 \\ H_9 & H_{10} \\ H_{11} & H_{12} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\delta I_{real,ik}^p}{\delta U_{imag,j}^m} & \frac{\delta I_{real,ik}^p}{\delta U_{real,j}^m} \\ \frac{\delta I_{real,i}^p}{\delta U_{imag,j}^m} & \frac{\delta I_{real,i}^p}{\delta U_{real,j}^m} \\ \frac{\delta U_{imag,i}^p}{\delta U_{imag,j}^m} & \frac{\delta U_{imag,i}^p}{\delta U_{real,j}^m} \\ \frac{\delta I_{imag,ik}^p}{\delta U_{imag,j}^m} & \frac{\delta I_{imag,ik}^p}{\delta U_{real,j}^m} \\ \frac{\delta I_{imag,i}^p}{\delta U_{imag,j}^m} & \frac{\delta I_{imag,i}^p}{\delta U_{real,j}^m} \\ \frac{\delta U_{real,i}^p}{\delta U_{imag,j}^m} & \frac{\delta U_{real,i}^p}{\delta U_{real,j}^m} \end{bmatrix} \quad (F.10)$$

F.1.6 Gleichungen der Untermatrizen in der Jacobi-Matrix

1. Untermatrix $H_1 \left[\frac{\delta I_{real,ik}^p}{\delta U_{imag,j}^m} \right]$:

$$\frac{\delta I_{real,ik}^p}{\delta U_{imag,j}^m} = \begin{cases} -B_{ik}^{pm} & \text{für } j = i \text{ und } m = p \\ B_{ik}^{pm} & \text{für } j = k \text{ und } m = p \\ \text{sonst } 0 & \end{cases} \quad (F.11)$$

2. Untermatrix $H_2 \left[\frac{\delta I_{real,ik}^p}{\delta U_{real,j}^m} \right]$:

$$\frac{\delta I_{real,ik}^p}{\delta U_{real,j}^m} = \begin{cases} G_{ik}^{pm} & \text{für } j = i \text{ und } m = p \\ -G_{ik}^{pm} & \text{für } j = k \text{ und } m = p \\ \text{sonst } 0 & \end{cases} \quad (\text{F.12})$$

3. Untermatrix $H_3 \left[\frac{\delta I_{real,i}^p}{\delta U_{imag,j}^m} \right]$:

$$\frac{\delta I_{real,i}^p}{\delta U_{imag,j}^m} = -B_{ik}^{pm} \quad (\text{F.13})$$

4. Untermatrix $H_4 \left[\frac{\delta I_{real,i}^p}{\delta U_{real,j}^m} \right]$:

$$\frac{\delta I_{imag,ik}^p}{\delta U_{real,j}^m} = G_{ik}^{pm} \quad (\text{F.14})$$

5. Untermatrix $H_5 \left[\frac{\delta U_{imag,i}^p}{\delta U_{imag,j}^m} \right]$:

$$\frac{\delta U_{imag,i}^p}{\delta U_{imag,j}^m} = \begin{cases} 1 & \text{für } j = i \text{ und } m = p \\ 0 & \text{für } j \neq i \text{ oder } m \neq p \end{cases} \quad (\text{F.15})$$

6. Untermatrix $H_6 \left[\frac{\delta U_{imag,i}^p}{\delta U_{real,j}^m} \right]$:

$$\frac{\delta U_{imag,i}^p}{\delta U_{real,j}^m} = 0 \quad (\text{F.16})$$

7. Untermatrix $H_7 \left[\frac{\delta I_{imag,ik}^p}{\delta U_{imag,j}^m} \right]$:

$$\frac{\delta I_{imag,ik}^p}{\delta U_{imag,j}^m} = \begin{cases} G_{ik}^{pm} & \text{für } j = i \text{ und } m = p \\ -G_{ik}^{pm} & \text{für } j = k \text{ und } m = p \\ \text{sonst } 0 & \end{cases} \quad (\text{F.17})$$

8. Untermatrix $H_8 \left[\frac{\delta I_{imag,ik}^p}{\delta U_{real,j}^m} \right]$:

$$\frac{\delta I_{imag,ik}^p}{\delta U_{real,j}^m} = \begin{cases} B_{ik}^{pm} & \text{für } j = i \text{ und } m = p \\ -B_{ik}^{pm} & \text{für } j = k \text{ und } m = p \\ \text{sonst } 0 & \end{cases} \quad (\text{F.18})$$

9. Untermatrix $H_9 \left[\frac{\delta I_{imag,i}^p}{\delta U_{imag,j}^m} \right]$:

$$\frac{\delta I_{imag,i}^p}{\delta U_{imag,j}^m} = G_{ik}^{pm} \quad (\text{F.19})$$

10. Untermatrix $H_{10} \left[\frac{\delta I_{imag,i}^p}{\delta U_{real,j}^m} \right]$:

$$\frac{\delta I_{imag,i}^p}{\delta U_{real,j}^m} = B_{ik}^{pm} \quad (\text{F.20})$$

11. Untermatrix $H_{11} \left[\frac{\delta U_{real,ik}^p}{\delta U_{imag,j}^m} \right]$:

$$\frac{\delta U_{real,ik}^p}{\delta U_{imag,j}^m} = 0 \quad (\text{F.21})$$

12. Untermatrix $H_{12} \left[\frac{\delta U_{real,ik}^p}{\delta U_{real,j}^m} \right]$:

$$\frac{\delta U_{real,ik}^p}{\delta U_{real,j}^m} = \begin{cases} 1 & \text{für } j = i \text{ und } m = p \\ 0 & \text{für } j \neq i \text{ oder } m \neq p \end{cases} \quad (\text{F.22})$$

F.2 Berechnung der Äquivalenzmessungen

F.2.1 Äquivalenzstrommessungen

Die Transformationen der Leistungen in Äquivalenzstromwerte sind in den Gleichungen F.23 und F.24 gegeben.

Äquivalenzknotenströme:

$$\underline{I}_{equ,i}^p = \left(\frac{\underline{S}_{i(E)}^p - \underline{S}_{i(L)}^p}{\underline{U}_i^p - \underline{U}_i^n} \right)^* = I_{real,i}^p + j I_{imag,i}^p \quad (\text{F.23})$$

Äquivalenzstromflüsse:

$$\underline{I}_{equ,ik}^p = \left(\frac{\underline{S}_{ik}^p}{\underline{U}_i^p - \underline{U}_i^n} \right)^* = I_{real,ik}^p + j I_{imag,ik}^p \quad (\text{F.24})$$

mit

p	Phasen mit $p \in (a, b, c)$
\underline{U}_i^p	geschätzte Knotenspannung an Phase p bei der aktuellen Iteration
\underline{U}_i^n	geschätzte Knotenspannung am Neutralleiter n bei der aktuellen Iteration
\underline{S}	Scheinleistungsmesswert ($\underline{S} = P + jQ$)

Die Verschaltung der Knoten ist in einem Vierleitersystem als Sternschaltung aufgebaut. Somit setzt sich der Leiterstrom des Neutralleiters aus der negativen Summe der Phasenströme

zusammen, wie in den Gleichungen F.25 und F.26 dargestellt.

Knotenströme im NL:

$$\underline{I}_{equ,i}^n = - \sum_{m=a}^{b,c} \underline{I}_{equ,i}^m = I_{real,i}^n + jI_{imag,i}^n \quad (F.25)$$

Stromflüsse im NL:

$$\underline{I}_{equ,ik}^n = - \sum_{m=a}^{b,c} \underline{I}_{equ,ik}^m = I_{real,ik}^n + jI_{imag,ik}^n \quad (F.26)$$

Der Bezugsstrom für die Rückrechnung der Äquivalenzströme in Leistungen ergibt sich aus der Bezugsleistung und der Bezugsspannung:

$$I_b = \frac{S_b}{\sqrt{3} \cdot U_b} \quad (F.27)$$

F.2.2 Äquivalenzspannungsmessungen

Die Transformation der Spannungen in Äquivalenzspannungen wird nach Gleichung F.28 durchgeführt. Dabei lassen sich bei der VNZS auf Basis kartesischer Knotenspannungen lediglich Spannungsbetragsmessungen integrieren. Spannungswinkel können nicht verwendet werden, da diese nicht in Äquivalenzspannungen umgewandelt werden können, wenn kein Spannungsbetrag vorhanden ist.

$$\underline{U}_{equ,i}^p = U_m \cdot \frac{U_i^p}{|U_i^p|} \quad (F.28)$$

Anschließend lassen sich die äquivalenten Spannungsmesswerte in Form der Zustandsvariablen nach Gleichung F.29 berechnet.

$$\underline{U}_{equ,i}^p = U_{real,i}^p + jU_{imag,i}^p \quad (F.29)$$

mit

p	Phasen mit $p \in (a, b, c)$
\underline{U}_i^p	geschätzte Knotenspannung an Phase p bei der aktuellen Iteration
$U_{m,i}$	gemessener Spannungsbetrag

Spannungsmesswerte des Neutralleiters können nur dann verwendet werden, wenn sowohl Spannungsbetrag, als auch Spannungswinkel am selben Knoten vorhanden sind.

F.3 Kovarianz-Matrix R mit Fehlerfortpflanzung

Die Fehlerfortpflanzung wird nach der DIN 1319-3 [19] durchgeführt. Es wird dabei angenommen, dass die betrachteten Messgrößen statistisch voneinander unabhängig sind. Somit wird die Gesamtabweichung der gesuchten Größe y , aus den Messgrößen $m_1 \dots m_n$, nach Gleichung F.30 berechnet.

$$\sigma_y^2 = \sum_{k=1}^n \left[\left(\frac{\delta F}{\delta m_k} \right)^2 \cdot \sigma_{m_k}^2 \right] \quad (\text{F.30})$$

mit

F	Funktion mit den Messgrößen als Eingangsparameter
x_k	Messgröße k
σ_{x_k}	Messfehler der Messgröße x_k
σ_y	Gesamter Messfehler der gesuchten Größe y

Um das Fehlerfortpflanzungsgesetz auf die Äquivalenzmessungen anwenden zu können, müssen die Gleichungen F.25 und F.26 entsprechend angepasst werden. Dazu müssen die einzelnen Messgrößen, in dem Fall Wirkleistung P und Blindleistung Q , getrennt werden.

Die Aufteilung in Real- und Imaginärteil der Äquivalenzströme wird erreicht, indem die komplexen Äquivalenzströme jeweils komplex erweitert werden, um einen realen Nenner zu schaffen. Anschließend werden Real- und Imaginärteil getrennt betrachtet. Die sich dadurch ergebenden Formeln sind in F.31 bis F.34 dargestellt.

Äquivalenzknotenströme:

Realteil:

$$I_{real,i}^p = \frac{P_i^p (U_{real,i}^p - U_{real,i}^n) + Q_i^p (U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n)}{(U_{real,i}^p - U_{real,i}^n)^2 + (U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n)^2} \quad (\text{F.31})$$

Imaginärteil:

$$I_{imag,i}^p = \frac{P_i^p (U_{real,i}^p - U_{real,i}^n) - Q_i^p (U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n)}{(U_{real,i}^p - U_{real,i}^n)^2 + (U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n)^2} \quad (\text{F.32})$$

Äquivalenzstromflüsse:

Realteil:

$$I_{real,ik}^p = \frac{P_{ik}^p (U_{real,i}^p - U_{real,i}^n) + Q_{ik}^p (U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n)}{(U_{real,i}^p - U_{real,i}^n)^2 + (U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n)^2} \quad (\text{F.33})$$

Imaginärteil:

$$I_{imag,ik}^p = \frac{P_{ik}^p (U_{real,i}^p - U_{real,i}^n) - Q_{ik}^p (U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n)}{(U_{real,i}^p - U_{real,i}^n)^2 + (U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n)^2} \quad (\text{F.34})$$

mit $p \in (a, b, c)$

Anschließend kann Gleichung F.30 auf F.31 bis F.34 angewendet werden. Zusätzlich werden die Varianzen $R^p = (\sigma^p)^2$ eingesetzt. Damit ergeben sich die Gesamtvarianzen der Äquivalenzströme nach den Gleichungen F.35 und F.36. Da sich die Gleichungen vom Aufbau zwischen Knotenströ-

men und Stromflüssen nicht unterscheiden, werden sie in verallgemeinerter Form dargestellt.

Für Realteile der Äquivalenzströme:

$$R_{I_{real}}^p = \left[\frac{U_{real,i}^p - U_{real,i}^n}{\left(U_{real,i}^p - U_{real,i}^n \right)^2 + \left(U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n \right)^2} \right]^2 \cdot R_P^p + \left[\frac{U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n}{\left(U_{real,i}^p - U_{real,i}^n \right)^2 + \left(U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n \right)^2} \right]^2 \cdot R_Q^p \quad (F.35)$$

Für Imaginärteile der Äquivalenzströme:

$$R_{I_{imag}}^p = \left[\frac{U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n}{\left(U_{real,i}^p - U_{real,i}^n \right)^2 + \left(U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n \right)^2} \right]^2 \cdot R_P^p + \left[\frac{U_{real,i}^p - U_{real,i}^n}{\left(U_{real,i}^p - U_{real,i}^n \right)^2 + \left(U_{imag,i}^p - U_{imag,i}^n \right)^2} \right]^2 \cdot R_Q^p \quad (F.36)$$

mit

p	Phasen mit $p \in (a, b, c)$
$U_{real,i}$	Realteil der Spannung in der aktuellen Iteration am Knoten i
$U_{imag,i}$	Imaginärteil der Spannung in der aktuellen Iteration am Knoten i
R_P	Einzelvarianz der Wirkleistungsmessung $((\sigma_P)^2)$
R_Q	Einzelvarianz der Blindleistungsmessung $((\sigma_Q)^2)$
$R_{I_{real}}$	Resultierende Varianz des Äquivalenzstroms (Realteil)
$R_{I_{imag}}$	Resultierende Varianz des Äquivalenzstroms (Imaginärteil)

Die resultierenden Varianzen des Neutralleiters werden über eine geometrische Addition der Phasenabweichungen berechnet. Daraus ergeben sich die Varianzen der Äquivalenzströme im Neutralleiter nach den Gleichungen F.37 und F.38.

Für den Realteil des NL:

$$R_{I_{real}}^n = \left(\sqrt{\left(\sigma_{I_{real}}^a \right)^2 + \left(\sigma_{I_{real}}^b \right)^2 + \left(\sigma_{I_{real}}^c \right)^2} \right)^2 \quad (F.37)$$

Für den Imaginärteil des NL:

$$R_{I_{imag}}^n = \left(\sqrt{\left(\sigma_{I_{imag}}^a \right)^2 + \left(\sigma_{I_{imag}}^b \right)^2 + \left(\sigma_{I_{imag}}^c \right)^2} \right)^2 \quad (F.38)$$

Für die Äquivalenzspannungen ist eine Fehlerfortpflanzung nicht notwendig, da diese lediglich von einer Messgröße abhängen. Somit verändert sich der Messfehler der Äquivalenzspannungen im Vergleich zum Messfehler der ursprünglichen Spannungsmessungen nicht.

Anhang [G]

G.1 Liste eigener Publikationen

Jahr	Titel
2019	<p>14.) D. Groß, H. Früh, P. Wiest, D. Contreras, K. Rudion, L. Rupp, C. Lakenbrink, „Evaluation of a Three-Phase Distribution System State Estimation for Operational Use in a Real Medium Voltage Grid,“ IEEE ISGT Europe 2019, Bucharest, Rumänien, September 2019.</p> <p>13.) H. Früh, D. Groß, K. Rudion „Short Term Load Forecasting for Individual Consumers based on Markov Chains,“ IEEE Modern Electric Power Systems - MEPS'19, Warsaw, Poland, September 2019.</p> <p>12.) D. Groß, H. Früh, P. Wiest, K. Rudion, L. Rupp, C. Lakenbrink, „Validierung einer Verteilnetz-Zustandsschätzung in einem realen Mittelspannungsnetz,“ Internationaler ETG Congress 2019, Esslingen, Deutschland, Mai 2019.</p>
2018	<p>11.) H. Früh, D. Groß, K. Rudion, A. Großhans, „Forschungsprojekt „Smart Grid Demonstrator“ im Netzlabor Sonderbuch,“ Innovationen im Verteilnetz - ETG-CIRED-WORKshop 2018 (D-A-CH), Berlin, Deutschland, November 2018.</p> <p>10.) P. Wiest, D. Contreras, D. Groß, K. Rudion, „Synthetic Load Profiles of Various Customer Types for Smart Grid Simulations,“ NEIS 2018, Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems, Hamburg, Deutschland, September 2018.</p> <p>9.) P. Wiest, D. Groß, K. Rudion, „Probabilistische Verteilnetzplanung zur Analyse der Gleichzeitigkeit von Elektromobilität,“ Tagung Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, Deutschland, Januar 2018.</p>
2017	<p>8.) P. Wiest, D. Groß, K. Rudion, A. Probst, „Auswirkungen der Spitzenkappung von erneuerbaren Energien auf den Netzausbau im Hochspannungsnetz,“ Internationaler ETG Congress 2017, Bonn, Deutschland, November 2017.</p>

- 7.) D. Groß, P. Wiest, K. Rudion, L. Rupp, „Konzept einer praktikablen, stabilen und übertragbaren Zustandsschätzung für Verteilnetze,“ Internationaler ETG Congress 2017, Bonn, Deutschland, November 2017.
- 6.) D. Groß, P. Wiest, K. Rudion, A. Probst, „Parametrization of Stochastic Load Profile Modeling Approaches for Smart Grid Simulations,“ IEEE ISGT Europe 2017, Turin, Italien, September 2017.
- 5.) P. Wiest, D. Groß, K. Rudion, A. Probst, „Security-Constrained Dynamic Curtailment Method for Renewable Energy Sources in Grid Planning,“ IEEE ISGT Europe 2017, Turin, Italien, September 2017.
- 4.) D. Groß, P. Wiest, K. Rudion, „Comparison between Stochastic Load Profile Modeling Approaches for Low Voltage Residential Consumers,“ IEEE PES Powertech 2017, Manchester, Großbritannien, Juni 2017.
- 3.) P. Wiest, D. Groß, K. Rudion, A. Probst, „Rapid identification of worst-case conditions: improved planning of active distribution grids,“ IET Generation, Transmission & Distribution, S. 2412-2417, 22 06 2017.
- 2.) T. Streubel, D. Groß, K. Rudion, „Bad Data Detection and Identification in Distribution Power Systems,“ Power and Energy Student Summit 2017 - PESS 2017, Nürnberg, Deutschland, Juni 2017.

2015

- 1.) S. Eilenberger, D. Groß, K. Rudion, S. Tenbohlen, I. Berber, „Modern Voltage Regulation Methods for Network Planning and Operation in Low Voltage Grids,“ in PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven, Eindhoven, Niederlande, 2015.
-