

# **Res Electricae Magdeburgenses**

**MAgdeburger FORum zur Elektrotechnik**

Marc Richter

**PMU-basierte Zustandsabschätzung in Smart Distribution**

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Magdeburg 2016

## **Res Electricae Magdeburgenses**

**MAgdeburger FORum** zur Elektrotechnik, Neuauflage, Jg. 4, Band 15|67, 2016

### **IMPRESSUM:**

Herausgeber:

Prof. Dr. rer. nat. Jürgen Nitsch,

Institut für Grundlagen der Elektrotechnik und Elektromagnetische Verträglichkeit

Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew A. Styczynski,

Institut für Elektrische Energiesysteme

(beide Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Postfach 4120, 39016 Magdeburg)

V. i. S. d. P.:

M. Sc. Marc Richter

Institut für Elektrische Energiesysteme

(Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Postfach 4120, 39016 Magdeburg)

1. Auflage, Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, 2016

Auflage: 100

Redaktionsschluss: Mai 2016

ISSN 1612-2526

ISBN 978-3-944722-43-6

© Copyright 2016 Marc Richter

Bezug über die Herausgeber

Druck: docupoint GmbH,  
Otto-von-Guericke-Allee 14  
39179 Barleben

# **PMU-basierte Zustandsabschätzung in Smart Distribution**

---

**Dissertation**

zur Erlangung des akademischen Grades

**Doktoringenieur  
(Dr.-Ing.)**

von M.Sc. Marc Richter  
geb. am 31.12.1986 in Magdeburg

genehmigt durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik  
der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew A. Styczynski  
Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

Promotionskolloquium am 17.05.2016



## Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner wissenschaftlichen Tätigkeit am LENA der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg. Hier hatte ich die Möglichkeit, an einer Vielzahl von Forschungsprojekten mitzuwirken und vielfältige Themenbereiche des elektrischen Energiesystems zu bearbeiten. Zunächst bedanke ich mich daher beim Land Sachsen-Anhalt für die Bereitstellung der notwendigen Mittel zur Finanzierung meiner Forschung.

Ein persönlicher Dank gilt ganz herzlich meinem Doktorvater Prof. Dr. Zbigniew Styczynski für die Betreuung und Begleitung meiner Promotion über seine reguläre Amtszeit hinaus. Besonders für die wissenschaftliche Ausbildung, die Zusammenarbeit in mehreren Projekten sowie für die Möglichkeit, an spannenden Kolloquien und Konferenzen auf nationaler und internationaler Ebene teilzunehmen, möchte ich mich an dieser Stelle explizit bedanken.

Prof. Dr. Dirk Westermann danke ich für die Übernahme des Koreferates und die interessanten Diskussionen. Ein weiterer Dank geht an die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Otto-von-Guericke-Universität für die Durchführung des Promotionsverfahrens.

Auch bei Prof. Dr. Martin Wolter möchte ich mich vor allem für die interessanten Gespräche und die fachlichen Hinweise während der finalen Phase meiner Promotion bedanken.

An die Kollegen vom LENA und vom IFF geht ein großes Dankeschön für die freundschaftliche Zusammenarbeit und die Unterstützung. Sowohl fachlich als auch auf persönlicher Ebene haben sie die mitunter langen Arbeitszeiten sehr bereichert und damit angenehmer gestaltet. Die gemeinsame Zeit wird mir deshalb in bester Erinnerung bleiben.

Ganz besonders möchte ich mich an dieser Stelle bei meiner Frau Ina bedanken. Sie hat mir auch durch nichtfachliche Ratschläge oft geholfen, die ein oder andere fachliche Entscheidung zu fällen und technische Herausforderungen zu meistern.

Ein großes Dankeschön möchte ich an meine Familie richten – für die Unterstützung und dafür, dass sie mich manchmal daran erinnern, dass es auch noch andere wichtige Dinge neben der Arbeit gibt.

Abschließend danke ich noch allen Studenten und wissenschaftlichen Hilfskräften, die durch ihre Forschungstätigkeiten zu dieser Dissertation beigetragen haben.



## INHALTSVERZEICHNIS

Inhaltsverzeichnis.....	1
1 Einleitung.....	3
1.1 Einführung und Motivation .....	3
1.2 Thesis.....	6
1.3 Inhalt und Abgrenzung .....	7
1.4 Aufbau der Arbeit.....	8
2 Synchroner Messwerterfassung .....	10
2.1 Funktionsweise zeigerbasierter Messgeräte.....	10
2.2 Stand der Technik.....	12
2.3 Zeigergrößen im Verteilnetz.....	14
2.4 Fehlereinflüsse .....	16
2.5 Genauigkeitsanforderungen.....	18
3 Optimale PMU-Platzierung.....	20
3.1 Einführung .....	20
3.2 Überblick und Klassifizierung von PMU-Platzierungsverfahren.....	20
3.2.1 Mathematische Methoden.....	20
3.2.2 Heuristische Methoden .....	21
3.2.3 Randbedingungen .....	22
3.3 Klassische PMU-Platzierung mittels linearer Optimierung .....	24
3.3.1 Lineares Optimierungsproblem.....	24
3.3.2 Beispiel .....	25
3.4 Erweiterung des PMU-Platzierungsverfahrens .....	25
3.4.1 Notwendigkeit .....	25
3.4.2 Prinzip der Messstelle .....	26
3.4.3 Neuformulierung des linearen Optimierungsproblems .....	27
3.4.4 Beispiel und Untersuchungen an Testnetzen.....	29
3.4.5 Bewertung und Vergleich.....	34
4 Beobachtbarkeitsanalyse .....	36
4.1 Definition.....	36
4.2 Qualitative und quantitative Bewertung der Beobachtbarkeit.....	37
4.2.1 Auswahl bestehender Indizes.....	37
4.2.2 Anpassung des OLA-Indexes auf das Messstellenprinzip.....	41
4.3 Maßnahmen bei unvollständiger Beobachtbarkeit.....	42
4.3.1 Interpolation unbeobachteter Knoten .....	42
4.3.2 Topologietransformation .....	43
4.3.3 Netzminimierung und Teilnetzbildung.....	44
5 Verteilnetzzustandsabschätzung.....	46
5.1 Prinzip der State Estimation .....	46
5.2 Mathematische Lösung .....	48

5.2.1	Klassische State Estimation .....	48
5.2.2	Lineare State Estimation.....	50
5.2.3	Hybride State Estimation.....	51
5.3	Wichtungsbelegung.....	52
5.3.1	Konventionelle Messungen .....	52
5.3.2	Synchrone Zeigermessungen.....	53
5.4	Erkennung fehlerhafter Messwerte .....	54
5.5	Bewertung des Netzzustandes .....	54
6	Implementierung und simulative Untersuchung .....	57
6.1	Ziel und Methodik .....	57
6.2	Simulationsszenarien.....	62
6.3	Ergebnisse.....	64
6.3.1	4-Knoten-Beispielnetz .....	64
6.3.2	18-Knoten-Testnetz .....	69
6.4	Bewertung und Schlussfolgerungen.....	73
7	Praktische Anwendung der linearen Zustandsabschätzung im 110-kV-Verteilnetz .....	77
7.1	Systemarchitektur .....	77
7.2	Datenaufbereitung .....	79
7.3	Ergebnisse.....	83
7.4	Integration in die Verteilnetzleitwarte.....	85
7.4.1	Kommunikative Anknüpfung von PMU .....	85
7.4.2	Anpassung des State Estimators .....	87
7.4.3	Bewertung der Investitionskosten .....	88
8	Zusammenfassung und Ausblick .....	90
9	Literaturverzeichnis.....	93
	Abkürzungsverzeichnis.....	101
	Formelverzeichnis .....	102
	Tabellenverzeichnis .....	105
	Abbildungsverzeichnis.....	106
	Anhang .....	108
	Messstellenplatzierung beim IEEE 14-Knoten-Testnetz.....	108
	Konventionelle Messfunktionen .....	109
	Lineare Messfunktionen.....	110
	Simulationsergebnisse.....	111
	Publizierte MAFO-Bände .....	114



# 1 EINLEITUNG

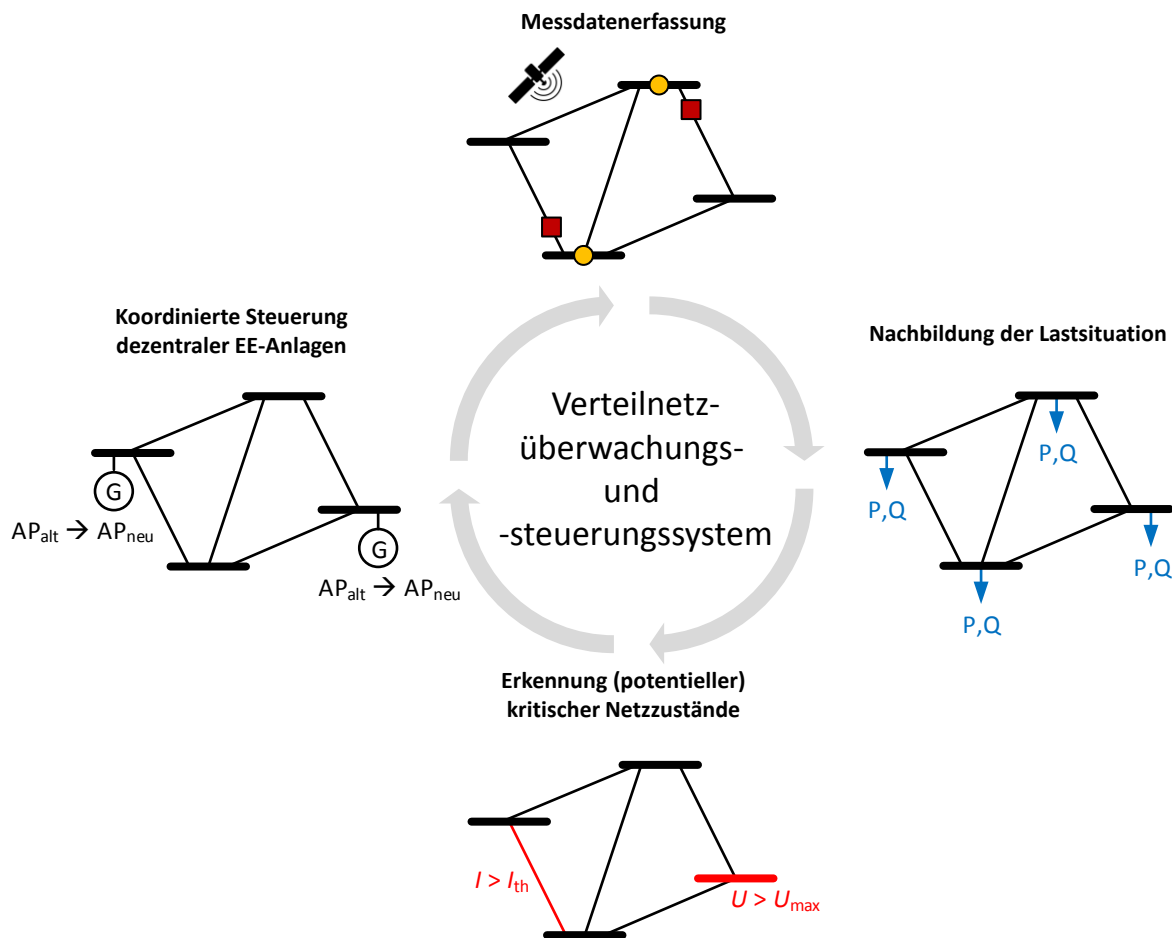
## 1.1 EINFÜHRUNG UND MOTIVATION

Infolge des massiven Einsatzes volatiler, dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) stehen vor allem in Deutschland sowohl Verteilnetz- als auch Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vor neuen betrieblichen Herausforderungen. Der mittelfristige Wegfall konventioneller Erzeugung in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen Deutschlands erfordert zugleich auch eine stärkere Einbeziehung der Verteilnetzbetreiber (VNB) in die relevanten Prozesse der Systemsicherung.

Vor dem Hintergrund der steigenden Anzahl DEA verlagern sich die Potentiale zur Erbringung statischer und dynamischer Systemdienstleistungen (SDL) in Richtung des Verteilnetzes. Es muss aber berücksichtigt werden, dass die bestehenden Verteilnetze ursprünglich nicht für eine derartige Aufgabe konzipiert worden sind. Im Hinblick auf die angestrebten Ziele der Bundesrepublik Deutschland, bis zum Jahr 2050 zirka 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken [1], ist deshalb mit einer Erhöhung der Wahrscheinlichkeit für lokale Spannungsbandverletzungen und Netzengpässe im Verteilnetz zu rechnen. Neben den regionalen Auswirkungen steigt aber auch der notwendige Blindleistungsbedarf zur Bewältigung der immer größer werdenden Energietransportwege in den Hoch- und Höchstspannungsnetzen. Dieser kann zukünftig nur durch einen koordinierten SDL-Abruf zwischen ÜNB und VNB sichergestellt werden. Um also weiterhin eine zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie und einen stabilen Betrieb des elektrischen Verbundsystems ÜNB/VNB gewährleisten zu können, ist es notwendig, die zur Verfügung stehenden Steuerungs- und Regelungspotentiale spannungsebenenübergreifend und in vollem Umfang zu nutzen.

Zukünftig stellt die gezielte Einflussnahme auf den Betrieb von DEA eine mögliche Lösung im Vergleich zu konventionellen Maßnahmen, wie z. B. die Blindleistungsbereitstellung in Großkraftwerken oder die Anpassung von Transformatorstufenschaltern bei der Spannungsregelung, dar [2]. Ein solches Vorgehen wird bereits heute in Pilotprojekten erprobt [3] und verspricht aufgrund der hohen Anzahl möglicher Stellgrößen und des lokalen Wirkens die Behebung bzw. Vermeidung von kritischen Netzsituationen durch einen minimalen Eingriff in den operativen Ablauf [4]. Diese Ansätze setzen jedoch voraus, dass eine ausreichend genaue Kenntnis über das System vorhanden ist, damit kritischen Situationen optimal begegnet werden kann. Demzufolge können die aufgezeigten betriebstechnischen Optionen nur dann bedarfsgerecht ausgeschöpft werden, wenn die genaue messtechnische Bestimmung des Netzzustandes als Voraussetzung dafür geschaffen

wird. Abbildung 1.1 verdeutlicht das Prinzip eines solchen Verteilnetzüberwachungs- und -steuerungssystems.



**Abbildung 1.1: Prinzip eines Verteilnetzüberwachungs- und -steuerungssystems**

Die Nachbildung der aktuellen Last- und Erzeugungssituation findet dabei auf Basis der gesammelten Messungen im Netzgebiet statt. Eine Lastflussanalyse gibt anschließend Aufschluss darüber, ob das Netz kritische Zustände aufweist oder diese sich potentiell ergeben können (engl.: *contingency analysis*). Als Gegenmaßnahmen werden neue Sollwerte für Wirk- bzw. Blindleistungen an die steuerbaren Anlagen übermittelt und die Wirkung dieses operativen Eingriffs wiederum durch die Messdatenerfassung detektiert.

Während im Allgemeinen die ÜNB über eine hinreichende Kenntnis des aktuellen Netzzustands verfügen, sind Verteilnetze vielerorts nicht ausreichend überwacht [5]. Die dort für die Zustandsabschätzung durch das *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) System bereitgestellten Daten führen im *State Estimator* besonders häufig zu unterbestimmten Gleichungssystemen. In der Regel können diese – wenn überhaupt – nur mit Hilfe von komplexen Berechnungsverfahren und nur unter Inkaufnahme entsprechender Unsicherheiten näherungsweise gelöst werden [6]. Herkömmliche Verfahren zur

Bestimmung des Zustandsvektors erfordern demgegenüber eine Überbestimmtheit des Gleichungssystems. Die Methode der gewichteten kleinsten Fehlerquadrate (engl.: *weighted least squares* – WLS) gilt diesbezüglich als das am häufigsten eingesetzte Verfahren [7]. Hier wird ein verlässliches Ergebnis jedoch nur dann erzielt, wenn die Anzahl der Messwerte die Anzahl der zu ermittelnden Netzzustandsgrößen um mindestens das Doppelte übertrifft (Redundanz). Zwar gibt es zusätzliche Möglichkeiten, wie die Einbeziehung von Pseudomesswerten [8] oder Verfahren zur Matrizenzerlegung [9], die eine Konvergenz des mathematischen Verfahrens begünstigen und die Genauigkeit erhöhen, dennoch kann das grundsätzliche Informationsdefizit nicht ohne Einschränkungen kompensiert werden.

Im Rahmen dieser Dissertationsschrift soll deshalb gezeigt werden, dass:

- die bestehenden Überwachungssysteme auf Basis nichtsynchronisierter Messwerterfassung mittel- bis langfristigen Anforderungen an die steigende Lastflusssdynamik im Verteilnetz und insbesondere der 110-kV-Ebene nicht mehr genügen,
- die rein stochastische Verarbeitung von Messfehlern in Form ihrer Standardabweichungen konventioneller Messgeräte deshalb eine hohe Abweichung bedeutet und
- in der Konsequenz der gezielte Einsatz von hochgenauer synchronisierter Messtechnik verknüpft mit geeigneten Berechnungsverfahren eine nachhaltige Lösung für die VNB darstellt.

Phasor Measurement Units (PMU) gelten seit ihrer Erfindung in den 1980er-Jahren durch die Forschergruppe um Arun Phadke [10] als vielversprechende Möglichkeit, den Zustand eines elektrischen Energiesystems mittels GPS-Zeitsynchronisation zu bestimmen. Dezentral angeordnete Zeigermessgeräte bedienen sich dabei des Prinzips des Zeitstempels, um die erfassten Messwerte in einer zentralen Recheneinheit vergleichbar und bewertbar zu machen. Während aktuelle PMU-Untersuchungen vorwiegend eine ergänzende Einbeziehung vereinzelter Zeigermessgeräte in die bestehenden konventionellen SCADA-Systeme behandeln [11] [12], soll langfristig die Bereitstellung eines konsistenten Systemabbildes auf Basis überwiegender PMU-Nutzung in den weltweiten Übertragungsnetzen angestrebt werden [13].

In der Verteilnetzebene sind die einschlägigen Vorteile des Einsatzes von PMU bereits in [14] identifiziert worden und ergeben sich generell aus ihren zusätzlich bereitgestellten Fähigkeiten verglichen mit klassischen Komponenten, u. a. im Hinblick auf Stabilitätsanalysen, Schutz, Zustandsabschätzung, Spannungs- und Blindleistungssteuerung

dezentraler Anlagen, Fehlerlokalisierung und die Erkennung dynamischer Vorgänge. Gleichzeitig sieht sich die synchrone Messwerterfassung im Verteilnetz mit veränderten Gegebenheiten konfrontiert. Durch die höheren R/X-Verhältnisse der Leitungen, einen vermehrten Einsatz von Erdkabeln und die geringeren Stationsdistanzen ergeben sich kleinere Winkeldifferenzen, die zu einer erhöhten Unsicherheit bei der Bestimmung des Netzzustandes aufgrund des PMU-Messfehlers führen. Eine ergänzende Untersuchung dieser Thematik soll Aufschluss darüber geben, ob erhöhte Anforderungen an PMU für den Einsatz im Verteilnetz gestellt werden müssen oder die Unsicherheit anderweitig beherrscht werden kann.

Im Rahmen des Projektes SECVER [3], gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, wurden bereits einige der aufgeführten Aspekte durch die Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg und ihre Konsortialpartner praktisch erprobt. Diese Dissertationsschrift befasst sich ergänzend dazu mit den weitergehenden theoretischen Untersuchungen und soll die vollständige Prozesskette einer PMU-basierten Verteilnetzzustandsabschätzung (engl.: *distribution system state estimation* - DSSE), von der Platzierung bis hin zur Systembewertung, umfassen (siehe Abschnitt 1.3).

### 1.2 THESIS

Die innerhalb dieser Dissertation vorgeschlagene und erläuterte Methodik zielt auf die Frage ab, inwieweit eine hinreichende Notwendigkeit besteht, die den Einsatz von PMU im Verteilnetz rechtfertigt. Unter Verwendung von technischen und ökonomischen Kennwerten sollen Vor- und Nachteile des Verfahrens einer PMU-basierten DSSE mit dem anschließenden Ziel einer koordinierten Nutzung von SDL dezentraler Anlagen identifiziert und bewertet werden. Es wird aufgezeigt, dass aus der vorgeschlagenen Methodik mittel- bis langfristig ein betrieblicher und damit auch wirtschaftlicher Nutzen sowohl für Netz- als auch für Anlagenbetreiber gezogen werden kann.

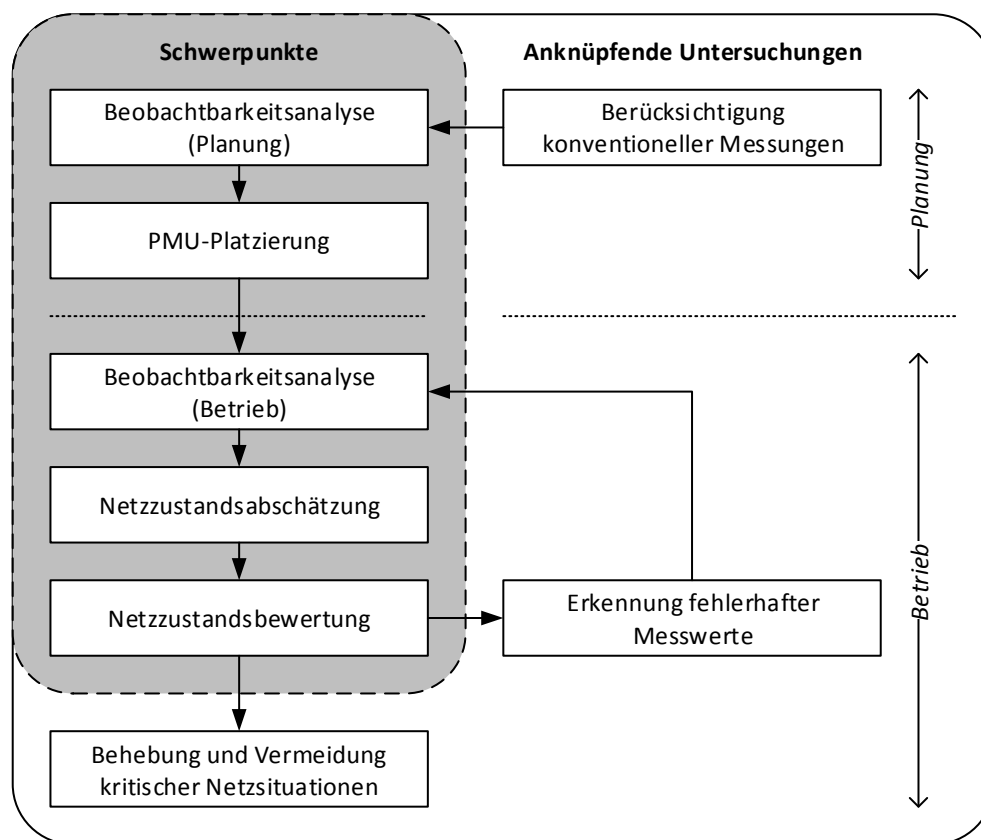
Daraus leitet sich unmittelbar die folgende **Thesis dieser Dissertation** ab:

*Die gezielte technische und betriebsoptimale Platzierung von Phasor Measurement Units im Verteilnetz und die intelligente Verarbeitung der einkommenden Messdaten ermöglichen eine genaue und zuverlässige Bewertung des Netzzustandes und folglich auch einen bedarfsgerechten Einsatz von dezentralen Systemdienstleistungen.*

*Damit können die Grundlagen für den koordinierten Betrieb des elektrischen Energiesystems (ÜNB-VNB) geschaffen werden.*

### 1.3 INHALT UND ABGRENZUNG

In der zugrundeliegenden Zielstellung, den Einsatz von PMU im Verteilnetz zu rechtfertigen und dessen Nachhaltigkeit zu bewerten, ist eine ganzheitliche Untersuchung der überwachungstechnischen Prozesskette notwendig. Zu diesem Zweck umfassen die Schwerpunkte den Großteil aller diesbezüglichen Arbeitsschritte, beginnend mit der optimalen Platzierung von PMU, über die Beobachtbarkeitsanalyse, bis hin zur Bestimmung und Bewertung des Netzzustandes (siehe Abbildung 1.2). Ergänzende Untersuchungen sollen dabei Teilbereiche der Fehlerdiagnose abdecken und Möglichkeiten zur Behebung und Vermeidung von kritischen Netzsituationen nach ihrer Detektierung aufzeigen.



**Abbildung 1.2: Schwerpunkte der Dissertation und anknüpfende Untersuchungen**

Aufgrund des praktischen Hintergrundes liegt der Hauptfokus auf der Anwendung von PMU im 110-kV-Verteilnetz. Die Erkenntnisse der theoretischen Analysen sind hier besonders gut durch die identifizierten Herausforderungen bei der praktischen Implementierung zu untermalen. Ferner werden jedoch die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf nachgelagerte Verteilnetzebenen (10/20 kV) geprüft und eventuelle Einschränkungen bezüglich der Eignung der vorgeschlagenen Methodik aufgezeigt.

Ausgeschlossen von den Untersuchungen sind schutzbezogene Aspekte. Obwohl in der Praxis die Funktionen des Überstrom-, Überspannungs-, Distanz- und Differentialschutzes

unmittelbar mit Zeigermessungen verknüpft sind, liegt die Hauptanwendung dabei auf der Erkennung und Behebung von lokalen Störungen zum Schutz von anliegenden Betriebsmitteln. Mit dieser Arbeit sollen hingegen die Platzierung und der Betrieb von PMU im Rahmen eines *Distribution Area Monitoring System* (DAMS) adressiert werden.

Diese Dissertationsschrift zielt folglich auf die zukünftigen Überwachungsmechanismen für Verteilnetze erster und zweiter Ordnung ab und schließt damit die Lücke zwischen dem geplanten Smart Meter Roll-Out für die unteren Spannungsebenen [15] und den ohnehin sehr gut überwachten Übertragungsnetzen.

### **1.4 AUFBAU DER ARBEIT**

Im Anschluss an die Einleitung werden im Kapitel 2 zunächst die wesentlichen Grundlagen und der Stand der Technik von synchronen Messwerterfassungssystemen erläutert. Um daran anknüpfend den Bezug zur Anwendung im Verteilnetz herzustellen, werden auf Basis einer Genauigkeitsanalyse erweiterte Anforderungen an PMU abgeleitet.

Kapitel 3 behandelt anschließend die praktischen Voraussetzungen zur Einrichtung eines großräumigen Überwachungssystems in der Verteilnetzebene: die Platzierung von PMU. Durch die Einführung eines neuartigen Konzeptes auf Basis von Messstellen können zum einen praktische Einschränkungen bei der Installation im Verteilnetz Berücksichtigung finden und zum anderen die notwendigen Voraussetzungen für die im Kapitel 4 adressierte Beobachtbarkeitsanalyse geschaffen werden. Letztere untersucht, ob auf Basis der eingehenden Messwerte im zentralen Datenverarbeitungssystem der Leitwarte die genaue Nachbildung des Netzzustands überhaupt möglich ist. Dazu erfolgt hier eine Analyse geeigneter Indizes, die die qualitative und quantitative Beobachtbarkeit des Systems bewerten. Ferner zeigt dieses Kapitel Methoden auf, die im Fall einer unvollständigen Beobachtbarkeit dennoch verwertbare Netzzustandsabbilder erreichen lassen.

Hauptschwerpunkt der Dissertation bilden die in den Kapiteln 5 und 6 beschriebenen Verfahren zur Verteilnetzzustandsabschätzung und -bewertung. Im ersten Teil werden existierende Methoden zur Lösung der linearen, konventionellen und hybriden *State Estimation* (SE) auf deren Eignung zur Anwendbarkeit in Verteilnetzen hin analysiert und falls nötig angepasst. Simulative Berechnungen an Testnetzen sollen in diesem Zusammenhang die Verfahren hinsichtlich ihrer Genauigkeit bei unterschiedlichen Messkonfigurationen untersuchen. Bei der anschließenden Netzzustandsbewertung liegt der Fokus auf der Identifizierung von Netzstörungen sowie der darauf aufbauenden Ableitung möglicher Gegenmaßnahmen. Hier wird insbesondere der Frage nachgegangen, ob und wie fehlerhafte Messdaten die Genauigkeiten der Folgeberechnungen beeinflussen.

Im Kapitel 7 wird die praktische Anwendbarkeit der vorgeschlagenen Algorithmen in einem existierenden 110-kV-Verteilnetz erprobt. Anhand realer Netz- und Messdaten findet hier eine zeitreihenbasierte Nachbildung des Netzzustandes unter Benutzung der vorab verifizierten linearen State Estimation statt. Die Erprobung und Bewertung aller Teilschritte ermöglichen diesbezüglich das Aufstellen von Schlussfolgerungen und Konsequenzen für den Einsatz von PMU in realen Umgebungen sowie das Ableiten von Handlungsempfehlungen zur Integration in Verteilnetzleitwarten.

Die schriftliche Dissertation schließt mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick.

## 2 SYNCHRONE MESSWERTERFASSUNG

### 2.1 FUNKTIONSWEISE ZEIGERBASIERTER MESSGERÄTE

#### Definition zeigerbasierter Größen (Phasoren)

Phasor Measurement Units sind in der Lage, Amplitude und Winkel elektrischer sinusförmiger Größen nach Gl. (2-1) in Form von Strom- bzw. Spannungszeigern, so genannten Phasoren, mit sehr hoher Genauigkeit zu erfassen.

$$x(t) = X_m \cdot \cos(\omega t + \phi_m) \quad (2-1)$$

mit  $x(t)$  - zeitabhängige elektrische Größe (Strom, Spannung)

$X_m$  - Zeigeramplitude

$\phi_m$  - Zeigerwinkel

Der sich daraus ergebende Phasor  $\underline{X}$  ist allgemein wie folgt definiert [16]:

$$\underline{X} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \cdot (\cos \phi_m + j \sin \phi_m) = X_{\Re} + jX_{\Im} \quad (2-2)$$

mit  $X_{\Re}$  - Realteil des Phasors

$X_{\Im}$  - Imaginärteil des Phasors

Die Genauigkeit des resultierenden Phasors wird bei zeigerbasierten Messgrößen in Form des *Total Vector Error* (TVE) angegeben, siehe Gl. (2-3). Dieser vereint die auftretenden Abweichungen von Amplitude und Winkel bzw. Real- und Imaginärteil zum korrekten Wert  $\hat{X}$  in einer Größe.

$$TVE = \sqrt{\frac{(\hat{X}_{\Re} - X_{\Re})^2 + (\hat{X}_{\Im} - X_{\Im})^2}{X_{\Re}^2 + X_{\Im}^2}} \quad (2-3)$$

#### Signalverarbeitung

Die signaltechnische Synthese eines Phasors erfolgt innerhalb einer PMU nach dem dargestellten Blockschaltbild in Abbildung 2.1.

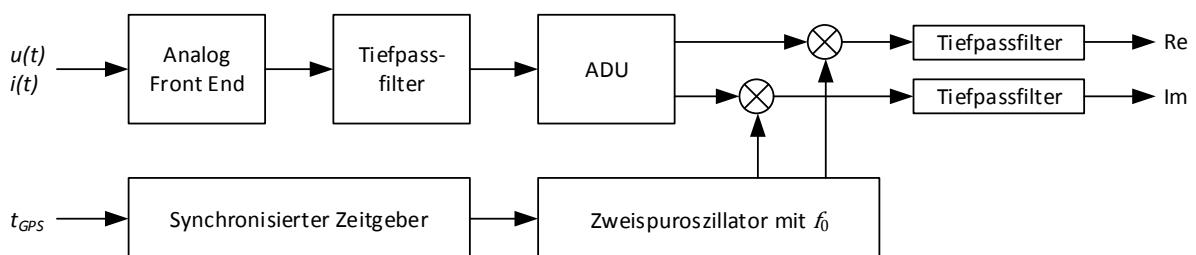


Abbildung 2.1: PMU-Signalverarbeitung nach [16]



Das durch die Wandlersysteme bereitgestellte Messsignal wird zunächst durch ein *Analog Front End* eingelesen und einem Tiefpassfilter unterzogen. Ein Zweispuroszillator tastet anschließend das digitalisierte Eingangssignal entsprechend der hinterlegten Abtastrate ab. Zur mathematischen Bildung der Zeiger werden die Werte anschließend mit dem zeitlichen Sinus- bzw. Kosinuswert des Referenzsignalwinkels  $\phi_{\text{ref}}$  (Nominalfrequenz  $f_0$ ) multipliziert, siehe Gl. (2-4).

$$\underline{X} = \frac{\sqrt{2}}{N} \cdot \sum_{k=1}^N x(t_k) \cdot (\cos \phi_{\text{ref},k} + j \sin \phi_{\text{ref},k}) \quad (2-4)$$

mit  $N$  - Anzahl der Abtastwerte zur Erfassung

$\phi_{\text{ref},k}$  - Winkel des Referenzsignales (Nominalfrequenz) bei der  $k$ -ten Abtastung

Durch eine Mittelwertbildung über  $N$  Abtastungen sollen dabei vereinzelt Messunsicherheiten kompensiert werden.

### Installation und Verschaltung

Die schematische Verschaltung von PMU innerhalb eines Umspannwerkes zeigt Abbildung 2.2.

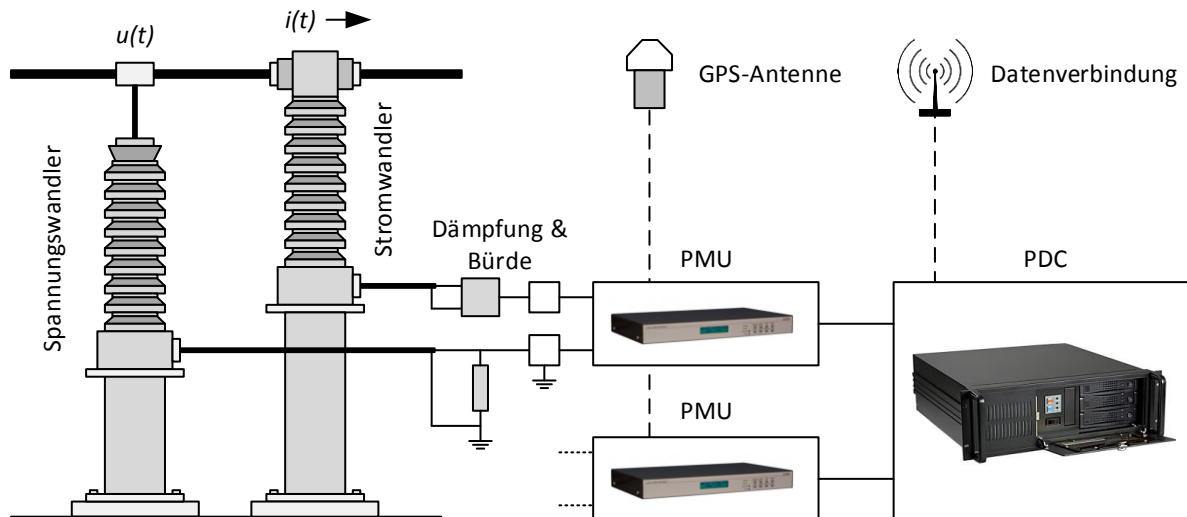


Abbildung 2.2: Schematische PMU-Verschaltung nach [14]

Strom- und Spannungswandler stellen den PMU das aufbereitete analoge Messsignal zur Verfügung. Je nach Anzahl der Eingangskanäle sind häufig mehrere PMU innerhalb einer Station installiert, deren zeitliche Synchronisierung über eine GPS-Antenne und ggf. eine Empfängereinheit sichergestellt wird. Ein *Phasor Data Concentrator* (PDC) sammelt und verarbeitet anschließend die Ausgangsdatenströme mehrerer lokaler PMU und stellt die Datenübertragung zur Leitwarte her [17].

### **Datenübertragung**

Die Datenübertragung von PMU-Messwerten ist im IEEE-Standard C37.118.2 [18] definiert. Innerhalb eines Datenframes werden dabei die folgenden Größen übermittelt:

- Synchronisationsfeld
- ID der Datenquelle (PMU oder PDC)
- Zeitstempel (engl.: *second of century – SOC, fragment of second – FOS*)
- Statuswörter, u. a. für Fehlerereignisse, Trigger und PMU-Zeitabweichung
- Phasorenmesswerte
- Frequenz
- Frequenzänderungsrate (engl.: *rate of change of frequency – ROCOF*)
- Weitere analoge und digitale Statuswörter

Der wesentliche Vorteil dieses Protokolls ist die Übertragung auf Basis eines Datenstroms (engl.: *streaming*). Indem der Nachrichtenaufbau innerhalb des Standards fest definiert wird, kann der notwendige *Overhead* zur Definition der Daten bei der Übermittlung auf ein Minimum reduziert werden. Auf diese Weise wird das benötigte Datenvolumen klein gehalten.

## **2.2 STAND DER TECHNIK**

Das ursprüngliche Einsatzziel von PMU im Übertragungsnetz war die Errichtung eines *Wide Area Monitoring Systems* (WAMS). Es sollte die großflächige und synchronisierte Überwachung des elektrischen Energiesystems ermöglichen und damit die Nachteile des konventionellen SCADA-Messsystems (siehe Tabelle 2.1) ausgleichen.

**Tabelle 2.1: Unterschiede der beiden Messsysteme [18] [19] [20]**

<b>System</b>	<b>Konventionelles SCADA</b>	<b>Synchrone Zeigermessung</b>
Messwerte	Effektivwerte (RMS)	Phasoren
Zykluszeit	2 ... 30 s (z. T. bis 5 min [21])	20 ... 100 ms ( <i>reporting rate</i> )
Synchronisierung	Ggf. lokaler Zeitstempel	Globaler Zeitstempel via GPS

Heutzutage kommen PMU vorwiegend ergänzend zu bestehenden Überwachungssystemen und in Pilotprojekten zur Anwendung. Diese beschränkt sich weitestgehend auf das Übertragungsnetz und die Hochspannungsebene. Vorreiter bei der Nutzung sind die USA, vor allem durch ihr Engagement im Rahmen der *North American SynchroPhasor Initiative* (NASPI) [13] [22]. Doch auch international wird durch die CIGRE Working Group C4.34 [23]

die Standardisierung der Datenübertragung und die technische Performance von WAMS mit PMU weiter vorangetrieben. In Europa sind vor allem die Schweiz, Deutschland und die skandinavischen Länder Vorreiter bei der Verwendung zeigerbasierter Messsysteme [10]. Die Tennet TSO GmbH in Deutschland hat beispielsweise seit 2012 PMU im Betrieb, wobei ein permanenter Datenaustausch mit weiteren ÜNB des ENTSO-E-Verbundsystems, z. B. aus den Niederlanden [24], erfolgt. Damit werden bereits jetzt erste Erfahrungen für ein europaweites Überwachungsnetzwerk gesammelt.

Eine wesentliche Voraussetzung für den industriellen Einsatz von PMU war die Überführung des IEEE-Standards 1344 zur C37.118-Norm im Jahr 2005 und dessen Erweiterung im Jahr 2011. Dabei wurden die Bestimmungen bezüglich Messung (C37.118.1, [16]) und Kommunikation (C37.118.2, [18]) detaillierter ausgeführt und ermöglichten so ein industrielles Roll-out. Aus den dort definierten Anforderungen zeigerbasierter Messsysteme resultiert ein sehr großes Feld an Anwendungsmöglichkeiten. Die hohe Dynamik, mit der das elektrische System erfasst werden kann, lässt sowohl im laufenden Betrieb als auch nachträglich bei der Analyse auftretender Effekte (engl.: *post disturbance*) tiefere Rückschlüsse auf die Ursache-Wirkungs-Ketten zu.

Die Anwendungsmöglichkeiten umfassen die folgenden Bereiche:

#### **Netzzustandsabschätzung**

Dass PMU die konventionelle Netzzustandsabschätzung verbessern können, wurde bereit in vielen wissenschaftliche Veröffentlichungen theoretisch nachgewiesen. Hurtgen [12] identifiziert beispielsweise die Vorteile hinsichtlich Performance und der Erkennung von größeren Messfehlern. Intensive Genauigkeitsanalysen wurden in [11] angestellt. Insbesondere die vergleichenden Analysen der genutzten Koordinatensysteme [25] und der jeweils verwendeten Messfunktionen lieferten Aufschluss über die hohe Qualität der hybriden Netzzustandsabschätzung. Auch unter dem Gesichtspunkt einer Integration in das bestehende Überwachungssystem sind verschiedene Ansätze, darunter die Interpolation in [19] und die Bildung von SCADA-Pseudomesswerten in [26], untersucht worden.

Vor allem die geringere Berechnungsdauer aufgrund des linearen Zusammenhangs (siehe Abschnitt 5.2.2) wird den zukünftigen Anforderungen bezüglich der steigenden Dynamik im Energieversorgungsnetz gerecht. Momentan werden PMU auch auf ihre Anwendbarkeit für die Verteilnetzzustandsabschätzung hin untersucht [5] [8], wozu auch diese Dissertation einen Beitrag leisten soll. Die schnelle und genaue Netzzustandsabschätzung im Allgemeinen ist gleichzeitig die Voraussetzung für optimale Betriebsführungsstrategien in einem hochdynamischen Netz und bildet die Basis für andere, nachfolgend aufgeführte Anwendungsbereiche.

### ***Stabilitätsanalysen***

Sowohl die Spannungs- als auch die Frequenzstabilität werden durch die massive Änderung der Einspeise- und Lastsituation im Rahmen der Energiewende beeinflusst. Beide müssen vor allem im transienten Bereich zukünftig noch stärker überwacht und analysiert werden, da sich durch den Zubau volatiler Einspeisungen [27] und die erwartete Ausprägung der Elektromobilität entsprechende Rückwirkungen auf das Netz verstärken werden [28].

### ***Erkennung von Inter Area Oscillations***

Großräumige Leistungspendelungen können die Sicherheit des elektrischen Netzes gefährden. Dabei bilden sich Bereiche mit unterschiedlicher Frequenz aus [29]. PMU innerhalb eines WAMS können diese erkennen, woraufhin durch die Leitwarte Gegenmaßnahmen zur Dämpfung bzw. Beseitigung eingeleitet werden können.

### ***Netzschutz***

Moderne Schutzgeräte vereinen bereits heutzutage PMU-Funktionalitäten mit erweiterten Schutzmechanismen [30]. Da beim Netzschutz ohnehin eine sehr hohe Dynamik und Genauigkeit gefordert wird, können eine zusätzliche zeigerbasierte Messwerterfassung implementiert und vorhandene Kommunikationswege mitverwendet bzw. erweitert werden. Die resultierende Konfiguration bietet gleichzeitig die notwendigen Voraussetzungen zur Einrichtung eines erweiterten [31] oder adaptiven Netzschutzes [32] [33].

### ***Inselnetzerkennung/-betrieb/-behebung***

Die Messung der momentanen Frequenz sowie der Frequenzänderungsrate ROCOF durch PMU ermöglicht die Detektion von Inselnetzen [34] und begünstigt – falls nötig – ihren sicheren Betrieb. Um ein entstandenes Inselnetz wieder dem Verbundsystem zuzuführen, können PMU durch ihre phasengenaue Erfassung der anliegenden Spannungen außerdem unterstützend bei der Ermittlung des Zuschaltzeitpunkts dienen [35].

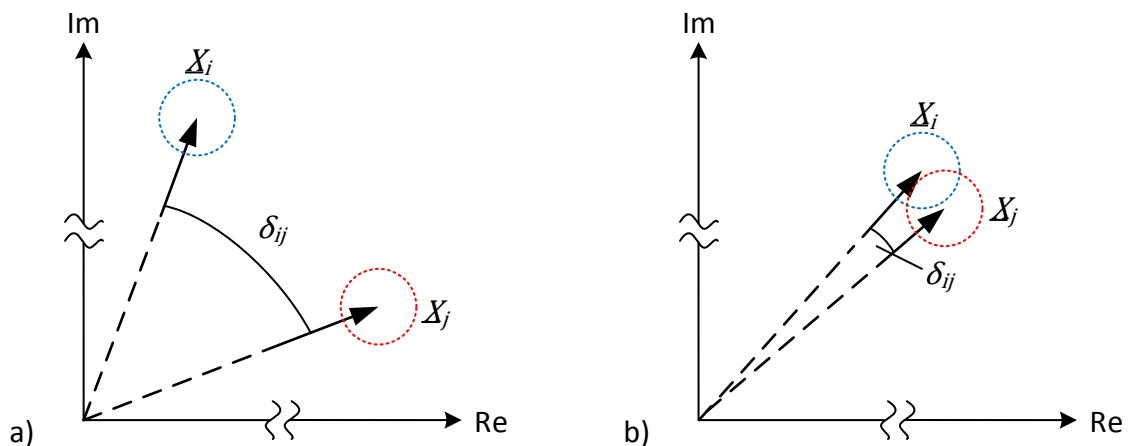
### ***Dynamische Last- und Erzeugungüberwachung***

In Pilotprojekten [3] [36] wurde bereits gezeigt, dass die ausgegebenen Messwerte von PMU auch als Indikatoren für notwendige Wirk- und Blindleistungsanpassungen durch steuerbare Anlagen fungieren können. Vor allem in den unteren Verteilnetzebenen wird zukünftig ein erhöhter Bedarf an Steuerungseingriffen bei gleichzeitig kleiner werdenden Zeithorizonten infolge steigender Dynamik notwendig [37].

## **2.3 ZEIGERGRÖßEN IM VERTEILNETZ**

Das Verteilnetz weist gegenüber dem Übertragungsnetz starke konstruktive und betriebliche Unterschiede auf, die es beim Einsatz von PMU zu berücksichtigen gilt. Zunächst ist es

aufgrund des geringeren Nennspannungslevels im Allgemeinen für kleinere Übertragungsleistungen konzipiert. Durch das höhere R/X-Verhältnis der Leitungen verliert man außerdem die Möglichkeit einer entkoppelten Lastflussberechnung, da Wirk- und Blindleistung jeweils nicht mehr nur ausschließlich von der Amplituden- bzw. Winkeldifferenz abhängen. Im Hinblick auf die Anwendung von PMU sind vor allem die daraus resultierenden geringen Differenzen der Spannungswinkel bzw. -amplituden zwischen den Knoten von entscheidender Bedeutung. Ist der Toleranzbereich durch den TVE im Vergleich zur auftretenden Differenz zwischen zwei Knoten zu groß oder kommt es sogar zu einer Überschneidung der komplexwertigen Lösungsräume, so ist die mathematische Lösung der berechneten Wirk- und Blindleistungsflüsse aufgrund ihrer starken Ungenauigkeit für den Netzbetreiber nicht aussagekräftig (siehe Abbildung 2.3b).



**Abbildung 2.3: Zeigermessung und Toleranzbereiche benachbarter Knotenspannungen  $i$  und  $j$  mit ausreichender (a) und unzureichender Genauigkeit (b)**

mit  $\delta_{ij}$  - Winkeldifferenz zwischen zwei Zeigern  $\underline{X}_i$  und  $\underline{X}_j$

Unter der Annahme, dass  $|\underline{X}_i| \approx |\hat{\underline{X}}_i|$  und  $|\underline{X}_j| \approx |\hat{\underline{X}}_j|$  kann Gl. (2-4) als eine hinreichende Bedingung für aussagekräftige Spannungszeiger zweier verbundener Knoten  $i$  und  $j$  formuliert werden.

$$|\underline{X}_i - \underline{X}_j| \gg TVE_i \cdot |\underline{X}_i| + TVE_j \cdot |\underline{X}_j| \quad (2-5)$$

Unter praktischem Aspekt kann diese Bedingung nur durch eine Verringerung des TVE erreicht werden. Dabei zeigt sich bereits jetzt, dass höhere Genauigkeitsanforderungen an PMU für den Einsatz im Verteilnetz gestellt werden müssen.

Eine weitere Besonderheit des Verteilnetzes zeigt sich bei der topologischen Struktur. Während Übertragungsnetze sich grundsätzlich durch einen vergleichsweise hohen Vermaschungsgrad kennzeichnen, nimmt dieser in Verteilnetzen mit der Spannungsebene ab

und die Netzstruktur wird zunehmend radial geprägt. Daraus resultiert auch die historisch gewachsene spärlichere Überwachungsinfrastruktur. Zum einen müssten zahlenmäßig mehr Stationen für denselben Beobachtbarkeitsgrad ausgestattet werden und zum anderen gab es aufgrund der bis dahin statischen Charakteristik keine unmittelbare Notwendigkeit dafür. Dementsprechend liegen in Verteilnetzen grundsätzlich geringere Messredundanzen vor. Besonders in der Mittelspannungsebene sind viele Netzgebiete sogar messtechnisch unterbestimmt [6].

Durch die Installation von PMU kann sowohl der unzureichenden Überwachung als auch den steigenden dynamischen Anforderungen entsprochen werden [14]. Dennoch ist die direkte Adaption von Verfahren aus den Übertragungsnetzen in die Verteilnetzebene nicht ohne weiteres möglich [38]. Zum einen resultiert der unmittelbare Anschluss von Last- und Erzeugungsanlagen in einer stärkeren Unsymmetrie des 3-phasigen Systems, wodurch eine einphasige Betrachtung schon nicht mehr ausreichend wäre [8]. Zum anderen stehen nicht immer alle potentiellen Messstellen automatisch für die Installation von PMU und auch konventionellen Messgeräten zur Verfügung. Diese Thematik wird in Abschnitt 3.4 ausführlich behandelt.

### **2.4 FEHLEREINFLÜSSE**

Um die Eignung von hochgenauer PMU-Technologie insbesondere zum Zweck der Verteilnetzzustandsabschätzung zu bewerten, sollen im Folgenden die individuellen Fehlereinflüsse quantifiziert werden. Tabelle 2.2 zeigt zu diesem Zweck eine Übersicht der der zusätzlichen Systemkomponenten, die die Genauigkeit bei der Bildung von Zeigermessgrößen beeinträchtigen. Die identifizierten Fehlerwerte stellen jedoch *Worst-Case*-Betrachtungen auf Basis der aktuell verfügbaren Technologien dar. Im anschließenden Abschnitt 2.5 werden deshalb noch einmal erweiterte Anforderungen an die Genauigkeit für den speziellen Einsatz im Verteilnetz abgeleitet.

Tabelle 2.2: Quantifizierung der Fehlereinflüsse von Zeigermessgrößen

Fehlereinfluss	Kennwert	Typischer Bereich	Max. Fehler Amplitude	Max. Fehler Winkel
<i>Wandlersysteme</i>		<i>Gesamteinfluss: hoch</i>		
Spannungswandler	Genauigkeitsklasse nach IEC 61869 [39]	0,1 ... 3 [40] [41]	3 % <sup>1</sup>	> 0,67 ° <sup>1</sup>
Stromwandler	Genauigkeitsklasse nach IEC 61869 [39]	0,1 ... 3 [40] [41]	> 1,5 % <sup>2</sup>	> 1,5 ° <sup>2</sup>
<i>Zeitliche Synchronisierung</i>		<i>Gesamteinfluss: gering - mäßig</i>		
GPS-Zeitgenauigkeit (empfängerseitig)	Zeit	< 1 µs (40 ns) [42]	-	< 0,018 °
Empfängergenauigkeit	Zeit	1 µs [43] [44]	-	0,018 °
Abweichung der Messgrößen von der Referenzfrequenz	Frequenz	±27,4 mHz <sup>3</sup> [45]	-	< 10 °
<i>Signalverarbeitung und Übertragung</i>		<i>Gesamteinfluss: gering</i>		
Digital-Analog-Wandlung	Quantisierung/Auflösung	12 ... 16 bit [30] [43]	≈ 0	≈ 0

<sup>1</sup> im Bereich vom 0,8- bis 1,2-fachen der Nennspannung

<sup>2</sup> im Bereich des 0,2-fachen des Nennstromes

<sup>3</sup> maximale Standardabweichung der Netzfrequenz zwischen 2011 und 2014

### **Wandlersysteme**

Sowohl Spannungs- als auch Stromwandler basieren auf dem Prinzip des Transformators. Unter Zugrundelegung des Ersatzschaltbildes wird schnell ersichtlich, dass der Magnetisierungsweig sowie Längseinflüsse in Form von Streureaktanzen und Wicklungswiderständen zusätzliche Spannungsabfälle und Strompfade bieten. Diese machen es unmöglich, dass Primär- und Sekundärgrößen phasen- und (unter Einbeziehung des Übersetzungsverhältnisses) amplitudengleich sind. In der Praxis kann der Einfluss durch eine Kalibrierung für spezielle Arbeitspunkte minimiert werden, jedoch bleibt die Abhängigkeit von der anliegenden Belastung gegeben. Tendenziell nimmt die prozentuale Genauigkeit umso mehr zu, je näher der aktuelle Arbeitspunkt im Nennbereich des Wandlers liegt.

Die maximalen Abweichungen von Spannungs- und Stromwandlern werden im Datenblatt üblicherweise durch ihre Genauigkeitsklassen gemäß [39] quantifiziert. Sie geben die Abweichungen im Bereich des Nennbetriebes an. Was sich bei Spannungswandlern eher

unkritisch äußert, zeigt sich bei Stromwandlern bereits durch eine 1,5-fache Erhöhung der Toleranz für Amplitude und Winkel bei nur 20 % des Nennstromes.

Moderne PMU bieten zur Minimierung des Wandlereinflusses deshalb die Möglichkeit an, Kompensationskennlinien oder *Look-Up Tables* (LUT) zur mathematischen Vorverarbeitung der Eingangsgrößen zu hinterlegen [43]. Notwendige Voraussetzung dafür ist jedoch ein korrekt messender Referenzwandler. Alternativ können die Messsysteme auf bestimmte Arbeitsbereiche kalibriert werden.

### ***Zeitliche Synchronisierung***

Bei der zeitliche Synchronisierung bedienen sich PMU des *Global Positioning Systems* (GPS). Wie bereits in Abschnitt 2.1 beschrieben worden ist (siehe insbesondere Abbildung 2.1), werden jedoch die Ausgangswerte bei einer auftretenden Abweichung zur Nominalfrequenz des Netzes verfälscht. Die Ungenauigkeit des übermittelten Phasenwinkels (siehe [16], Abbildung 3) kann je nach Frequenzabweichung und zeitlichem Offset den gesamten Wertebereich von -180 bis +180 Grad umfassen. Solange jedoch die Frequenz als eine globale Größe (insbesondere im räumlich eingeschränkten Verteilnetz) anzunehmen ist, werden alle PMU-Messungen gleichermaßen betroffen. Damit wirkt sich der Berechnungsfehler nicht unmittelbar negativ auf die Bestimmung des Netzzustands aus.

Im Umkehrschluss kann damit aber dieses Phänomen bei der Anwendung von PMU im Übertragungsnetz und zum Teil auch schon verteilnetzübergreifend nicht vernachlässigt werden. Lokale Frequenzunterschiede [46] führen hier zwangsläufig zu Abweichungen. Durch die dann vorliegenden größeren Amplituden- und Winkelunterschiede zwischen den Knoten relativieren sich die Einflüsse jedoch.

### ***Signalverarbeitung und Übertragung***

Bei der Verwendung heutiger Übertragungs- und Verarbeitungsstandards für digitale Daten kann der Fehlereinfluss hier weitestgehend minimiert werden. Auch der Einfluss der Quantisierung ist vergleichsweise gering. Moderne Systeme besitzen Auflösungen oberhalb von 12 Bit. Quantisierungsfehler sind deshalb unter Berücksichtigung anderer, stärkerer Einflussfaktoren vernachlässigbar.

## **2.5 GENAUIGKEITSANFORDERUNGEN**

In den vorherigen Betrachtungen wurde gezeigt, dass hauptsächlich die eingesetzten Wandlersysteme die Qualität der ermittelten Phasoren beeinflussen. Demgegenüber können die Fehler durch die weitere Signalaufbereitung und –übertragung als vernachlässigbar gering eingeschätzt werden. In Verbindung mit den gezeigten Charakteristiken von Zeigergrößen im Verteilnetz (siehe Abschnitt 2.3) ist es deshalb vor allem notwendig,



erweiterte Anforderungen an die Wandlersysteme im Verteilnetz zu definieren. Nur so kann die zeitliche Synchronizität als essentieller Vorteil eines *Distribution Area Monitoring Systems* mit PMU optimal verwertet werden. Für Verteilnetze wird deshalb dringend eine hohe Genauigkeit gemäß Tabelle 2.3 gefordert.

**Tabelle 2.3: Geforderte Wandlergenauigkeiten und die resultierenden Abweichungen**

Wandler	Genauigkeitsklasse nach IEC 61869 [39]	Max. Abweichung der Amplitude	Max. Abweichung des Winkels
Spannungswandler	0,1	0,1 % <sup>1</sup>	0,08 ° <sup>1</sup>
Stromwandler	0,1	0,2 % <sup>2</sup>	0,13 ° <sup>2</sup>

<sup>1</sup> im Bereich vom 0,8- bis 1,2-fachen der Nennspannung

<sup>2</sup> im Bereich des 0,2-fachen des Nennstromes

Vor dem Hintergrund, dass auch für konventionelle Wirk- und Blindleistungsmessungen die exakte Erfassung der Phasenwinkel essentiell ist, sind industriell verfügbare Wandlersysteme bereits heutzutage in der Lage, die geforderte Genauigkeit anzubieten [40] [41]. Zusätzliche Qualitätsvorteile können außerdem durch das Hinterlegen von charakteristischen Belastungskennlinien der Wandler bei der digitalen Datenaufbereitung erreicht werden (siehe auch Abschnitt 2.4).

Für die weiteren Betrachtungen, insbesondere bei den simulativen Untersuchungen im Kapitel 6, aber auch für die praktische Anwendung im Kapitel 7 wird die geforderte Genauigkeit nach Tabelle 2.3 vorausgesetzt und bei der Wichtung der Messwerte nach [47] berücksichtigt. Informationen zu den tatsächlich vorliegenden Genauigkeitsklassen der eingesetzten Strom- und Spannungswandler lagen nicht vor.

### **3 OPTIMALE PMU-PLATZIERUNG**

#### **3.1 EINFÜHRUNG**

Die gezielte Platzierung von PMU im Verteilnetz stellt sowohl aus planerischer als auch aus operativer Sicht die wichtigste Voraussetzung zur Erfassung des Netzzustandes dar. Bereits in dieser Phase müssen einschränkende Szenarien in Abhängigkeit ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit und der daraus entstehenden Gefährdung bzw. des sich ergebenden Risikos für den sicheren Netzbetrieb berücksichtigt werden. Ein solches Szenario stellt sich beispielsweise dann dar, wenn man Ausfälle oder große Ungenauigkeiten vereinzelter Messeinrichtungen einbezieht, die hauptsächlich bedingt durch technischen Defekt oder Übertragungsfehler entstehen. Darüber hinaus sind Änderungen der Netztopologie infolge von Schalthandlungen oder ausgelösten Schutzgeräten zu nennen. Dieser Problematik wird in der Regel begegnet, indem man innerhalb des mathematischen bzw. heuristischen Verfahrens – je nachdem, welches zur Platzierung herangezogen wird – zusätzliche Anforderungen an die Lösungsmenge stellt, entweder in Form der Zielfunktion, ihrer Nebenbedingungen oder durch die Formulierung an sich (z. B. Redundanz).

In diesem Abschnitt soll zunächst ein Überblick bestehender Verfahren zur Platzierung von PMU gegeben werden, der die individuell berücksichtigten Aspekte aufzeigt. Die vertiefenden Untersuchungen konzentrieren sich anschließend auf das Verfahren der linearen Optimierung unter Anwendung des Simplex-Algorithmus. Aufbauend auf den bisherigen Ansätzen beschäftigt sich Abschnitt 3.4 dann mit der Vorstellung eines neuartigen Konzeptes auf Basis von Messstellen.

Bei den weiteren Betrachtungen wird (soweit nicht anders vermerkt) immer von einer vollständigen Neuinstallation des Überwachungssystems ausgegangen. Obwohl die Auswahl einer Station als potentieller Installationsort unter praktischen Gesichtspunkten grundsätzlich abhängig von bestehenden (nichtsynchronen) Messeinrichtungen erfolgen sollte, findet eine solche Berücksichtigung hier nicht statt. Dies begründet sich in der angestrebten exklusiven Nutzung von PMU-Daten. Ergänzend wird für die Einbeziehung von konventionellen Messgeräten (zumeist mit dem Ziel einer Verbesserung der State Estimation) auf separate Veröffentlichungen [48] verwiesen.

#### **3.2 ÜBERBLICK UND KLASSIFIZIERUNG VON PMU-PLATZIERUNGSVERFAHREN**

##### **3.2.1 Mathematische Methoden**

Mathematische Methoden zur PMU-Platzierung sind im Wesentlichen durch lineare/nichtlineare Optimierungsverfahren und die iterative Suche nach der bestmöglichen

Lösung (engl.: *exhaustive search*) abgedeckt [49]. Zum Teil lassen sich auch äquivalente Formulierungen beider Ansätze zueinander aufstellen [50]. Während Optimierungsverfahren in der Regel relativ unabhängig von der Knotenanzahl des betrachteten Netzes anwendbar sind, stoßen die meisten Rechnersysteme bei der *Exhaustive Search* bereits im unteren zweistelligen Bereich an ihre Grenzen. Grund dafür ist die kombinatorische Vielfalt der Platzierungsmöglichkeiten. Eine Vorab-Einschränkung des Lösungsraumes kann die Suche begünstigen, zeigte jedoch in getätigten simulativen Untersuchungen nur minimale Effekte. Häufig liefert das auch als *Brute-Force-Methode* bezeichnete Verfahren mehrere Lösungen, sodass eine Selektion auf Basis zusätzlicher Filterkriterien notwendig ist [51].

### 3.2.2 Heuristische Methoden

Das grundsätzliche Prinzip der Heuristik unterliegt der Prämisse, dass eine Lösung durch begrenztes Wissen über die Zusammenhänge des Problems gesucht wird und deshalb nicht zwangsläufig zum Optimum führen muss. Dabei wird häufig auch bewusst das Inkaufnehmen von Fehlschlägen zur Gewinnung weiterer Rückschlüsse praktiziert, z. B. beim *Trial and Error* Prinzip (Versuch und Irrtum) [52]. Ein Vorteil dieser Methoden ist deshalb der zumeist verminderte Berechnungsaufwand.

Heuristische Verfahren zur PMU-Platzierung umfassen jedoch eine Vielzahl an möglichen Ansätzen. Die Wichtigsten sind in Tabelle 2.2 kurz erläutert.

**Tabelle 3.1: Überblick wichtiger heuristischer PMU-Platzierungsmethoden nach [49]**

<b>Genetic Algorithm</b>	Bei diesem auf der natürlichen Selektion basierenden Verfahren werden einzelne Lösungen des Problems als Individuen bezeichnet und in Gruppen zusammengefasst. Eine Gruppe von Lösungen stellt eine Population dar. Die Individuen einer Population werden miteinander kombiniert, sodass neue, möglicherweise bessere Lösungen gefunden werden.
<b>Tabu Search</b>	<i>Tabu Search</i> gehört zu den iterativen Verfahren. In jedem Iterationsschritt wird eine Tabu-Liste mit Lösungen erstellt. Die auf der Liste befindlichen Lösungen dürfen im neuen Zyklus nicht wieder auftauchen. Es wird eine Initiallösung benötigt, die in jedem Durchgang mit der Tabu-Liste abgeglichen wird.
<b>Simulated Annealing</b>	Das <i>Simulated Annealing</i> stammt ursprünglich aus der Metallkunde. Dort wird durch langsames Abkühlen erhitzter Werkstoffe erreicht, dass die Atome genügend Zeit haben sich optimal zu ordnen. Das Konzept wird analog auf die Platzierung von PMU angewendet, wobei zur Ausrichtung u. a. mathematische Näherungsverfahren (z. B. Bisektion) oder grafentheoretische Ansätze zum Einsatz kommen.
<b>Differential Evolution</b>	Differential Evolution verhält sich ähnlich wie der <i>Genetic Algorithm</i> und wird auch teilweise als eine seiner Untergruppen geführt. Unterschiedlich sind jedoch die Art und Weise, wie die Mutation der gefundenen Lösungen (zur Identifikation der optimalen Lösung) abläuft.

<b>Particle Swarm Optimization</b>	Dieses Verfahren ist dem Schwarmverhalten von Fischen und Vögeln nachempfunden. Als ein Partikel wird dabei eine Lösung des Problems bezeichnet. Durch zufällige Werte oder individuelle Neigungen werden die Schwarmelemente dabei auf neue Lösungen gebracht bis eine optimale Lösung gefunden wurde.
<b>Immune Algorithm</b>	Hierbei handelt es sich um ein Verfahren, das auf dem Schutzmechanismus von organischen Lebensformen gegen Bakterien und Viren beruht. Es ist ähnlich dem <i>Genetic Algorithm</i> und überführt die Erkenntnisse biologischer Wechselwirkungen zwischen Organismen auf die PMU-Platzierung.
<b>Iterated Local Search</b>	Bei der <i>Iterated Local Search</i> werden iterativ anhand der aktuell besten Lösung weitere Lösungen „in der Nähe“ gesucht. Dieses Verfahren benötigt eine Initiallösung.
<b>Spanning Tree/ Decision Tree Search</b>	Beide Verfahren basieren auf einer Baumstruktur. Hier wird der bestmögliche Weg (die optimale Lösung) durch „Ablaufen“ des elektrischen Netzwerkes von einem Startpunkt aus untersucht.
<b>Greedy Algorithm</b>	Der <i>Greedy Algorithm</i> stellt ein heuristisches Verfahren dar, bei dem stufenweise versucht wird lokale Lösungen zu finden. Dabei besteht die Chance, globale Lösungen durch Analyse der Folgezustände zu identifizieren. Hierzu zählt beispielsweise auch das Gradientenverfahren.

Die genannten Vorteile heuristischer Verfahren können im Hinblick auf PMU-Platzierungsalgorithmen nicht wirklich in Erscheinung treten. Zum Einen stellt die Berechnungszeit kein größeres Hindernis dar, da die Planungsphase sich ohnehin über einen längeren Zeitraum erstreckt, und zum anderen kann das angestrebte Ziel in seiner beschränkten Komplexität grundsätzlich durch ein konvexes Optimierungsproblem beschrieben werden. Der Autor erachtet deshalb die Nutzung von heuristischen Verfahren zur PMU-Platzierung als nicht zweckmäßig und fokussiert sich deshalb in den weiteren Betrachtungen auf die lineare Optimierung. Als bleibende Herausforderung ergibt sich letztendlich die geschickte Formulierung des Problems sowie die Definition der Zielfunktion und der Randbedingungen.

### 3.2.3 Randbedingungen

Bei der Platzierung von PMU wird je nach primärer Zielstellung und Anwendungsbereich auf unterschiedliche Randbedingungen Wert gelegt. Die Wichtigsten sind im Folgenden aufgeführt und kurz erläutert.

#### ***Nulleinspeisungen***

Topologien von Energieversorgungsnetzen beinhalten in der Regel Knoten ohne Wirk- bzw. Blindleistungsbezug (engl.: *zero injection bus* – ZIB). In der Praxis sind dies häufig Masten mit Leitungsgabelung, an denen auch konstruktiv keine Wandler installiert werden können. Indem diese bei der Platzierung berücksichtigt werden, kann die Zahl notwendiger Messungen sowohl praktisch als auch theoretisch reduziert werden. Dieser Aspekt findet

fast in allen Veröffentlichungen Berücksichtigung. Unabhängig davon können ZIBs aber auch vorab aus der formalen Netztopologie entfernt werden (siehe Abschnitt 4.3).

#### ***Ausfall von Messgeräten***

Ausfälle von Messgeräten werden in der Regel durch eine redundante Ausstattung des elektrischen Systems berücksichtigt und mittels stochastischer Ausfallrechnung quantifiziert [53]. So kann ein zuverlässiges Systemabbild auch bei Störungen einzelner oder mehrerer Messgeräte sichergestellt werden. Singh [54] versucht deswegen eine gegebene Anzahl an PMU so zu platzieren, dass die Redundanz der Knotenspannungsmessungen maximiert wird. Untersuchungen in [55] und [56] fokussieren sich hingegen auf redundante Leitungsstrommessungen. Darüber hinaus schlägt Alvarez in [57] vor, einen bestimmten Redundanzgrad unter gleichzeitiger Minimierung kritischer Messstellen, die bei Ausfall die Beobachtbarkeit des Netzes stärker gefährden, anzustreben.

#### ***Kanalbegrenzungen***

Auch die Begrenzung der verfügbaren Eingangskanäle wird beispielhaft in [58] und [59] berücksichtigt. Praktisch interessant sind dabei vor allem die rückwärts getätigten Untersuchungen, bei denen ermittelt wird, wie hoch die notwendige Kanalanzahl sein muss, um so wenig Stationen wie nötig ausstatten zu müssen.

#### ***Änderungen der Netztopologie***

Indem die Platzierung von PMU bereits unter Berücksichtigung von eventuellen Störfällen (engl.: *contingencies*) oder geplanten Topologieänderungen erfolgt, soll eine Beobachtbarkeit auch bei Leitungsausfällen [53] oder Schalthandlungen [60] sichergestellt werden. Durch die geforderte Redundanz kann jedoch in der Regel nicht das globale Minimum bei Standardtopologie gewährleistet werden. Die Erhöhung der allgemeinen Robustheit der Lösung auf Änderungen der Eingangswerte wird dazu in [56] untersucht. Mazhari [61] berücksichtigt darüber hinaus auch bestehende konventionelle Messungen. Häufig wird die Änderung der Netztopologie und der Ausfall von Messgeräten aufgrund der ähnlichen Problematik kombiniert behandelt [62]. Als präferiertes Verfahren wird auch hier die lineare Optimierung angewendet. Sodhi liefert dazu in [63] einen entsprechenden Vergleich mit heuristischen Verfahren.

Ergänzend zu den jeweils aufgeführten wissenschaftlichen Veröffentlichungen bietet Manousakis in [49] bereits eine Übersicht der diesbezüglichen Publikationen bis 2012. All diesen Veröffentlichungen einschließlich neuerer Ansätze in [64] und [65] ist jedoch gemein, dass der Platzierung eine vereinfachte Annahme zugrunde liegt:

*Eine Spannungsmessung an einem Netzknoten impliziert immer die Messung aller Ströme auf den anliegenden Leitungen.*

Dieses Vorgehen hat den Vorteil, dass Strommessungen infolge ihrer Aggregation als Knotenmessungen nicht individuell berücksichtigt werden müssen. Durch die resultierende Vereinfachung bei der Matrizen- bzw. Vektorbildung stellt sich eine geringere Komplexität bei der Formulierung und Lösung des Problems ein.

Vor dem Hintergrund einer praktischen Anwendung, insbesondere im Verteilnetz, führt diese Methode jedoch nicht zwingend zur optimalen Lösung. In Abschnitt 3.4 werden die Nachteile dieses Ansatzes deshalb ausführlich diskutiert und eine Erweiterung auf Basis des Messstellenprinzips vorgeschlagen.

### 3.3 KLASSISCHE PMU-PLATZIERUNG MITTELS LINEARER OPTIMIERUNG

#### 3.3.1 Lineares Optimierungsproblem

Die allgemeine Problemformulierung mit dem Zweck einer linearen Optimierung erfolgt nach Gl. (3-1).

$$\min \mathbf{f}^T \mathbf{x} \text{ subject to } \mathbf{A}\mathbf{x} \geq \mathbf{b} \quad (3-1)$$

Mit Hilfe des Simplex-Algorithmus wird ein skalarer Wert durch geeignete Belegung des Lösungsvektors  $\mathbf{x}$  minimiert. Zur Bildung des Skalars und zur Einbeziehung von Gewichten findet eine Vektormultiplikation von  $\mathbf{x}$  mit der transponierten Wichtungsfunktion  $\mathbf{f}$  statt. Über die Matrix  $\mathbf{A}$  und den Vektor  $\mathbf{b}$  können Nebenbedingungen in Form von Ungleichungen ausgedrückt werden.

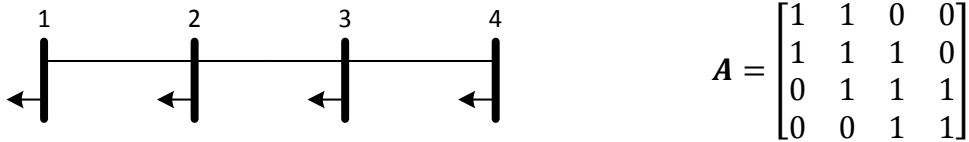
$\mathbf{A}$  stellt die Adjazenzmatrix des Netzes dar. Ihre Elemente sind nach Gl. (3-2) definiert. Die Länge aller Vektoren ist folglich gleich der Netzknotenanzahl  $n_K$ ,  $\mathbf{A}$  besitzt die Dimension  $n_K \times n_K$ .

$$A_{i,j} = \begin{cases} 1 & \dots \text{ falls } i = j \\ 1 & \dots \text{ Verbindung zwischen Knoten } i \text{ und Knoten } j \text{ existiert} \\ 0 & \dots \text{ keine Verbindung zwischen Knoten } i \text{ und Knoten } j \end{cases} \quad (3-2)$$

Der Wichtungsvektor  $\mathbf{f}$  wird binär besetzt. Falls an einem Knoten  $i$  bereits eine PMU installiert ist, wird  $f_i$  eine null zugewiesen. Andernfalls ist der Wert gleich eins. Die Elemente des Vektors der Nebenbedingungen  $\mathbf{b}$  definieren die Redundanzanforderungen (standardmäßig Einsen). Als Ergebnis der Optimierung erhält man den Lösungsvektor  $\mathbf{x}$ , dessen Elemente  $x_i$  eine notwendige PMU-Installation am Knoten  $i$  ebenfalls binär aufzeigen.

### 3.3.2 Beispiel

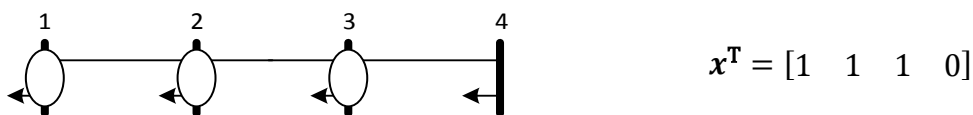
Die nachfolgende radiale Netzstruktur soll kurz die konventionelle PMU-Platzierung auf Basis der linearen Optimierung verdeutlichen. Die Adjazenzmatrix  $A$  ergibt sich wie folgt:



Es wird nun angenommen, dass Knoten 3 redundant erfasst werden soll und Knoten 1 bereits mit einer PMU ausgestattet ist. Folglich ergeben sich die Vektoren  $b$  und  $f$  zu:

$$b^T = [1 \quad 1 \quad 2 \quad 1] \qquad f^T = [0 \quad 1 \quad 1 \quad 1]$$

Man erhält den Lösungsvektor  $x$ , der angibt, dass Knoten 2 und 3 zusätzlich zur bestehenden Messung an Knoten 1 mit PMU ausgestattet werden müssen.



## 3.4 ERWEITERUNG DES PMU-PLATZIERUNGSVERFAHRENS

### 3.4.1 Notwendigkeit

Abschnitt 3.3 beschreibt ein geeignetes Verfahren, um den PMU-Einsatz im Übertragungsnetz wirtschaftlich zu begründen und sie unter Erfüllung der Beobachtbarkeitsanforderungen zu platzieren. Aus praktischen Erfahrungen [3] ging jedoch die Notwendigkeit hervor, jede potentielle Messstelle für Ströme und Spannungen individuell bei der Planung eines Überwachungssystems zu berücksichtigen.

Das generelle Außerachtlassen von möglichen Messstellen in klassischen Verfahren führt z. B. dazu, dass die theoretisch entwickelten Platzierungsvorschläge in der Praxis teilweise nicht umsetzbar sind. Hauptgrund hierfür kann das Fehlen von geeigneten Wandlersystemen am berechneten Installationsort sein – auch infolge von zu hohen Ungenauigkeiten. In seltenen Fällen kann der messtechnische Zugang durch bauliche, juristische oder besitzrechtliche Restriktionen nicht gewährt werden.

Es hat sich zusätzlich gezeigt, dass eine weitere Optimierung erforderlich sein kann, falls es bei konventionellen Ansätzen zur *Übererfüllung der Nebenbedingungen* kommt. Diese kann eintreten, wenn bei Verwendung eines vorab bestimmten Lösungsvektors  $x$  mindestens eine

Zeile des Systems  $\mathbf{Ax} \geq \mathbf{b}$  nur durch eine Ungleichheit befriedigt werden kann. Dieser Sachverhalt liegt im vorab gezeigten Beispiel in Abschnitt 3.3.2 vor:

$$\mathbf{Ax} = [2 \quad 3 \quad 2 \quad 1]^T \geq \mathbf{b} = [1 \quad 1 \quad 2 \quad 1]^T \quad (3-3)$$

In einem solchen Fall schlägt der Algorithmus eine Installation von mehr Messungen vor, als eigentlich notwendig wären, um den gewünschten Beobachtbarkeitsgrad sicherzustellen. Aus technischer Sicht wird dadurch eine höhere Redundanz einzelner Netzknoten erreicht, wirtschaftlich ist die gewonnene Lösung jedoch als nicht optimal zu bewerten.

### 3.4.2 Prinzip der Messstelle

Auf Basis der vorab angestellten Überlegungen wird im Folgenden das Prinzip der Messstelle vorgestellt und erläutert. Es geht davon aus, dass die elektrischen Größen Strom und Spannung entsprechend ihrer physikalischen Messgeräte lokal und individuell gesetzt werden. Das Prinzip ist in Abbildung 3.1 dargestellt, wobei verfügbare Messstellen durch weiße Formen gekennzeichnet sind.



Abbildung 3.1: Prinzip einer Messstelle

Wie zu erkennen ist, wird neben der üblichen Spannungsmessung an den Netzknoten (Kreis) nicht nur die Messung des Leitungsstromes per se einbezogen [56]. Ferner findet der genaue Installationsort in dem Prinzip Berücksichtigung (Quadrat am Anfang und am Ende jeder Leitung). Insgesamt bietet ein gegebenes Netz bei Vernachlässigung von Abgangsmessungen somit die folgende Anzahl  $n_{MS,max}$  an potentiellen Messstellen:

$$n_{MS,max} = n_K + 2n_L \quad (3-4)$$

mit  $n_{MS}$  - Anzahl der Messstellen  
 $n_K$  - Anzahl der Knoten  
 $n_L$  - Anzahl der Leitungen

Die Belegung einer entsprechenden Messstelle kann beruhend auf der Adjazenzmatrix nach Gl. (3-2) binär innerhalb einer Platzierungsmatrix  $\mathbf{X}$  erfolgen. Diagonalelemente  $X_{i,i}$  repräsentieren Spannungsmessungen am Knoten  $i$ . Strommessungen auf einer Leitung von Knoten  $i$  zu Knoten  $j$  können durch die Nebenelemente  $X_{i,j}$  dargestellt werden. An dieser Stelle ist darauf hinzuweisen, dass  $X_{i,j}$  und  $X_{j,i}$  für  $i \neq j$  unterschiedliche physikalische Messstellen (jeweils am Anfang und am Ende der Leitung) darstellen. Infolgedessen ist die



Platzierungsmatrix  $\mathbf{X}$  im Gegensatz zur Adjazenzmatrix  $\mathbf{A}$  nicht der Restriktion unterworfen, zwingend symmetrisch zu sein.

### 3.4.3 Neuformulierung des linearen Optimierungsproblems

Durch die Anpassung von Variablendefinitionen und strukturellen Änderungen bei der Handhabung von Matrizen bzw. Vektoren kann der Simplex-Algorithmus zur Lösung des Optimierungsproblems weiterhin angewendet werden, siehe Gl. (3-5).

$$\min \mathbf{f}^T \mathbf{x} \text{ subject to } \mathbf{C}\mathbf{x} \geq \mathbf{d} \quad (3-5)$$

Nachfolgend sind die relevanten Variablen detailliert erläutert.

#### **Lösungsvektor $\mathbf{x}$**

Wie in 3.4.2 gezeigt, soll die Platzierung von PMU in Form einer Messstellenmatrix  $\mathbf{X}$  dargestellt werden. Da das Ergebnis der Zielfunktion jedoch eine skalare Größe darstellen muss und das Verfahren infolgedessen „nur“ einen Lösungsvektor  $\mathbf{x}$  bereitstellen kann, erfolgt eine spaltenweise Transformation nach Gl. (3-6).

$$\mathbf{x}^T = [X_{1,1} \quad \dots \quad X_{n_K,1} \quad X_{1,2} \quad \dots \quad X_{n_K,2} \quad \dots \quad X_{n_K,n_K}] \quad (3-6)$$

Die einzelnen Elemente  $X_{i,j}$  der gesuchten Platzierungsmatrix sind folglich aus dem gewonnenen Lösungsvektor  $\mathbf{x}$  ableitbar.

#### **Wichtungsvektor $\mathbf{f}$**

Neuartig bei der Belegung des Vektors  $\mathbf{f}$  ist die Möglichkeit, Spannungs- und Strommessungen individuell zu wichten. Aufgrund der neuen Struktur des Lösungsvektors stellen alle Elemente mit Indizes der Menge  $M_U$  gemäß Gl. (3-7) Spannungsmessungen dar. Übrige Einträge adressieren Strommessstellen.

$$M_U = \{n_K(v - 1) + v\} \quad \text{mit} \quad v = 1, 2, \dots, n_K \quad (3-7)$$

Darauf aufbauend können zum einen bereits vorhandene Messungen durch Zuweisung des entsprechenden Indexelementes  $f_i$  mit Null einbezogen werden (analog zum konventionellen Verfahren). Zum anderen bietet sich die Chance, vereinzelte Messstellen gezielt höher oder niedriger zu wichten, um ihre finale Platzierung im Lösungsvektor entweder zu behindern oder zu begünstigen. Eine hohe Wichtung kann beispielsweise Anwendung finden, wenn die praktische Installation einer PMU an der jeweiligen Messstelle mit einem hohen Aufwand verbunden wäre. Diese Tatsache schließt eine Platzierung nicht von vorn herein aus, würde sich jedoch im Algorithmus negativ auf das Vorhaben auswirken.

Wesentlich wichtiger zum Erreichen einer ökonomisch sinnvollen Lösung ist jedoch die allgemeine Bevorzugung von Strommessungen gegenüber Spannungsmessungen. Eine hinreichende Forderung kann durch Gl. (3-8) ausgedrückt werden.

$$f_{i \notin M_U} < f_{j \in M_U} \quad (3-8)$$

mit  $f_{i \notin M_U}$  - Wichtungsfaktor für Strommessstellen

$f_{j \in M_U}$  - Wichtungsfaktor für Spannungsmessstellen

Unter der in den nachfolgenden Nebenbedingungen aufgestellten Forderung, dass Strommessungen an angrenzenden Leitungen nur zweckmäßig sind, wenn der Knoten selbst mit einer Spannungsmessung bestückt worden ist, ist deshalb immer eine Lösung anzustreben, die vermehrt die indirekte Bestimmung von Knotenspannungen anbietet. Ein gegenteiliger Extremfall wäre beispielsweise die ausschließliche Verwendung von Spannungsmessungen. Hier entfielen der wirtschaftliche Vorteil, der sich durch die gemeinsame Verwendung von IKT- und Installationskomponenten bei Installation mehrerer Messsysteme ergibt.

### **Nebenbedingungen C, d**

Die Nebenbedingungen können in Form von zwei grundlegenden Aussagen statuiert werden:

- I. Für jeden Knoten soll gefordert werden können, wie oft dieser über Messeinrichtungen direkt oder indirekt erfasst wird. Messstellen sollen jedoch nur gesetzt werden, wenn sie für die Installation freigegeben sind.
- II. Strommessungen auf Leitungen setzen immer eine Spannungsmessung am unmittelbar anliegenden Knoten voraus.

Entsprechend dieser Forderungen werden nun Teilmatrizen nach Gl. (3-9) eingeführt.

$$\begin{bmatrix} C_I \\ C_{II} \end{bmatrix} \cdot x \geq \begin{bmatrix} d_I \\ d_{II} \end{bmatrix} \quad (3-9)$$

Die Länge des Vektors  $d_I$  entspricht der Anzahl betrachteter Netzknoten. Ihre Elemente beschreiben die Häufigkeit, mit der die indizierten Knoten erfasst werden sollen. Kritische Knoten können somit durch geforderte Redundanz ( $d_{I,i} > 1$ ) ebenso beachtet werden wie Nulleinspeisungen, die unter Zuhilfenahme des Kirchhoff'schen Gesetzes alternativ berechnet werden können und schlussfolgernd nicht erfassungsbedürftig sind ( $d_{I,i} = 0$ ).

Die algorithmische Berücksichtigung möglicher, vorab aufgezeigter Gründe für eine fehlende Freigabe von ganzen Stationen oder vereinzelt Installationsorten erfolgt unter Verwendung der Messstelleneinschränkungsmatrix  $B$ . Ihre Elemente sind analog zu denen

der Platzierungsmatrix  $\mathbf{X}$  definiert. Zunächst erfolgt jedoch eine Gleichsetzung von  $\mathbf{B}$  mit der Adjazenzmatrix  $\mathbf{A}$ . In jeder Zeile  $i$  sind nun die potentiellen Messstellen an dem Knoten (bzw. in der Station)  $i$  durch Einsen gekennzeichnet. Einschränkungen können durch Nullsetzen der entsprechenden Elemente bzw. sogar ganzer Zeilen im Fall einer nicht verfügbaren Station für den Algorithmus hinterlegt werden. Daraus leitet sich letztendlich die Bildungsvorschrift der Matrix  $\mathbf{C}_I$  nach Gl. (3-10) ab.

$$\mathbf{C}_I = \begin{bmatrix} B_{1,1} & \cdots & B_{n_K,1} & 0 & \cdots & \cdots & 0 \\ & 0 & & B_{1,2} & \cdots & B_{n_K,2} & \cdots & 0 \\ & \vdots & & \vdots & & \ddots & & \vdots \\ & 0 & & 0 & \cdots & B_{1,n_K} & \cdots & B_{n_K,n_K} \end{bmatrix} \quad (3-10)$$

Zur Aufstellung der Matrix  $\mathbf{C}_{II}$  wird zunächst eine modifizierte Adjazenzmatrix  $\tilde{\mathbf{A}}$  nach Gl. (3-11) eingeführt. Während die Nebenelemente negiert vom Original übernommen werden, berechnen sich ihre Diagonalelemente über eine Summenfunktion.

$$\tilde{A}_{i,j} = \begin{cases} -A_{i,j} & \forall i \neq j \\ \sum_j^{n_K} A_{i,j} - 1 & \forall i = j \end{cases} \quad (3-11)$$

Die Zusammensetzung von  $\mathbf{C}_{II}$  in Form von verketteten Diagonalmatrizen nach Gl. (3-12) führt dazu, dass in jeder Zeile  $i$  Elemente ungleich Null genau auf diejenigen Messstellen verweisen, die insgesamt am Knoten  $i$  zur Verfügung stehen.

$$\mathbf{C}_{II} = [\text{diag}(\tilde{A}_{1,1} \quad \cdots \quad \tilde{A}_{1,n_K}) \quad \cdots \quad \text{diag}(\tilde{A}_{n_K,1} \quad \cdots \quad \tilde{A}_{n_K,n_K})] \quad (3-12)$$

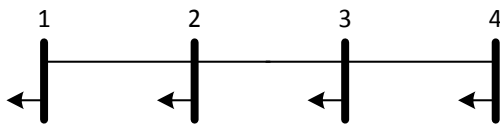
Dabei adressiert die in Gl. (3-11) dargestellte Summenfunktion der  $n_K$  Einzelmatrizen jeweils die Spannungsmessungen. Folgerichtig würde die Multiplikation von  $\mathbf{C}_{II}$  mit dem Lösungsvektor  $\mathbf{x}$  genau dann zu einer Verletzung der Forderung nach Ziffer II führen, wenn die Elemente des Produktvektors kleiner Null sind.  $\mathbf{d}_{II}$  ist dementsprechend ein Vektor der Länge  $n_K$ , der ausschließlich aus Nullen besteht.

#### 3.4.4 Beispiel und Untersuchungen an Testnetzen

Zur Veranschaulichung der Funktionsweise wird der grundsätzliche Ablauf anhand eines Beispielnetzes erläutert. Die Teilschritte werden hierbei in die Kategorien Eingabe (E), Verarbeitung (V) und Ausgabe (A) unterteilt.

##### 1. E: Numerische Beschreibung des Netzes mittels Adjazenzmatrix A

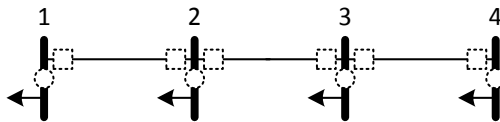
Als Grundlage soll das dargestellte 4-Knoten-Strahlennetz dienen. Die Adjazenzmatrix beschreibt die Verknüpfung der Knoten durch die Leitungen.



$$A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

**2. V: Übernahme der potentiellen Messstellen in B aus A**

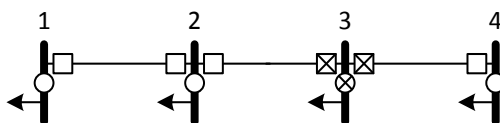
Ohne Einschränkung sind zunächst alle potentiellen Platzierungsoptionen durch die Adjazenzmatrix beschrieben (gestrichelte Formen).



$$B = A = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

**3. E: Messstelleneinschränkung durch Nullsetzen von Elementen in B**

Für das Beispiel wird angenommen, dass sowohl die Spannungsmessung  $B_{3,3}$  als auch beide Strommessungen  $B_{3,2}$  und  $B_{3,4}$  am Knoten 3 nicht für den Einsatz mit PMU zur Verfügung stehen (durchgestrichene Formen). Sie werden somit auf null gesetzt.



$$B = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

**4. E: Festlegung der Redundanzforderungen in  $d_I$**

Die Redundanzforderung sieht für Knoten 1, 2 und 4 eine einfache messtechnische Bestimmung vor. Knoten 3 soll aufgrund der Tatsache, dass er nur indirekt bestimmbar ist, doppelt erfasst werden.

$$d_I^T = [1 \quad 1 \quad 2 \quad 1]$$

**5. E: Setzen der Wichtungselemente in  $f$**

Um die Zerstreung von Messungen im Netzgebiet zu vermeiden sind Strommessungen nach Gl. (3-8) leichter zu wichten. Die Wichtungsfaktoren für Spannungsmessungen werden dazu auf 1 gesetzt und auf alle Indizes der Menge  $M_U$  nach Gl. (3-7) angewendet. Strommessungen werden mit dem Wert  $\frac{1}{2}$  belegt.

$$f^T = \left[ 1 \quad \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \quad 1 \quad \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \quad 1 \quad \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \quad \frac{1}{2} \quad 1 \right]$$

## 6. V: Formulierung der Nebenbedingungen

$C_I$  wird nach Gl. (3-10) aus den Elementen der Matrix  $B$  gebildet.

$$C_I = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Als Zwischenschritt zur Bildung von  $C_{II}$  wird zunächst die modifizierte Adjazenzmatrix  $\tilde{A}$  aufgestellt.

$$\tilde{A} = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 \\ -1 & 2 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 2 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \end{bmatrix}$$

Die zweite Nebenbedingung (keine Strommessung ohne Spannungsmessung) kann anschließend in Form von  $C_{II}$  und  $d_{II}$  definiert werden.

$$C_{II} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 2 & 0 & 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$d_{II}^T = [0 \ 0 \ 0 \ 0]$$

## 7. V: Lineare Optimierung mittels Simplex-Algorithmus

Mittels Gl. (3-13) kann die lineare Optimierung unter Berücksichtigung der Nebenbedingungen durchgeführt werden.

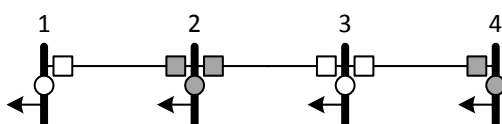
$$\min f^T x \text{ subject to } \begin{bmatrix} C_I \\ C_{II} \end{bmatrix} \cdot x \geq \begin{bmatrix} d_I \\ d_{II} \end{bmatrix} \quad (3-13)$$

Im Ergebnis erhält man den Platzierungsvektor  $x$ .

$$x^T = [0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1]$$

## 8. A: Interpretation der Platzierungsmatrix $X$

Nach einer spaltenweisen Rücktransformation von  $x$  erhält man die Platzierungsmatrix  $X$ , deren gesetzte Messungen in der Netzstruktur durch graue Formen gekennzeichnet sind.



$$X = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 1 \end{bmatrix}$$

Es ist zu erkennen, dass die vorgeschlagene Platzierung sämtliche Anforderungen befriedigt. Unter anderem ist Knoten 3 wie gefordert frei von Messungen, wird aber gleichzeitig doppelt über indirekte Strommessungen von Knoten 2 und 4 erfasst.

Die Untersuchungen wurden nachfolgend auf weitere Testnetze ausgeweitet, darunter das IEEE 14-Knoten- und 30-Knoten-Testnetz. Die Darstellung der Eingangswerte erfolgt in Tabelle 3.2., Ausgangswerte zeigt Tabelle 3.3.

**Tabelle 3.2: Eingangswerte zur PMU-Platzierung in Testnetzen**

Eingangsinformation	IEEE 14-Knoten Testnetz	IEEE 30-Knoten Testnetz
Knoten, die nicht erfasst werden müssen ( $d_{1,i} = 0$ )	7	9; 22; 25; 28
Knoten, die doppelt erfasst werden sollen ( $d_{1,i} = 2$ )	1; 4; 6	1; 2; 5; 6; 10; 12; 15; 27
Knoten $i$ mit nichtverfügbarer Spannungsmessung ( $B_{i,i} = 0$ )	7; 10; 12	3; 7; 20; 23; 25
Indizes nichtverfügbarer Strommessungen ( $B_{i,j} = 0$ )	(7,4); (7,8); (7,9); (10,9); (10,11); (12,6); (12,13)	(3,1); (3,4); (7,5); (7,6); (8,6); (8,28); (9,6); (9,10); (9,11); (14,15); (20,10); (20,19); (22,10); (22,21); (22,24); (25,24); (25,26); (25,27); (26,25); (28,27); (29,30)

Ergänzend zu den numerischen Ergebnissen in Tabelle 3.3 zeigt Abbildung 3.2 eine visualisierte Darstellung der PMU-Platzierung für das IEEE 30-Knoten-Testnetz (IEEE 14-Knoten-Testnetz im Anhang 0). Hier sind gesetzte und nicht zugelassene Messstellen durch entsprechende Formen gekennzeichnet. Zum Zweck einer besseren Übersichtlichkeit wurde auf die Ausweisung jeder einzelnen potentiellen Messstelle verzichtet.

Wie zu erwarten war, zeigt sich eine Ansammlung von Strommessstellen um die errechneten Spannungsmessungen (z. B. an Knoten 6, 10, 12 und 15). Damit wird gemäß den Wichtungen vermieden, dass sich die Installationsarbeiten auf eine hohe Anzahl von Umspannwerken ausdehnen. Dennoch sind Einzelmessungen in einigen Stationen (z. B. an Knoten 11, 19, 24 und 26) durch die Einschränkung verfügbarer Messstellen in Verbindung mit den Redundanzanforderungen nicht vermeidbar.

Tabelle 3.3: Ausgangswerte zur PMU-Platzierung in Testnetzen

Eingangsinformation	IEEE 14-Knoten Testnetz	IEEE 30-Knoten Testnetz
Anzahl Stationen (Knoten)	5	13
Anzahl Spannungsmessungen	5	13
Knoten mit Spannungsmessungen ( $X_{i,i} = 1$ )	2; 5; 6; 8; 9	1; 2; 5; 6; 10; 11; 12; 15; 19; 24; 26; 27; 29
Anzahl der Strommessungen	11	21
Indizes der Strommessungen ( $X_{i,j} = 1$ )	(2,1); (2,3); (2,4); (5,1); (5,6); (6,11); (6,12); (6,13); (9,4); (9,10); (9,14)	(1,3); (2,1); (2,5); (5,2); (5,7); (6,4); (6,8); (6,10); (10,6); (10,17); (10,20); (10,21); (12,13); (12,15); (12,16); (15,12); (15,14); (15,18); (15,23); (27,30); (29,27)

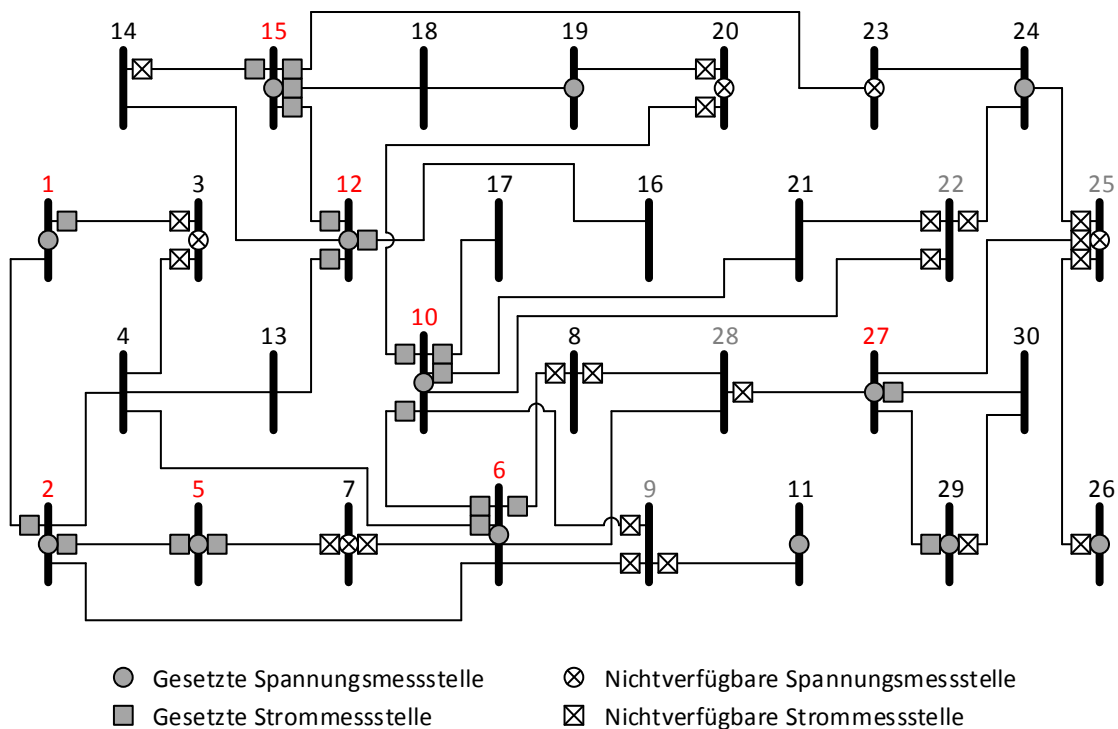


Abbildung 3.2: PMU-Messstellenplatzierung beim IEEE 30-Knoten-Testnetz

Vergleichend soll das klassische Verfahren im Folgenden noch einmal beispielhaft auf das IEEE 30-Knoten-Testnetz angewendet werden. Da die Netzknoten 9, 22, 25 und 28 Nulleinspeisungen darstellen und folglich keine Überwachung benötigen, werden die entsprechenden Elemente von  $\mathbf{b}$  auf null gesetzt. Gleichzeitig wird gefordert, dass Knoten 1, 2, 5, 6, 10, 12, 15 und 27 wie zuvor doppelt erfasst werden sollen. Abbildung 3.3 zeigt die Lösung der klassischen PMU-Platzierung mittels linearer Optimierung.

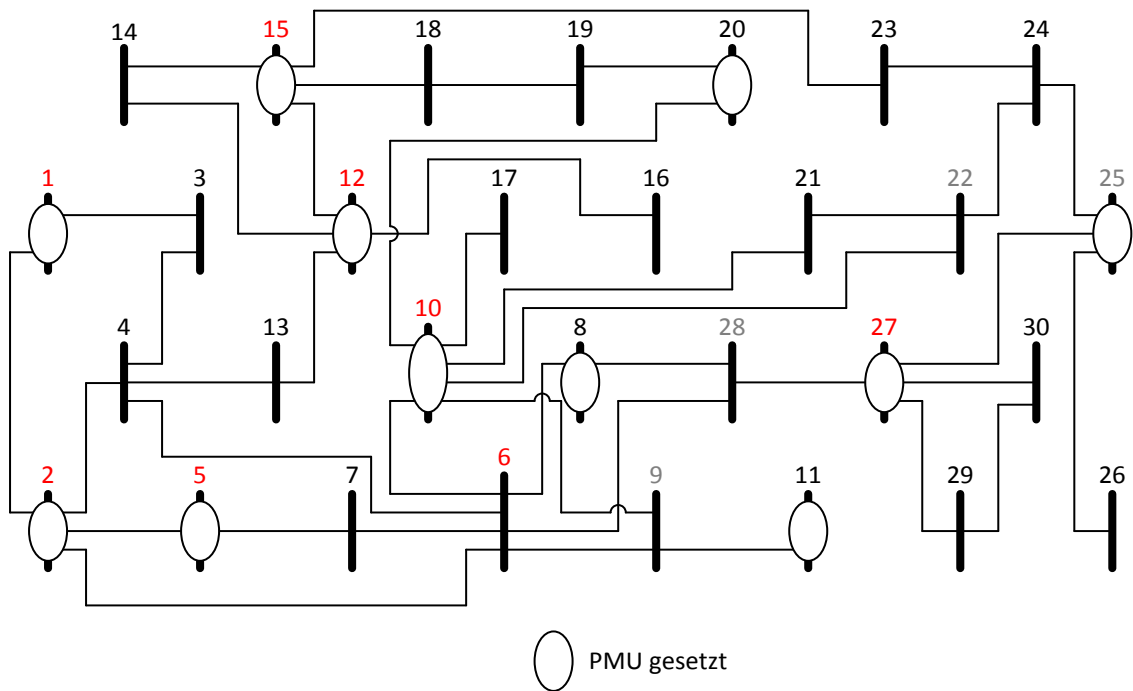


Abbildung 3.3: Klassische PMU Platzierung für das IEEE 30-Knoten-Netz

### 3.4.5 Bewertung und Vergleich

Der Unterschied beider Verfahren soll anhand des IEEE 30-Knoten-Testnetzes verdeutlicht werden. Tabelle 3.4 zeigt die Ergebnisse noch einmal im direkten Vergleich.

Tabelle 3.4: Vergleich der Platzierungsverfahren für das IEEE 30-Knoten Testnetz

Eingangsinformation	Konventionelle Platzierung	Platzierung auf Basis von Messstellen
Anzahl Stationen (Knoten)	11	13
Anzahl Spannungsmessungen	11	13
Anzahl der Strommessungen	34	21
Berücksichtigung nicht zulässiger Messstellen	nein	ja

Unter Berücksichtigung der geforderten Redundanz sind zur vollständigen Überwachung des Netzes genau 34 Messstellen notwendig. Der konventionelle Algorithmus fordert aufgrund seiner akkumulierten Betrachtung der Stationen eine Gesamtanzahl von 45 Messstellen. Wirtschaftlich würden sich so bereits Mehrkosten in Höhe von 30 % bei der Beschaffung der Messgeräte ergeben. Im Vergleich dazu liefert das neue Verfahren die genaue Anzahl sowie den Installationsort der notwendigen Messstellen und berücksichtigt darüber hinaus noch Einschränkungen bei der Platzierung.



Die Untersuchungen haben gezeigt, dass das Prinzip der Messstellenplatzierung die bisherigen Ansätze um zusätzliche technische Aspekte erweitert. Tatsächlich können die Ergebnisse der konventionellen Methode durch das neue Verfahren rekonstruiert werden. Der wirtschaftliche Mehrwert ergibt sich aus der Vermeidung von überbestimmten Nebenbedingungen durch die Ausgabe konkreter Messstellen. Und obwohl sich der Ursprung des Verfahrens bei der praktischen Implementierung von PMU im 110-kV-Verteilnetz wiederfindet, ist eine Übertragung der Vorgehensweise auf andere Strukturen und Spannungsebenen möglich. Die Eingangswerte in Form der Adjazenzmatrix des Netzes können beibehalten werden. Nach wie vor kann auch eine Vorverarbeitung des Netzes nach [66] erfolgen. Lediglich die Deklaration von Messstelleneinschränkungen (falls vorhanden) muss zusätzlich erfolgen.

## 4 BEOBACHTBARKEITSANALYSE

### 4.1 DEFINITION

Die Beobachtbarkeitsanalyse wird im Folgenden für zwei unterschiedliche Anwendungsfälle durchgeführt:

1. Bei der **Planung** elektrischer Netze und des zugehörigen Überwachungssystems bewertet die Beobachtbarkeitsanalyse die Platzierung von Messgeräten. Im betrachteten Netzgebiet sollen möglichst diejenigen Informationen messtechnisch gesammelt werden, die notwendig sind, um den gewünschten Grad an Beobachtbarkeit zu gewährleisten.
2. Während des **Betriebs** kommt es vor, dass der Umfang an zur Verfügung stehenden Messgrößen durch Ausfälle, Übertragungsstörungen und Topologieänderungen variiert. Dabei dient die Beobachtbarkeitsanalyse dem Zweck, Aussagen über die Möglichkeit einer Rekonstruktion des Netzzustandes auf Basis der zur Verfügung stehenden Messwerte zu machen.

Zur Bewertung der Beobachtbarkeit werden ausgewählte, aussagekräftige Indizes und Kennwerte herangezogen. Sowohl vorab im Sinne von Punkt 1 als auch online nach Punkt 2 muss das technische Personal des Netzbetreibers deshalb über konzentrierte Parameter oder Signale kurzfristig Aufschluss darüber bekommen können, wie der aktuelle Beobachtbarkeitsgrad des Netzes bzw. Netzausschnittes ist. Nur dann ist es in der Lage, die dargestellten Informationen hinsichtlich Ihrer Signifikanz einzuschätzen.

Aufbauend auf der Definition nach C. J. Dafis [67], wonach ein elektrisches System genau dann beobachtbar ist, wenn genügend Messdaten existieren, um mittels State Estimation eine Lösung herbeizuführen, soll die Formulierung im Zuge dieser Untersuchungen noch einmal auf das elektrische Energieversorgungsnetz spezifiziert werden:

*Ein elektrisches Netz heißt beobachtbar, wenn die zur Verfügung stehenden Daten der verteilten Messstellen zusammen mit den Informationen über die Topologie des Netzes ein mathematisches Gleichungssystem zur Berechnung des Netzzustands ergeben, das mindestens genau bestimmt ist.*

Ziel der Messwertverarbeitung muss schlussendlich die genaue und zuverlässige Abbildung des aktuellen Netzzustandes sein. Eine Vorgabe des mathematischen Verfahrens zur Lösung des Gleichungssystems bleibt hierbei grundsätzlich offen. Gleichzeitig schränkt die Definition

eine eventuelle Vorverarbeitung der Eingangsdaten zur Erreichung der Beobachtbarkeit nicht ein.

## 4.2 QUALITATIVE UND QUANTITATIVE BEWERTUNG DER BEOBACHTBARKEIT

### 4.2.1 Auswahl bestehender Indizes

Zur qualitativen und quantitativen Bewertung der Beobachtbarkeit stehen eine Reihe von Bewertungsindizes zur Verfügung. Relevante Ansätze sollen im Folgenden kurz vorgestellt werden. Auf Basis der gezeigten mathematischen Zusammenhänge wird anschließend die Eignung für die Anwendung sowohl mit PMU als auch bezüglich des Konzeptes der Messstelle analysiert.

#### ***Rang der Mess-Jacobi-Matrix***

Die Jacobi'sche Matrix der Messfunktionen  $\mathbf{H}(\mathbf{x})$  wird normalerweise im Rahmen der State Estimation wiederholt berechnet und kommt deshalb ausschließlich im Betrieb zum Einsatz. Durch die Bestimmung ihres Ranges kann die numerische Beobachtbarkeit eindeutig festgestellt werden, wobei  $\mathbf{H}(\mathbf{x})$  in den einzelnen Iterationen nicht singular ausfallen darf. Castillo schlägt in [68] dazu ein allgemeines numerisches Verfahren vor. In [69] wird darauf aufbauend ein vereinfachtes Verfahren dargestellt, welches auf Basis einer entkoppelten Wirk- und Blindleistungsbetrachtung und der ganzzahligen Matrixbelegung eine allgemeinere, linearisierte und damit schnellere Bestimmung der Beobachtbarkeit zulässt. Zusätzlich wird das Problem einer schlechten Matrizenkonditionierung vermieden. Nachteile dieses Verfahrens zeigen sich jedoch in der Beschränkung auf bestimmte Messtypen sowie in der Bereitstellung zusätzlicher Inzidenzmatrizen, um die Messungen mit der Netzstruktur zu vereinen.

#### ***Bus Observability Index & System Observability Redundancy Index***

Der BOI (engl.: *bus observability index*) und der SORI (engl.: *system observability redundancy index*) nach [70] dienen zur Bewertung der Beobachtbarkeit auf Basis von PMU während der Planungsphase. Dennoch basieren sie auf der konventionellen Annahme, dass PMU die Erfassung aller anliegenden elektrischen Größen in einer Station ermöglichen (siehe Abschnitt 3.3). Der BOI wird in Form der Größe  $\beta_i$  für jeden Knoten  $i$  angegeben und sagt aus, wieviel (potentiell) installierte PMU in der Lage wären diesen messtechnisch, d. h. direkt oder indirekt, zu erfassen. Der maximale Wert ergibt sich damit aus der Summe aller anliegenden Verbindungsleitungen plus Eins (Spannungsmessung am Knoten selbst). Der SORI  $\gamma$  berechnet sich anschließend aus der Summe aller  $\beta_i$  des betrachteten Netzgebietes, siehe Gl. (4-1).

$$\gamma = \sum_{i=1}^{n_K} \beta_i \quad (4-1)$$

mit  $\gamma$  - SORI  
 $\beta_i$  - BOI für Knoten  $i$

Zielstellung bei der Gewährleistung einer hohen Beobachtbarkeit ist die Maximierung des SORI, damit auch im Fall eines PMU-Ausfalls ein höherer Anteil des Netzes beobachtbar bleibt. Nachteilig erweist sich die Tatsache, dass sich bei der Aufsummierung der BOI hohe und niedrige Werte kompensieren können. Knoten mit einem BOI von Null werden dadurch nicht im Gesamtwert abgebildet. Ein Rückschluss auf die globale Beobachtbarkeit des Netzbereiches ist mit diesem Indizes in der Konsequenz nicht möglich.

### **Observability Level Assessment**

Der Observability Level Assessment Index (OLA) wurde durch M. Powalko im Rahmen seiner Dissertation an der Otto-von-Guericke-Universität [71] eingeführt. Um gemäß dem OLA eine Aussage zur Netzbeobachtbarkeit treffen zu können, ist es erforderlich notwendige und hinreichende Bedingungen aufzustellen, welche Aussagen über die Anzahl der benötigten PMU und die Anzahl der beobachtbaren Knoten im Netz machen können. Dazu unterscheidet Powalko die zwei Subindizes  $OLA_1$  und  $OLA_2$ .

$$OLA_1 = \frac{n_{PMU,ist}}{n_{PMU,soll}} \quad (4-2)$$

Das Zustandekommen der Ist- und der Sollwerte der PMU-Anzahl  $n_{PMU}$  ergibt sich dabei aus dem klassischen Platzierungsalgorithmus auf Basis der linearen Optimierung, der in Abschnitt 3.3 behandelt wurde. Dementsprechend werden auch hier die PMU je Umspannwerk bzw. je Station als aggregierte Messstellen nach dem konventionellen Ansatz betrachtet.

$$OLA_2 = \frac{n_{K,unbeobachtet}}{n_K} \quad (4-3)$$

Wie zu erkennen ist, beschäftigt sich Gl. (4-2) zunächst mit der Frage, ob die PMU-Anzahl für sich allein ausreichend ist. Gl. (4-3) klärt anschließend, ob die PMU dann korrekt im Netz positioniert sind, indem die Anzahl der unbeobachteten Knoten  $n_{K,unbeobachtet}$  auf die Netzknotenanzahl bezogen wird.

Nach der Aufstellung beider Subindizes kann der eigentliche OLA-Index anhand einer Zuordnungstabelle mit dem Wert von 1 „nicht beobachtbar“ bis 5 „redundant beobachtbar“ abgeleitet werden.

Tabelle 4.1: Zuordnung des Beobachtbarkeitsgrades OLA

Beobachtbarkeitsgrad OLA	$OLA_1$	$OLA_2$
1	$< 1$	$> 0$
2	$= 1$	$> 0$
3	$> 1$	$> 0$
4	$= 1$	$= 0$
5	$> 1$	$= 0$

### Tiefe der Nichtbeobachtbarkeit

Ein interessanter Ansatz nach dem Prinzip der Tiefe der Nichtbeobachtbarkeit (TNB) bezüglich der Beobachtbarkeit wird in [72] verfolgt. Wenn bereits von vornherein abzusehen ist, dass eine gegebene Anzahl PMU eine vollständige Beobachtbarkeit nicht gewährleisten kann, so erfolgt die Verteilung zumindest mit der Anforderung, dass die Tiefe nichtbeobachteter Netzknoten ausgeglichen ist. Der Begriff „Tiefe“ entspricht dabei der maximalen Anzahl Sprünge, die benötigt werden, um von jedem nichtbeobachteten Knoten entlang der Netzstruktur zum jeweilig nächsten beobachteten Knoten zu gelangen (siehe Abbildung 4.1).

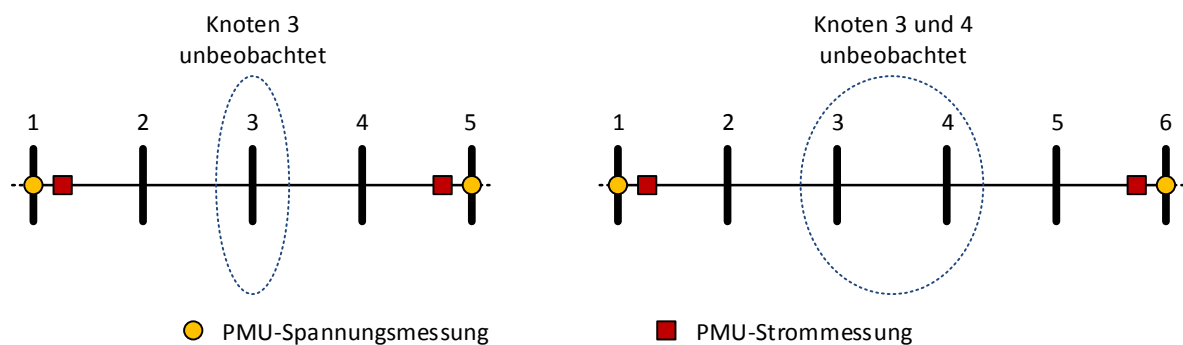


Abbildung 4.1: Tiefe der Nichtbeobachtbarkeit von 1 (links) und von 2 (rechts) nach [72]

Die linke Abbildung zeigt, dass ausgehend vom unbeobachteten Knoten 3 maximal ein Sprung notwendig ist, um zu einem beobachtbaren Knoten zu kommen. Die Tiefe entspricht damit einem Wert von 1. In der rechten Struktur sind jedoch bis zu 2 Sprünge notwendig (z. B.  $3 \rightarrow 5$  oder  $4 \rightarrow 2$ ), weshalb die Tiefe der Nichtbeobachtbarkeit hier mit 2 beziffert wird. Der Nutzen dieses Prinzips ergibt sich über eine gleichmäßige Verteilung der Messstellen im Netzgebiet. Zudem können Interpolationsverfahren und

Topologietransformationen (siehe Abschnitt 4.3) mit dieser Konfiguration eher einen erhöhten Beobachtbarkeitsgrad sicherstellen.

**Stetige Beobachtbarkeitsindizes**

Normalerweise erfolgt eine Aussage über die Beobachtbarkeit eines Netzbereiches unter Verwendung eines Messdatensatzes auf absolut diskreter Basis – beobachtbar oder nicht beobachtbar. In [73] wird ein Ansatz vorgestellt, der dies mit Hilfe der Informationsentropie in einer stetigen Größe ermöglicht. Dabei wird jede einzelne Zustandsgröße  $x_i$  auf ihre Eintrittswahrscheinlichkeit für einen festgelegten Wertebereich hin untersucht. Diese Wahrscheinlichkeit wird anschließend unter Verwendung des Logarithmus zur Basis 2 nach Gl. (4-4) aufsummiert.

$$E(x_i) = - \sum_{p=1}^{n_p} P(x_i^{(p)}) \cdot \log_2 P(x_i^{(p)}) \quad (4-4)$$

- mit  $E$  - Informationsentropie
- $P$  - Wahrscheinlichkeit
- $x_i^{(p)}$  - Möglicher Wert der Zustandsgröße  $i$  mit dem Index  $p$

Indem anschließend die Entropien über alle Zustandsvariablen des Vektors  $x$  aufsummiert werden, ergibt sich gemäß Gl. (4-5) ein stetiger Beobachtbarkeitsindex  $K$ .

$$K = \sum_{i=1}^{2n_K} E(x_i) \quad (4-5)$$

Durch eine Extremwertbetrachtung erkennt man, dass bei  $K = 0$  das Netzwerk vollständig und genau beobachtbar ist. Die Funktion ist monoton steigend, wobei ihre Obergrenze mit der Anzahl betrachteter möglicher Zustände variiert.

Ein wesentlicher Nachteil dieser Methode ist der hohe Rechenaufwand zur Ermittlung dieses Indexes. Dazu bedarf es der Durchführung mehrerer Simulationsläufe auf Basis der Monte-Carlo-Methode und einer Definition möglicher Zustände. Der notwendige Aufwand steht deshalb in einem unzureichenden Verhältnis zum Mehrwert.

Die konzentrierte Angabe eines kontinuierlichen Indexes ist jedoch insgesamt als schwierig zu bewerten, da der Informationsverlust sehr groß wäre. Zwar ist es durchaus möglich, bestimmte Kennwerte und Aspekte der Beobachtbarkeit in einem aggregierten kontinuierlichen Index zu vereinen, jedoch wäre der Interpretationsspielraum aufgrund der Vielzahl an Einflüssen sehr weitreichend.

#### 4.2.2 Anpassung des OLA-Indexes auf das Messstellenprinzip

Aus den vorangegangenen Untersuchungen geht hervor, dass der OLA unter Berücksichtigung eines angemessenen Rechenaufwands den höchsten Informationsgehalt hinsichtlich der Gesamtbeobachtbarkeit aufweist. Aus diesem Grund soll dieser nun auf das Prinzip der Messstelle angewendet und erweitert werden. Zur Unterscheidung erfolgt die Kennzeichnung der neuen modifizierten Indizes durch eine Tilde.

Der neue  $\widetilde{OLA}_1$ -Index kann nach Gl. (4-6) über den Quotienten der Summe aller Messstellen in  $\mathbf{X}$  und der Anzahl der Netzknoten  $n_K$  berechnet werden.

$$\widetilde{OLA}_1 = \frac{\sum x_{ij}}{n_K} \quad (4-6)$$

Da in der Regel jede PMU-Messung die Bestimmung einer komplexwertigen Netzknotenspannung erlaubt, würde das System ab einem Wert von 1 vollständig bestimmbar sein (notwendige Bedingung). Zusätzlich muss jedoch geprüft werden, ob die verwendeten Messstellen korrekt im Netz positioniert sind (hinreichende Bedingung). Eine Aussage darüber erlaubt der modifizierte  $\widetilde{OLA}_2$ -Index nach Gl. (4-7).

$$\widetilde{OLA}_2 = \frac{n_K - \sum_j^{n_K} \text{sgn}(\sum_i^{n_K} x_{ij})}{n_K} \quad (4-7)$$

Unter Verwendung der Vorzeichenfunktion  $\text{sgn}$  werden zunächst die Elemente der aktuellen Messkonfigurationsmatrix  $\mathbf{X}$  spaltenweise addiert. Hierbei erhalten Spalten mit einem Wert größer 0 eine 1 zugewiesen. Die Spaltensumme eines unbeobachteten Knotens ergibt sich damit zu null. Die Elemente des resultierenden Vektors werden anschließend wiederum summiert und von der Gesamtknotenzahl abgezogen und normiert.

Falls alle Netzknoten durch die verfügbaren PMU erfasst werden, so resultiert ein  $\widetilde{OLA}_2$ -Wert von 0. Damit kann die Zuordnungstabelle (Tabelle 4.1) bestehen bleiben, um den gesamtheitlichen Beobachtbarkeitsgrad OLA zu ermitteln. Dieser wird in den nachfolgenden Untersuchungen in Kapitel 6 und 7 jeweils beispielhaft angegeben. Für die vorangegangenen Platzierungsuntersuchungen ergibt sich unter Berücksichtigung der nichterfassungsbedürftigen Knoten (ZIB) jeweils ein Beobachtbarkeitsgrad von 5, da der  $\widetilde{OLA}_1$  durch die Redundanzforderungen größer 1 ist und kein Knoten unbeobachtet bleibt ( $\widetilde{OLA}_2 = 0$ ). Hier ist noch einmal hervorzuheben, dass diese Bewertung innerhalb der Planungsphase erfolgt ist. Die gleiche Prozedur ist während des Betriebes möglich, indem durch die Matrix  $\mathbf{X}$  nicht die installierten sondern die bereitgestellten Messungen beschrieben werden.

### 4.3 MAßNAHMEN BEI UNVOLLSTÄNDIGER BEOBACHTBARKEIT

#### 4.3.1 Interpolation unbeobachteter Knoten

Interpolationsansätze werden bei Feststellung einer unvollständigen Beobachtbarkeit priorisiert angewendet. Bei vereinzelt nicht bestimmbar Knotenspannungen auf Basis der ursprünglichen Messwerte ist es notwendig, weitere Informationen über die aktuelle Lastsituation bzw. die Netzelemente einzubeziehen. Zur Veranschaulichung des Zusammenhangs soll die Netzstruktur nach Abbildung 4.2 dienen.

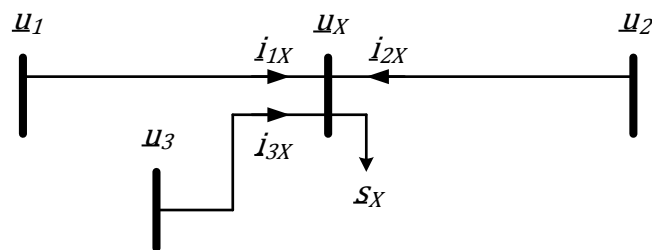


Abbildung 4.2: Ersatzschaltbild zur linearen Interpolation

Um die unbekannte Spannung  $\underline{u}_x$  berechnen zu können, bedient man sich der Kirchhoff'schen Knotenregel, wonach die Summe aller ein- und ausgehenden Ströme in einem Knoten Null ergibt. Es gilt allgemein:

$$\underline{s}_x = \underline{u}_x \cdot \underline{i}_x^* = \underline{u}_x \cdot \left( \sum (\underline{u}_i - \underline{u}_x) \cdot \underline{y}_{i,x} \right)^* \quad (4-8)$$

Eine wesentliche Voraussetzung dafür ist die Kenntnis aller umliegenden Knotenspannungen  $\underline{u}_i$ . Für ein hinreichend genaues Ergebnis sollte der Interpolationsansatz deshalb nur bei einer Nichtbeobachtbarkeitstiefe von 1 durchgeführt werden<sup>1</sup>. Zusätzlich müssen Informationen über die aktuelle Lastsituation  $\underline{s}_x$  am unbestimmten Knoten vorliegen. Erst dann kann unter Vernachlässigung der Queradmittanzen die sich ergebene quadratische Lösungsgleichung (4-9) nach  $\underline{u}_x$  aufgelöst werden.

$$\underline{u}_x^2 - \underline{u}_x \cdot \frac{\sum \underline{u}_i \cdot \underline{y}_{i,x}}{\sum \underline{y}_{i,x}} + \frac{\underline{s}_x}{\sum \underline{y}_{i,x}} = 0 \quad (4-9)$$

Idealerweise liegt am gesuchten Knoten rein physikalisch keinerlei Leistungseinspeisung oder -abgang vor (z. B. ZIB). Damit würde sich die Gleichung linearisieren und entsprechend vereinfachen. Ist dies jedoch nicht der Fall, so kann die Lastsituation nur mit gewissen Unsicherheiten nachgebildet werden, z. B.:

<sup>1</sup> Einige Topologien erlauben unter entsprechenden Annahmen die Bestimmung bei höherer Nichtbeobachtbarkeitstiefe [72].



1. Bei kurzfristiger Unbestimmtheit des Knotens kann zeitweilig eine **konstante Last** angenommen werden. In diesem Fall bedient man sich der ermittelten oder gemessenen Größen aus vorangegangenen Netzzustandsberechnungen.
2. Je nach Aggregationsgrad und charakteristischer Prägung des Versorgungsgebietes können **Standardlastprofile** zur Nachbildung des Leistungsbezugs bzw. der –einspeisung herangezogen werden.
3. Die Verwendung von historischen oder **prognostizierten Leistungen** stellt eine letzte Alternative dar [74]. Besonders in regenerativ geprägten Regionen steigt damit jedoch die Herausforderung einer qualitativ hochwertigen Vorhersage.

Die Literatur bezeichnet die Ergebnisse der beschriebenen Verfahren als sogenannte Pseudo-Messungen. In der Realität nichtvorhandene Messwerte werden auf Basis zusätzlicher Annahmen zum vorhandenen Datensatz hinzugefügt, um künstlich die Redundanz der Messungen zu erhöhen und so die Durchführung der Zustandsabschätzung zu ermöglichen.

#### 4.3.2 Topologietransformation

Die Topologietransformation verfolgt das Ziel, das vorhandene Netz in seiner mathematischen Beschreibung so zu verändern, dass dabei das ganzheitliche Verhalten weitestgehend unbeeinflusst bleibt. Strukturell kommt es jedoch nicht zu einer Beschneidung des Netzes im eigentlichen Sinn, wodurch sich das Verfahren so von der Teilnetzbetrachtung abgrenzt.

##### ***Kron-Reduktion***

Neben der üblichen Vernachlässigung von Netzelementen ohne Einfluss auf die Berechnungen (z. B. Schalter und Trenner) sowie der Zusammenfassung von elektrisch nahen Knoten (z. B. Potentialgleichheit bei Sammelschienenabschnitten) können wiederum ZIBs alternativ berücksichtigt werden. Die Kron-Reduktion<sup>2</sup> [75] erlaubt diesbezüglich die Eliminierung von stromlosen Knoten aus dem mathematischen Gleichungssystem (4-10).

$$\underline{i} = \underline{Y} \cdot \underline{u} \quad (4-10)$$

Dazu wird die jeweilige Zeile entfernt und die Elemente der Knotenadmittanzmatrix nach Gl. (4-11) neu vergeben. Hier soll beispielhaft Zeile  $k$  eliminiert werden.

$$\underline{y}_{ij,\text{neu}} = \underline{y}_{ij} - \frac{\underline{y}_{ik} \cdot \underline{y}_{ij}}{\underline{y}_{kk}} \quad (4-11)$$

---

<sup>2</sup> Nach Gabriel Kron (Elektroingenieur, 1901-1968)

Der veränderte mathematische Zusammenhang muss anschließend bei der Bildung der Messfunktionen und der verwendeten Netztopologie mit einbezogen werden.

### **Netzreduktion mit rekursiver Inferenz**

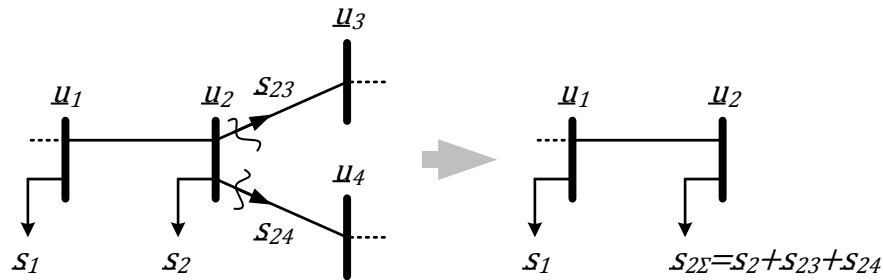
In [76] wird ein Transformationsverfahren vorgestellt, bei dem das Netzgebiet zunächst so reduziert wird, dass auf Basis des zur Verfügung stehenden Messdatensatzes eine vollständige Beobachtbarkeit sicher gestellt werden kann. Dazu werden zunächst radiale Zweige (Stichleitungen) aus dem Netz entfernt, die unbeobachtete Knoten an beiden Enden aufweisen. Bei den übrig gebliebenen Verbundleitungen zwischen größeren Stationen typischer Verteilnetzstrukturen kommt es anschließend zur Streichung von unbeobachteten Zwischenknoten. In der Konsequenz verfügt das übrige Netz ausschließlich über beobachtete Knoten, deren komplexwertige Spannungen mit Hilfe der Zustandsabschätzung vollständig ermittelt werden können. In einem letzten Schritt werden die entfernten Zwischenknoten wieder iterativ hinzugefügt, wobei durch begründete Zuordnung von Abgangsleistungen auf den Gesamtnetzstatus geschlossen wird.

Das beschriebene Verfahren eignet sich hauptsächlich für radiale oder ringförmige Netzstrukturen, bei denen kleinere Abgangszweige zwischen größeren Stationen nicht mit Messgeräten ausgestattet sind. Daraus ergibt sich ein unterbestimmtes Gleichungssystem, dessen gesuchte Variablen dementsprechend auch nur mit einer gewissen Unschärfe abgeschätzt werden können. Da innerhalb dieser Dissertation grundsätzlich die vollständige Beobachtbarkeit nach der vorab gegebenen Definition (siehe Abschnitt 4.1) gefordert wird, kommt die Netzreduktion mit rekursiver Inferenz in den weiteren Untersuchungen nicht zum Einsatz.

### **4.3.3 Netzminimierung und Teilnetzbildung**

Die Netzminimierung und die damit eingeschlossene Teilnetzbildung kann als *Ultima Ratio* bei unzureichender Beobachtbarkeit betrachtet werden. Im Fall einer Nichtverfügbarkeit konventioneller Messungen und einer nichtredundanten Anordnung von PMU ist dieses Verfahren jedoch nicht nur die letzte, sondern teilweise auch die einzig mögliche Maßnahme zur Gewinnung eines aussagekräftigen Systemabbildes bei Ausfall einzelner Messungen.

Bei der Netzminimierung wird das ursprüngliche Netzverhalten nur geringfügig beeinflusst. Leistungsflüsse von beobachteten zu unbeobachteten Knoten werden dabei additiv der abgehenden Leistung des beobachteten Knotens zugeordnet (positiv und negativ). Das Prinzip beschreibt Abbildung 4.3.



**Abbildung 4.3: Prinzip der Netzminimierung  
(Knoten 1 und 2 beobachtet, Knoten 3 und 4 unbeobachtet)**

Kann auf Basis der eingehenden Messwerte die Bestimmung der komplexwertigen Spannungen nur für Knoten 1 und 2 sichergestellt werden (hier beispielhaft gewählt), so wird das Netz an den Verbindungsleitungen zu Knoten 3 und 4 geschnitten. Das nun vollständig beobachtbare Netzgebiet ermöglicht schließlich die Berechnung des Netzzustandes. Die in der Folge dem Knoten 2 zugeordneten berechneten Leistungen stellen dann jedoch summierte Werte dar, die alle nichtbeobachteten Abgänge als Summe mit einbeziehen. In der Konsequenz ist damit eine direkte Zuordnung von Knotenleistungen zu den Grenzknoten nicht mehr möglich.

Kommt es durch die Minimierung des beobachtbaren Netzgebietes zu einem Wegschneiden des Bezugsknotens (in der Regel die Übergabestelle zum höher gelagerten Netz), so muss dieser für die konsekutiven Berechnungsschritte neu zugeordnet werden. Eine Analyse der Sensitivitäten ist aufgrund des vergleichsweise hohen Berechnungsaufwandes und der unbekanntenen Lastsituation nicht zweckmäßig. Stattdessen stellt die elektrische Distanz [77] ein mögliches Kriterium dar, mit der die verbleibenden Knoten auf ihre Eignung zum neuen Bezugsknoten hin priorisiert werden können.

## 5 VERTEILNETZZUSTANDSABSCHÄTZUNG

### 5.1 PRINZIP DER STATE ESTIMATION

Mit der Definition der Beobachtbarkeit in Abschnitt 4.1 wurde bereits das Hauptziel der *State Estimation* adressiert: Die Bestimmung des vollständigen Zustandsvektors  $\mathbf{x}$ . In kartesischen Koordinaten kann dieser gemäß Gl. (5-1) in Real- und Imaginärteilen angegeben werden.

$$\mathbf{x}^T = [\mathbf{e} \quad \mathbf{f}] = [e_1 \quad \cdots \quad e_{n_K} \quad f_1 \quad \cdots \quad f_{n_K}] \quad (5-1)$$

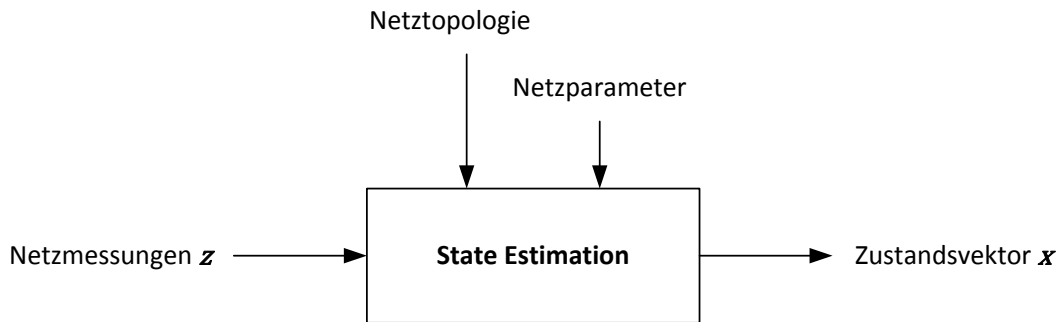
Mit  $\mathbf{x}$  - Netzzustandsvektor  
 $e_i$  - Realteil der komplexwertigen Spannung am Knoten  $i$   
 $f_i$  - Imaginärteil der komplexwertigen Spannung am Knoten  $i$   
 $n_K$  - Anzahl der Netzknoten

Durch die Kenntnis der komplexwertigen Spannungen aller Knoten kann das elektrische System eindeutig beschrieben werden. Seine Leistungsflüsse sind darauf aufbauend für einen konkreten Zeitpunkt mathematisch reproduzierbar.

Neben den aktuellen topologischen und parametrischen Informationen des Netzes verarbeitet der State Estimator permanent Messwerte unterschiedlichen Typs, zumeist Spannungseffektivwerte an den Knoten und Wirk- bzw. Blindleistungen über Leitungen sowie an den Abgängen. Ströme werden typischerweise nicht als separate Werte weitergegeben sondern stattdessen unmittelbar im Messgerät mathematisch in den Leistungsmessungen verarbeitet, da andernfalls die Information über die Phasendifferenz zur Spannung infolge der fehlenden Synchronisierung verloren gehen würde. Zukünftig sollen die beschriebenen Eingangsgrößen durch PMU-Messwerte, d. h. Ströme und Spannungen mit Betrag und Winkel, ergänzt werden.

Allgemein werden zunächst alle erfassten Messgrößen innerhalb des Messvektors  $\mathbf{z}$  gesammelt und anschließend der State Estimation als Eingangsdaten übergeben. Nach heutigem Stand beträgt die Zykluszeit, mit der die Messgrößen dem SCADA-System der Leitwarte zur Verfügung gestellt werden können, zwischen 2 und 30 Sekunden [19] [20]. Eine Aktualisierung der Zustandswerte kann jedoch abhängig von der Datenkonsistenz und der Netzgröße auch nur alle 3 bis 5 Minuten möglich sein [21].

Abbildung 5.1 zeigt das allgemeine Prinzip der State Estimation.



**Abbildung 5.1: Prinzip der State Estimation nach [78]**

Grundlage zur Berechnung des Zustandsvektors ist die allgemeine Messmodellgleichung (5-2) nach [78], wobei die  $m$  Messgrößen in  $\mathbf{z}$  durch eine Messfunktion  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  mathematisch mit den Zustandsgrößen verknüpft werden. Die unbekanntes Messfehler in  $\mathbf{v}$  gilt es bei der Lösung zu berücksichtigen.

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{v} \quad (5-2)$$

mit  $\mathbf{z}$  - Messvektor  
 $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  - Messfunktion in Abhängigkeit des Zustandsvektors  
 $\mathbf{v}$  - Messfehlervektor (unbekannt)

Die wichtigste Voraussetzung zur Durchführung der State Estimation ist eine gegebene Messredundanz  $\eta > 1$  nach Gl. (5-3). Da immer der Spannungswinkel eines Knotens als Referenz herangezogen wird ( $f_{i,\text{ref}} = 0$ ), vermindert sich die Anzahl der zu ermittelnden Zustandsgrößen auf  $2n_K - 1$ .

$$\eta = \frac{n_M}{2n_K - 1} \quad (5-3)$$

mit  $\eta$  - Messredundanz  
 $n_M$  - Anzahl der Messwerte

Für ein eindeutig bestimmtes Gleichungssystem wäre eine Messredundanz von  $\eta = 1$  eine notwendige, wenn auch nicht hinreichende Bedingung, da der vollständige Rang der Messfunktion  $\mathbf{h}(\mathbf{x})$  damit nicht zwingend gegeben sein muss.

Die Herausforderung der State Estimation liegt nun darin, das überbestimmte Gleichungssystem derart zu lösen, dass die Elemente des Lösungsvektors mathematisch optimal an die fehlerbehafteten Messwerte angenähert werden. Andernfalls würden sich die Einzellösungen gegenseitig ausschließen. Das dazu am häufigsten eingesetzte Verfahren [7] ist die Methode der kleinsten gewichteten Fehlerquadrate (WLS), welches auch im Rahmen

dieser Dissertation zum Einsatz kommen soll. Die individuelle Genauigkeit der Messgrößen wird dabei über Wichtungsfaktoren einbezogen.

## 5.2 MATHEMATISCHE LÖSUNG

### 5.2.1 Klassische State Estimation

Entsprechend der präferierten Methode der kleinsten gewichteten Fehlerquadrate kann zunächst die zu minimierende Fehlervektorfunktion  $J(\mathbf{x})$  nach Gl. (5-4) formuliert werden. Die einzelnen Messfunktionen  $h_i(\mathbf{x})$  der verschiedenen Messtypen können im Anhang 0 eingesehen werden.

$$J(\mathbf{x}) = (\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}))^T \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot (\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})) \quad (5-4)$$

mit  $J(\mathbf{x})$  - Minimierungsfunktion / Fehlervektorfunktion  
 $\mathbf{R}$  - Gewichtungsmatrix

Durch die Gewichtungsmatrix  $\mathbf{R}$  wird dabei jede Messgröße mit ihrer zu erwartenden Genauigkeit verknüpft. Da diese aufgrund der fehlenden Zeitsynchronisation nicht quantifizierbar ist, wird eine statistische Einschätzung auf Basis der quadrierten Standardabweichung  $\sigma$  vorgenommen (Varianz). Bei nicht korrelierenden Messfehlern stellt  $\mathbf{R}$  demzufolge eine Diagonalmatrix nach Gl. (5-5) dar.

$$\mathbf{R} = \begin{bmatrix} \sigma_1^2 & \dots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \dots & \sigma_m^2 \end{bmatrix} \quad (5-5)$$

Um nun denjenigen Zustandsvektor zu finden, der die Messgrößen entsprechend ihrer zugewiesenen Wichtungen an die richtige Lösung annähert, wird  $J(\mathbf{x})$  partiell nach den Zustandsgrößen in  $\mathbf{x}$  abgeleitet und zusammengefasst. Der resultierende Ausdruck ergibt unter Verwendung der korrekten Lösung  $\mathbf{x} = \hat{\mathbf{x}}$  den Nullvektor (Optimalitätsbedingung).

$$\left. \frac{\partial J(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\mathbf{x}=\hat{\mathbf{x}}} = -2\mathbf{H}^T(\hat{\mathbf{x}}) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot (\mathbf{z} - \mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}})) = \mathbf{0} \quad (5-6)$$

$\mathbf{H}(\mathbf{x})$  stellt dabei die Jakobi'sche Matrix der Messfunktion nach Gl. (5-7) dar.

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \frac{\partial \mathbf{h}(\mathbf{x})}{\partial \mathbf{x}} \quad (5-7)$$

Zur Veranschaulichung kann  $\mathbf{H}(\mathbf{x})$  entsprechend der unterschiedlichen Messtypen und partiellen Ableitungen in verschiedene Submatrizen zerlegt werden.

$$\mathbf{H}(\mathbf{x}) = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial \mathbf{e}} & \frac{\partial \mathbf{u}}{\partial \mathbf{f}} \\ \frac{\partial \mathbf{p}_{ij}}{\partial \mathbf{e}} & \frac{\partial \mathbf{p}_{ij}}{\partial \mathbf{f}} \\ \frac{\partial \mathbf{q}_{ij}}{\partial \mathbf{e}} & \frac{\partial \mathbf{q}_{ij}}{\partial \mathbf{f}} \\ \frac{\partial \mathbf{p}_i}{\partial \mathbf{e}} & \frac{\partial \mathbf{p}_i}{\partial \mathbf{f}} \\ \frac{\partial \mathbf{q}_i}{\partial \mathbf{e}} & \frac{\partial \mathbf{q}_i}{\partial \mathbf{f}} \end{bmatrix} \quad (5-8)$$

Gl. (5-6) kann in der weiteren Herleitung durch die Bildung einer Taylor-Reihe linearisiert werden. Der Abbruch erfolgt nach dem 2. Glied.

$$\mathbf{h}(\hat{\mathbf{x}}) \approx \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{H}(\mathbf{x}) \cdot (\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x}) \quad (5-9)$$

Durch Einsetzen von Gl. (5-9) in die Optimalitätsbedingung und unter der Annahme, dass  $\mathbf{H}(\hat{\mathbf{x}}) = \mathbf{H}(\mathbf{x})$ , ergibt sich die folgende Gleichung.

$$\mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot \mathbf{H}(\mathbf{x}) \cdot (\hat{\mathbf{x}} - \mathbf{x}) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot (\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})) \quad (5-10)$$

Letztlich kann die Lösung über den Iterationsansatz nach Gl. (5-13) erfolgen. Dabei wird  $\mathbf{x} = \mathbf{x}^{(k)}$  und  $\hat{\mathbf{x}} = \mathbf{x}^{(k+1)}$  gesetzt.  $k$  beschreibt den Iterationszähler. Mit den Festlegungen

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^{(k)}) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^{(k)}) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot \mathbf{H}(\mathbf{x}^{(k)}) \quad (5-11)$$

$$\mathbf{b}(\mathbf{x}^{(k)}) = \mathbf{H}^T(\mathbf{x}^{(k)}) \cdot \mathbf{R}^{-1} \cdot (\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x}^{(k)})) \quad (5-12)$$

ergibt sich vereinfachend:

$$\mathbf{G}(\mathbf{x}^{(k)}) \cdot (\mathbf{x}^{(k+1)} - \mathbf{x}^{(k)}) = \mathbf{b}(\mathbf{x}^{(k)}) \quad (5-13)$$

Es zeigt sich, dass sowohl die Gainmatrix  $\mathbf{G}(\mathbf{x})$  als auch die Matrix  $\mathbf{b}(\mathbf{x})$  für jeden Iterationsschritt neu berechnet werden müssen. Die iterative Lösung erfolgt solange, bis das Konvergenzkriterium nach Gl. (5-14) erfüllt ist, wobei die Elemente des Konvergenzvektors  $\boldsymbol{\varepsilon}$  im Vorhinein festgelegt werden.

$$|\mathbf{x}^{(k+1)} - \mathbf{x}^{(k)}| < \boldsymbol{\varepsilon} \quad (5-14)$$

### 5.2.2 Lineare State Estimation

Die lineare State Estimation (LSE) kann angewendet werden, wenn die Eingangsdaten ausschließlich auf synchronisierten Zeigermesswerten basieren. Damit ergibt sich gemäß Gl. (5-15) ein linearer Zusammenhang zwischen Messvektor  $\mathbf{z}_{\text{PMU}}$  und Netzzustandsvektor  $\mathbf{x}$ .

$$\mathbf{z}_{\text{PMU}} = \mathbf{H}_{\text{PMU}} \cdot \mathbf{x} + \mathbf{v}_{\text{PMU}} \quad (5-15)$$

Man kann die verschiedenen Messtypen innerhalb des Vektors  $\mathbf{z}_{\text{PMU}}$  nach jeweils komplexwertigen Spannungsmessungen an den Knoten  $\underline{u}_i$ , Strommessungen über den Leitungen  $\underline{i}_{ij}$  und Strommessungen an den Lastabgängen der Knoten  $\underline{i}_i$  unterteilen. Die mathematischen Zusammenhänge ergeben sich über das  $\pi$ -Ersatzschaltbild nach Abbildung 5.3 und sind allgemein in Gl. (5-16) beschrieben. Eine detaillierte Angabe der linearen Messfunktionen findet sich im Anhang 0.

$$\mathbf{H}_{\text{PMU}} \cdot \mathbf{x} = \begin{bmatrix} \mathbf{I} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{I} \\ \frac{\partial a_{ij}}{\partial e} & \frac{\partial a_{ij}}{\partial f} \\ \frac{\partial c_{ij}}{\partial e} & \frac{\partial c_{ij}}{\partial f} \\ \frac{\partial a_i}{\partial e} & \frac{\partial a_i}{\partial f} \\ \frac{\partial c_i}{\partial e} & \frac{\partial c_i}{\partial f} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} e \\ f \end{bmatrix} \quad (5-16)$$

- mit
- $\mathbf{I}$  - Einheitsmatrix
  - $a$  - Realteil der komplexwertigen Strommessung  $\underline{i} = a + jc$
  - $c$  - Imaginärteil der komplexwertigen Strommessung  $\underline{i} = a + jc$

Im Unterschied zu konventionellen Messungen können die Elemente des Fehlervektors  $\mathbf{v}$  in Form von konkreten Messunsicherheiten (z. B. TVE) quantifiziert werden und müssen deshalb nicht als statistische Größen behandelt werden. Damit einhergehend zeigt sich jedoch auch ein wesentlicher Nachteil synchronisierter Zeigermessungen. Während konventionell von fehlerbehafteten Effektivwertgrößen auf komplexwertige Zustandsvariablen geschlossen wird, werden PMU-Messwerte und damit auch ihre jeweiligen Abweichungen durch Messfehler direkt übernommen.



### 5.2.3 Hybride State Estimation

Beinhalten die zur Verfügung stehenden Eingangsgrößen sowohl zeigerbasierte und synchronisierte als auch konventionelle Messwerte, kommt die hybride State Estimation (HSE) zum Einsatz [79] [80]. Die Herausforderung ist dann die Vereinbarung beider Typen hinsichtlich ihrer unterschiedlichen, zugrunde gelegten Berechnungsverfahren und den entsprechenden Wichtungen.

Prinzipiell gibt es zwei Möglichkeiten die einkommenden Messwerte zu verarbeiten. Offensichtlich stellt sich dabei die Verwendung beider Messwerttypen in einem geschlossenen Schritt dar (1-stufige HSE). In der Praxis hingegen hat sich eine weitere Option etabliert, bei der zunächst die konventionelle State Estimation auf Basis nichtsynchrone Messwerte durchgeführt wird. Der resultierende Zustandsvektor wird anschließend zusammen mit den PMU-Messdaten in einem zweiten Schritt einer linearen Zustandsabschätzung unterzogen. Das Prinzip beider Verfahren ist in Abbildung 5.2 gegenübergestellt.

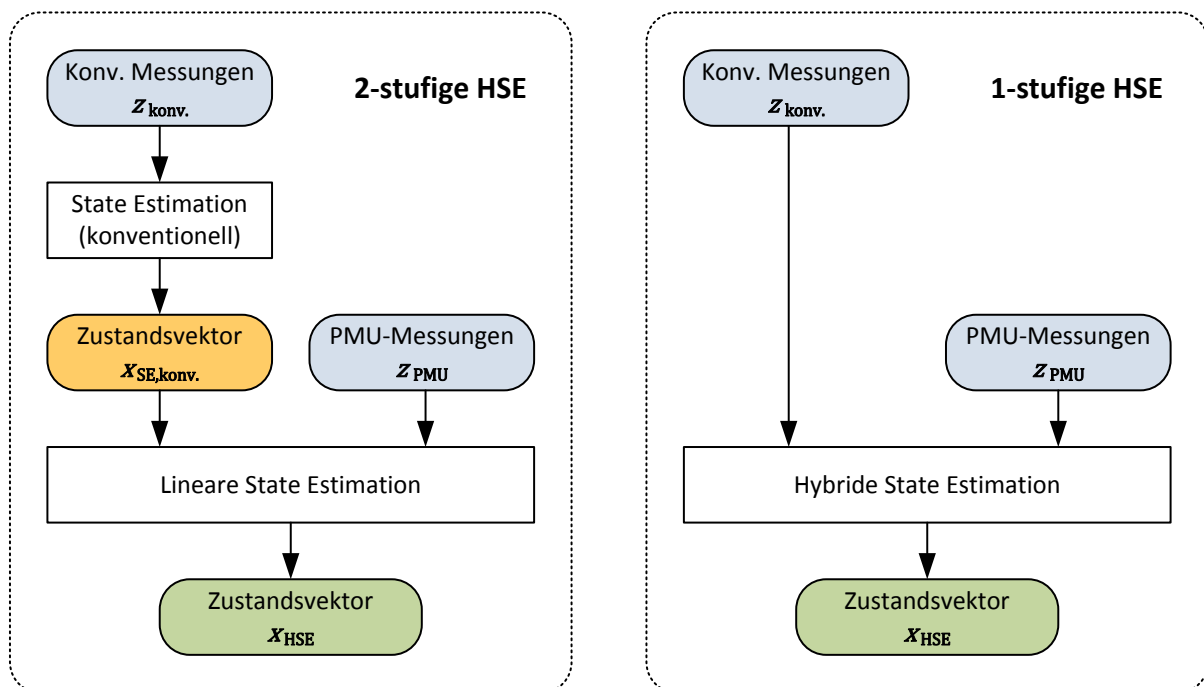


Abbildung 5.2: Prinzip der 2-stufigen HSE (links) und der 1-stufigen HSE (rechts) [81] [82]

Der Vorteil des 2-stufigen Verfahrens liegt vor allem darin, dass der bestehende State Estimator in den Leitwarten als erste Stufe beibehalten werden kann. Dies bietet Vorteile bezüglich der benötigten Berechnungszeit und vermeidet zusätzliche Anpassungen im Leitwartensystem. Der zweite Schritt für die Einbeziehung von PMU-Daten nach Gl. (5-17) erfordert wegen seines linearen Zusammenhangs verglichen dazu nur Bruchteile des konventionellen Zyklus.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{x}_{SE,konv.} \\ \mathbf{z}_{PMU} \end{bmatrix} = \mathbf{H}\mathbf{x} + \begin{bmatrix} \mathbf{v}_{SE,konv.} \\ \mathbf{v}_{PMU} \end{bmatrix} \quad (5-17)$$

Nichtsdestotrotz bietet sich der 1-stufige Algorithmus für die Anwendung im Verteilnetz besser an. Der wohl wichtigste Grund dafür ist die ohnehin geringe Redundanz der Messwerterfassung im Verteilnetz. Würde man für den ersten Schritt exklusiv auf die konventionellen Messungen zurückgreifen, käme es unter Umständen schneller zu einer spärlichen Besetzung der Gainmatrix [9] [83] und folglich zu falschen bzw. keinen Ausgabewerten der konventionellen State Estimation. Durch die zusammengefasste Verwendung von konventionellen mit synchronen Messdaten wird die Redundanz von vornherein höher ausfallen. Damit kann der Fehler der Gesamtlösung geringer werden.

$$\begin{bmatrix} \mathbf{z}_{konv.} \\ \mathbf{z}_{PMU} \end{bmatrix} = \mathbf{h}(\mathbf{x})_{\text{hybrid}} + \begin{bmatrix} \mathbf{v}_{konv.} \\ \mathbf{v}_{PMU} \end{bmatrix} \quad (5-18)$$

Das mathematische Gleichungssystem lässt sich analog zum Ansatz der herkömmlichen State Estimation nach Abschnitt 5.2.1 lösen.

### 5.3 WICHTUNGSBELEGUNG

#### 5.3.1 Konventionelle Messungen

Eine wesentliche Prämisse der konventionellen State Estimation ist die fehlende Kenntnis der Elemente des Messfehlervektors  $\mathbf{v}$ . Eine Abschätzung ist lediglich über statistische Kenngrößen möglich, da wegen der mangelhaften Synchronisierung dynamische Einflüsse eine konkrete Quantisierung des Fehlers nicht ermöglichen. Zur Durchführung des vorgestellten Näherungsverfahrens ist es jedoch zweckmäßig, die einzelnen Messungen entsprechend ihrer individuellen Genauigkeit zu wichten. Unter der Annahme, dass die erfassten Messwerte zeitlich normalverteilt um den korrekten Wert  $\mu$  liegen, kann folglich die Standardabweichung  $\sigma$  als Indikator für die Genauigkeit herangezogen werden. Übliche Werte der verschiedenen Messtypen sind in Tabelle 5.1 zusammengefasst.

**Tabelle 5.1: Standardabweichung konventioneller Messungen nach [11] [84] [25]**

Art der Messung	Min. Standardabweichung	Max. Standardabweichung
	$\sigma_{\min}$	$\sigma_{\max}$
Spannung	0,008 pu	0,02 pu
Wirk- und Blindleistung	0,008 pu	0,02 pu

In der Praxis erfolgt eine permanente Aktualisierung der Standardabweichungen, indem die Messwerte nachträglich mit den Lastflussgrößen auf Basis des errechneten Zustandsvektors abgeglichen werden.

### 5.3.2 Synchrone Zeigermessungen

Obwohl analog zum konventionellen Ansatz eine statistische Abschätzung der Genauigkeit zeigerbasierter Messungen anwendbar wäre, können deren Wichtungen aufgrund ihrer synchronen Erfassung unmittelbar über die angegebene Genauigkeit des Messgerätes und unter Berücksichtigung weiterer einflussnehmender Größen nach Abschnitt 2.3 festgelegt werden. Als mögliche Indikatoren kommen entweder separate Fehlerangaben für Amplitude/Effektivwert und Winkel nach dem jeweiligen Datenblatt in Frage oder aber die kumulierte Angabe in Form des TVE.

**Tabelle 5.2: Abweichung zeigerbasierter Messungen nach [16] [43] [30]**

Art der Messung	Min. Abweichung $\Delta_{\min}$	Max. Abweichung $\Delta_{\max}$
Amplitude (Strom/Spannung)	0,0002 pu	0,002 pu
Winkel (Strom/Spannung)	0,01 °	0,1 °

Ohne weitere Einschränkungen muss im Vergleich zum konventionellen Ansatz zunächst von einer stetigen Gleichverteilung der Messwerte innerhalb der angegebenen Toleranzgrenzen ausgegangen werden. Um diese insbesondere bei der HSE mit den konventionellen Wichtungsangaben in Einklang bringen zu können, werden sie für die weiteren Betrachtungen als Standardabweichungen angenommen. Zwar werden sie dabei abgeschwächt behandelt, da statistisch nur 68,3 % der Messwerte innerhalb des Toleranzbereiches (Erwartungswert  $\mu$  plus/minus der Standardabweichung  $\sigma$ ) vermutet werden, allerdings können so unberücksichtigte Fehlereinflüsse mit abgedeckt werden.

In einem weiteren Schritt müssen die Standardabweichungen für Amplitude und Winkel nun in kartesische Koordinaten nach Real- und Imaginärteil transformiert werden. Hierbei kommt es gemäß Gl. (5-19) und Gl. (5-20) zur Anwendung der Fehlerfortpflanzungstheorie.

$$\sigma_{\Re} = |\cos \phi_{\text{mess}}| \cdot \sigma_X + |X_{\text{mess}} \sin \phi_{\text{mess}}| \cdot \sigma_{\phi} \quad (5-19)$$

$$\sigma_{\Im} = |\sin \phi_{\text{mess}}| \cdot \sigma_X + |X_{\text{mess}} \cos \phi_{\text{mess}}| \cdot \sigma_{\phi} \quad (5-20)$$

mit  $\sigma_{\Re}$  - Standardabweichung des Realteils  
 $\sigma_{\Im}$  - Standardabweichung des Imaginärteils  
 $X_{\text{mess}}$  - Gemessener Zeigerbetrag  
 $\phi_{\text{mess}}$  - Gemessener Zeigerwinkel  
 $\sigma_X$  - Standardabweichung des Zeigerbetrags  
 $\sigma_{\phi}$  - Standardabweichung des Zeigerwinkels

#### 5.4 ERKENNUNG FEHLERHAFTER MESSWERTE

Unter der Voraussetzung einer ausreichend hohen Anzahl an Messwerten (Redundanz) ist es möglich vereinzelte Ausreißer als fehlerhafte Werte zu identifizieren und anschließend aus dem vorhandenen Datensatz zu entfernen. Damit kann der hervorgerufene Fehlereinfluss beseitigt werden und der Netzzustand mit den bereinigten Eingangsdaten erneut berechnet werden.

Als Basis für die Qualifikation eines Messwertes  $z_i$  als „stark fehlerbehaftet“ (engl.: *bad data*) dient die residuale Abweichung vom Referenzwert des ermittelten Zustandsvektors  $h_i(\hat{\boldsymbol{x}})$ .

$$r_i = z_i - h_i(\hat{\boldsymbol{x}}) \quad (5-21)$$

mit  $r_i$  - residuale Abweichung der  $i$ -ten Messgröße

Mit Hilfe der mathematischen Zusammenhänge einer Normalverteilung kann eine Aussage darüber getroffen werden, ob die statistischen Eigenschaften der Residuen einer Normalverteilung entsprechen. In [78] wird diesbezüglich der  $J(\hat{\boldsymbol{x}})$ -Test beschrieben, auf den an dieser Stelle nicht näher eingegangen werden soll. Liefert dieser Test jedoch Hinweise auf schlechte Messwerte, kann mit Hilfe der geordneten normierten Residuen nach Gl. (5-22) der fehlerhafte Messwert identifiziert werden.

$$\boldsymbol{r}_{\text{norm.}} = \sqrt{(\text{diag}(\boldsymbol{WR}))^{-1}} \cdot \boldsymbol{r} \quad (5-22)$$

mit  $\boldsymbol{W}$  - Residuen-Sensitivitätsmatrix

$$\boldsymbol{W} = \boldsymbol{I} - \boldsymbol{H}(\boldsymbol{H}^T \boldsymbol{R}^{-1} \boldsymbol{H})^{-1} \boldsymbol{H}^T \boldsymbol{R}^{-1} \quad (5-23)$$

$\boldsymbol{I}$  beschreibt dabei die Einheitsmatrix.

Hohe Werte innerhalb des normierten Residuenvektors  $\boldsymbol{r}_{\text{norm.}}$  weisen auf große Fehler hin und sollten aus dem aktuellen Messvektor entfernt werden. Über mehrere Datensätze gemittelt können die Residuen so auch zur Anpassung von Wichtungen für Elemente des Messvektors herangezogen werden.

#### 5.5 BEWERTUNG DES NETZZUSTANDES

##### *Ableitung aus dem Zustandsvektor*

Der resultierende Netzzustandsvektor aus Gl. (5-1) lässt unmittelbar Rückschlüsse auf die Einhaltung der zulässigen Spannungsbänder ( $\pm 10\%$ ) zu. Ferner können mit Hilfe der ermittelten komplexwertigen Spannungen aller Netzknoten die Betriebsmittelauslastungen berechnet werden. Diesbezüglich sind vor allem die Ströme über den Leitungen sowie die

abgehenden Wirk- und Blindleistungen an den Knoten von Bedeutung – letztere vor allem im Hinblick auf die Beanspruchung der Transformatoren in den Umspannwerken.

Die Formel zur Berechnung der komplexwertigen Abgangsscheinleistung an den Knoten  $i$  zeigt Gl. (5-24).

$$\underline{S}_i = \underline{u}_i \cdot \left( \sum_{j=1}^{n_K} \underline{y}_{ij} \cdot \underline{u}_j \right)^* \quad (5-24)$$

Wie auch bereits bei den Messfunktionen wird zur Berechnung des Leitungsstromes das  $\pi$ -Ersatzschaltbild nach Abbildung 5.3 zugrunde gelegt.

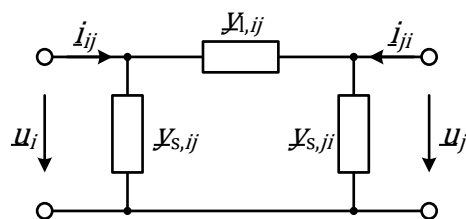


Abbildung 5.3:  $\pi$ -Ersatzschaltbild

Die mathematischen Beziehungen der Ströme und Spannungen verdeutlicht Gl. (5-25).

$$\begin{bmatrix} \underline{i}_{ij} \\ \underline{i}_{ji} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{y}_{l,ij} + \underline{y}_{s,ij} & -\underline{y}_{l,ij} \\ -\underline{y}_{l,ij} & \underline{y}_{l,ij} + \underline{y}_{s,ji} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{u}_i \\ \underline{u}_j \end{bmatrix} \quad (5-25)$$

mit  $\underline{y}_{l,ij}$  - Längsadmittanz (engl.: *line*)  
 $\underline{y}_{s,ij}$  - Queradmittanz (engl.: *shunt*)

Indem der resultierende Strom auf den jeweils zulässigen thermischen Grenzstrom der Leitung bezogen wird, kann die prozentuale Auslastung berechnet werden. Unter Beachtung des (n-1)-Kriteriums liegt in der Praxis eine allgemeine Gefährdung der Netzsicherheit bei einer Überschreitung von 60 % des zulässigen Stromes vor [85]. Dieser Erfahrungswert berücksichtigt Parameter- und Messungenauigkeiten und beruht auf der Annahme, dass ein Belastungszustand oberhalb von 50 % nur zeitlich begrenzt auftritt.

### Alternative Zustandsgrößen

Die vorgeschlagene Methodik zur Bewertung des Netzzustandes leitet die beschriebenen Größen aus dem ermittelten Zustandsvektor ab. Alternativ können diese Werte auch direkt als Zustandsgröße in das Gleichungssystem integriert werden [86]. Die sogenannte strombasierte Netzzustandsabschätzung (engl.: *branch-current-based state estimation*) verfährt beispielhaft nach dieser Methodik.

Der darin definierte Zustandsvektor setzt sich aus den Real- und Imaginärteilen der Leitungsströme zusammen. In [87] wurde darauf aufbauend gezeigt, dass eine Modellerweiterung um die komplexwertige Spannung des Bezugsknotens die gewonnenen Informationen über das Spannungsprofil positiv beeinflussen. In jedem Fall ist eine Anpassung der Messfunktionen notwendig.

Der zugehörige Zustandsvektor ist in Gl. (5-26) zu sehen.

$$\mathbf{x}_{\mathbf{CB}}^T = [e_{\text{Slack}} \quad f_{\text{Slack}} \quad a_1 \quad \cdots \quad a_{n_L} \quad c_1 \quad \cdots \quad c_{n_L}] \quad (5-26)$$

Der Nutzen dieser Art der Zustandsabschätzung ergibt sich insbesondere bei einer hohen Anzahl an PMU-Strommessungen im betrachteten Netzgebiet. Diese können dann schneller und unter Umständen genauer in die Zustandsgrößen überführt werden. In [88] ist dieser Zusammenhang bereits anhand von Simulationen nachgewiesen worden.

## 6 IMPLEMENTIERUNG UND SIMULATIVE UNTERSUCHUNG

### 6.1 ZIEL UND METHODIK

In den nachfolgenden Analysen soll simulativ bestimmt werden, welches der drei vorgestellten Verfahren zur Netzzustandsabschätzung für eine Anwendung im 110-kV-Verteilnetz geeignet ist. Bereits jetzt kann festgehalten werden, dass die ausgewiesene Charakteristik eines typischen Verteilnetzes (der Mittelspannungsebene) nach Abschnitt 2.3 nicht vollständig auf die hier betrachtete 110-kV-Ebene zutrifft. Ferner sind jedoch typische Eigenschaften des Übertragungsnetzes (220/400 kV) ebenfalls nicht mit dem individuellen Verhalten dieser Netzebene zu vereinen. Damit nimmt das 110-kV-Verteilnetz eine besondere Rolle im elektrischen Verbund des Energieversorgungssystems ein, wodurch nachfolgende Untersuchungen sowohl Aufschlüsse für niedrigere als auch höhere Spannungsebenen liefern können.

Im Fokus der simulativen Tests stehen verschiedene Messkonfigurationen, bei denen zum einen die Genauigkeit und zum anderen der Umfang der genutzten Messgeräte (zeigerbasiert und konventionell) variiert werden. In einem ähnlichen Ansatz sind diesbezüglich bereits Untersuchungen vorgenommen worden. Muscas [89] schränkt die Analysen dabei auf das Spannungsprofil ein und Zanni [90] fokussiert sich ausschließlich auf die lineare Zustandsabschätzung. Beide Ansätze gehen außerdem von einem grundsätzlich höheren Überwachungsgrad aus. Vor dem Hintergrund einer spärlicheren Messinfrastruktur als in der Übertragungsebene sollen innerhalb der folgenden Untersuchungen hingegen Optionen für eine zukünftige messtechnische Ausstattung des Verteilnetzes abgeleitet werden. Darauf aufbauend können Verteilnetzbetreiber anschließend die im Allgemeinen höheren Investitionen zeigerbasierter Messgeräte mit dem gesteigerten betrieblichen Nutzen und der höheren Genauigkeit bei der Netzzustandserfassung abwägen.

Die Ergebnisse sollen es anschließend ermöglichen, dass u. a. die folgenden Fragestellungen beantwortet werden können:

1. Ist die allgemeine Genauigkeit von zeigerbasierten Messungen für die Anwendung im 110-kV-Verteilnetz ausreichend?
2. Können mit ihrer Hilfe die Genauigkeit der Netzzustandsgrößen und weiterer Kennwerte verbessert werden?
3. Wie müsste die messtechnische Ausstattung des Netzes aussehen, um eine gewünschte Qualität der Ausgangswerte zu gewährleisten?

4. Ist es zweckmäßig, weitere konventionelle (und damit i. d. R. ungenauere) Messwerte in den Datensatz aufzunehmen, wenn der Netzzustand bereits auf Basis exklusiver PMU-Nutzung rekonstruierbar ist?

Abbildung 6.1 stellt das dazu abgeleitete methodische Vorgehen dar.

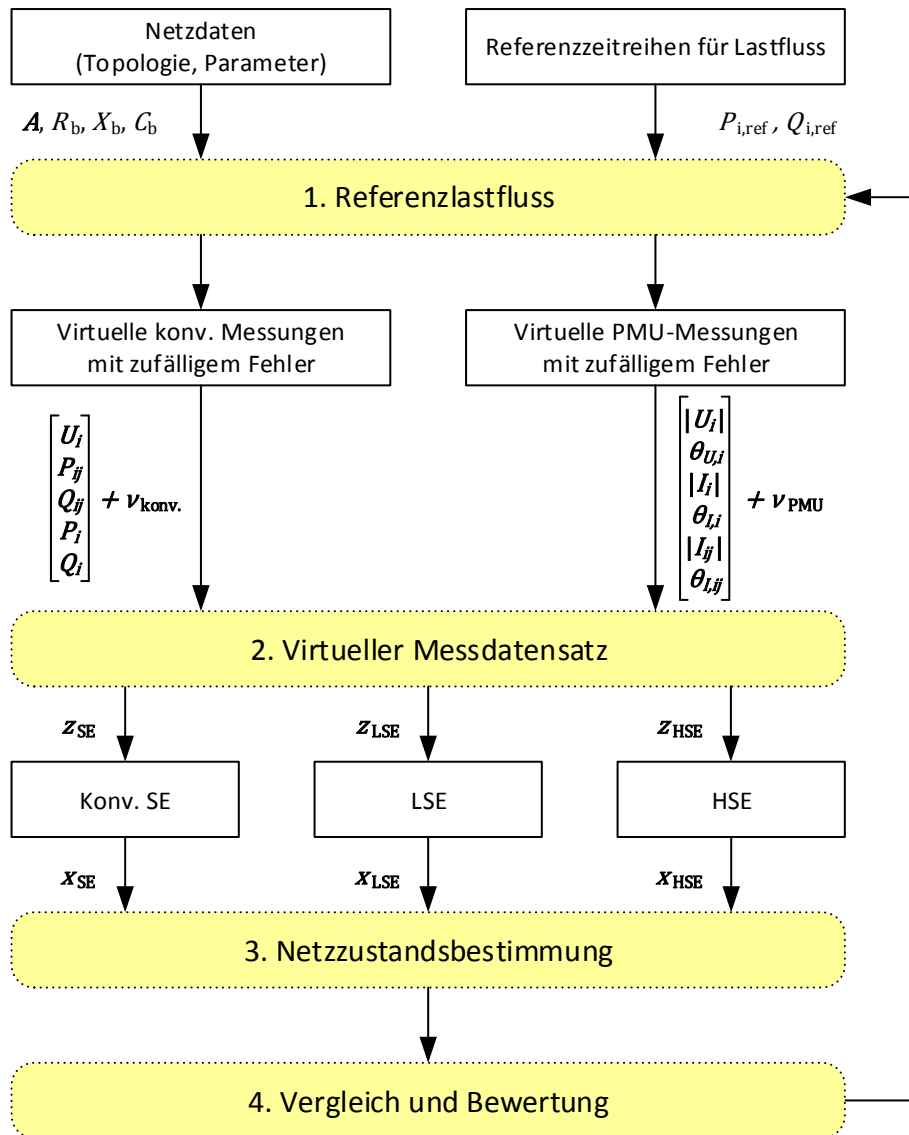


Abbildung 6.1: Methodisches Vorgehen

Das dargestellte Konzept sieht vier Arbeitsschritte vor, auf die im Folgenden noch genauer eingegangen werden soll. Sie müssen für jedes Netzabbild, d. h. für jeden Datensatz bzw. für jeden Zeitschritt, wiederholt ausgeführt werden.

### 1. Referenzlastfluss

Als Basis für die Untersuchungen dient zunächst ein Referenzlastfluss, anhand dessen die korrekten Referenzwerte für die komplexwertigen Knotenspannungen, die Wirk- und



Blindleistungsabgänge an den Stationen sowie die vorherrschenden Strombelastungen auf den Leitungen ermittelt werden können. Dieser wird in jedem Datensatz bzw. jedem Zeitschritt neu berechnet. Die dafür notwendigen Eingangsdaten umfassen zum einen netzbezogene Informationen, darunter die Topologie des Netzes in Form der Adjazenzmatrix  $A$  sowie die einzelnen Leitungsbeläge, und zum anderen die Referenzzeitreihen für Wirk- und Blindleistungen an den Stationen. Letztere sind je nach zugrundeliegendem Netz auf verschiedene Weisen bereitgestellt worden – entweder durch zufällige Vergabe oder durch messtechnische Rekonstruktion.

## **2. Virtueller Messdatensatz**

Der virtuelle Messdatensatz kann für jeden Messtyp individuell aus dem jeweiligen Referenzlastfluss extrahiert werden. Durch die Verfälschung des korrekten Wertes mit einem synthetischen Fehler ist später die Genauigkeit der verschiedenen Verfahren und Messtypen analysierbar. Wie hoch die jeweilige Abweichung ist, ergibt sich aus der hinterlegten Genauigkeit des jeweiligen Messtyps in Abhängigkeit vom Szenario. Die Messgröße wird dabei durch Addition des korrekten Wertes mit normierten Zufallszahlen im Toleranzbereich gebildet. Für die hybride Zustandsabschätzung werden die bereits verfügbaren Eingangsdaten der konventionellen SE und der LSE wiederverwendet. Eine Neuberechnung von zufälligen Abweichungen findet zu Vergleichszwecken nicht statt.

## **3. Netzzustandsabschätzung**

Im wichtigsten Schritt der Prozedur werden drei Unterfunktionen zur konventionellen, linearen und hybriden Zustandsabschätzung sequenziell initialisiert. Bei dem zumeist iterativen Prozess bedient sich die Applikation der hinterlegten Gleichungen aus Kapitel 5 sowie der Messfunktionen aus dem Anhang (Abschnitt 0 und 0). Die jeweils bereitgestellten Messvektoren variieren dabei je nach Szenario. Ihre Wichtungselemente werden jedoch adaptiv anhand des hinterlegten virtuellen Messdatensatzes definiert.

Alle der Netzzustandsabschätzung zugrunde gelegten Berechnungen basieren auf dem kartesischen Koordinatensystem entsprechend der Gauß'schen Zahlenebene (Real- und Imaginärteil). Ausschlaggebend für diese Festlegung ist die hohe Geschwindigkeit, mit der MATLAB komplexwertige Größen verarbeiten kann. Außerdem ist es bei der Nutzung von Polarkoordinaten demgegenüber möglich, dass die partiellen Ableitungen der Jakobi'schen Matrix der Messfunktion mathematisch unbestimmt sind. Werden beispielsweise die Queradmittanzen des  $\pi$ -Ersatzschaltbildes vernachlässigt, kommt es hier zur Division durch Null.

#### 4. Vergleich und Bewertung

Die ermittelten Spannungsamplituden und -winkel weisen zum einen durch die synthetische Fehlerbelegung und zum anderen auch durch das mathematische Näherungsverfahren selbst Abweichungen gegenüber den Referenzgrößen auf. Um diese quantifizierte Unsicherheit in geeigneter Art und Weise für die spätere Auswertung aller Datensätze weiterverarbeiten zu können, bietet sich die jeweilige Mittelwertbildung aller absoluten Abweichungen eines Zeitschritts als eine mögliche Lösung an. Obwohl es sich dabei um eine klassische Mittelwertbildung handelt, wird mit dem Zweck einer mathematischen Vereinfachung die Variable  $\xi$  eingeführt. Ihr Indizes gibt die jeweils gemittelte Größe an.

- Mittlere absolute Abweichung der Spannungsamplitude  $\xi_{|u|}$

$$\xi_{|u|} = \frac{1}{n_K} \sum_{i=1}^{n_K} \left| |u_{i,SE}| - |u_{i,ref}| \right| \quad (6-1)$$

- Mittlere absolute Abweichung des Spannungswinkels  $\xi_{\theta}$

$$\xi_{\theta} = \frac{1}{n_K} \sum_{i=1}^{n_K} \left| \theta_{i,SE} - \theta_{i,ref} \right| \quad (6-2)$$

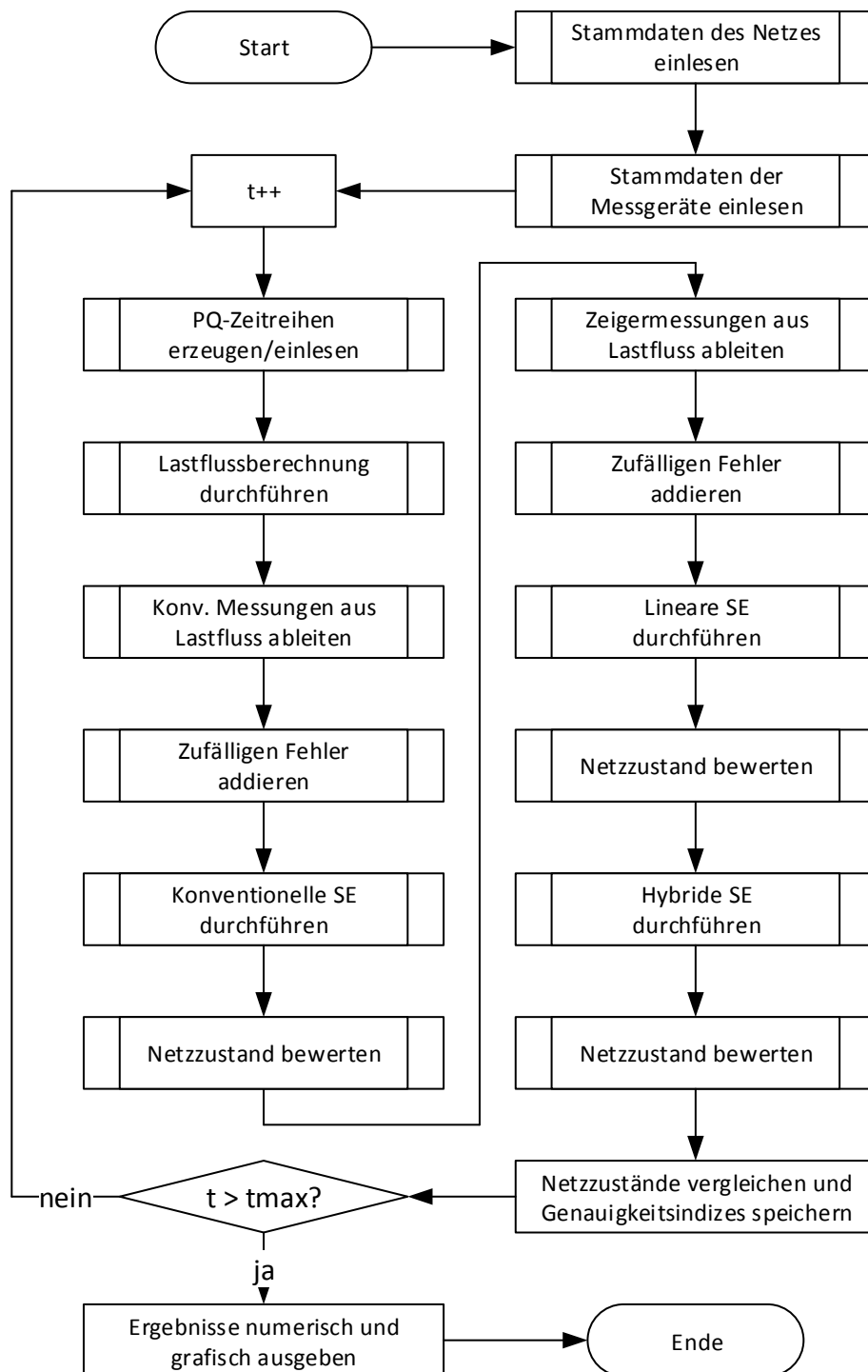
Die mittleren absoluten Abweichungen der konsekutiv berechneten Wirk- und Blindleistungen an den Netzknoten werden in Form von  $\xi_p$  und  $\xi_q$  analog berechnet. Im Gegensatz dazu wird jedoch die mittlere Abweichung des berechneten Leitungsstromes  $\xi_I$  anstatt über die Knotenanzahl  $n_K$  über die Anzahl der Leitungen  $n_L$  gemittelt.

$$\xi_I = \frac{1}{n_L} \sum_{l=1}^{n_L} \left| I_{l,SE} - I_{l,ref} \right| \quad (6-3)$$

Nach dem Durchlaufen aller Datensätze bzw. aller Zeitschritte gemäß des in Abbildung 6.1 gezeigten Schemas werden die gesammelten gemittelten Abweichungen  $\xi$  in Form einer Verteilungsfunktion und ihrer zugeordneten Auftrittswahrscheinlichkeit dargestellt und analysiert. Abhängig von der offenbaren Charakteristik der Verteilung ist es anschließend möglich, entsprechende Funktionen zu deren Näherung aufzustellen und die Funktionsparameter zu identifizieren. Unabhängig davon liefert vorab eine Mittelwertbildung über alle  $\xi$  erste Aufschlüsse über den auftretenden Erwartungswert und die damit zugeordnete Genauigkeit des entsprechenden Verfahrens.

Im Rahmen dieser Dissertation wurde zur Umsetzung der vorgestellten Schritte eine MATLAB-Applikation entwickelt, welche die drei Verfahren der Zustandsabschätzung rechentechnisch umsetzt. Sie beinhaltet alle zu diesem Zweck notwendigen Hilfsfunktionen,

darunter das Einlesen der Eingangswerte, die Messdatenaufbereitung sowie die Bewertung und grafische Ausgabe der Ergebnisse. Der zugehörige Programmablaufplan ist in Abbildung 6.2 dargestellt.



**Abbildung 6.2: Programmablaufplan zur vergleichenden Netzzustandsabschätzung**

Die Variable  $t$  verweist dabei auf die Zeitschritte.

## 6.2 SIMULATIONSSZENARIEN

Viele wissenschaftliche Veröffentlichungen haben bereits den Nachweis erbracht, dass der vereinzelt bzw. ergänzende Einsatz von Phasor Measurement Units das Ergebnis der konventionellen Verteilnetzzustandsabschätzung verbessert [91] [92]. Im Fokus der nachfolgenden Untersuchungen soll nun jedoch die vollständige Erfassung des elektrischen Systems mittels zeigerbasierter Messungen im Vergleich zu konventionellen Verfahren untersucht werden. Dazu müssen bereits bei der Wahl der Messkonfigurationen bestimmte Bedingungen erfüllt sein:

1. Entsprechend des in Gl. (5-3) formulierten Redundanzkriterium für die konventionelle Zustandsabschätzung müssen mindestens so viele Messwerte akquiriert werden, wie es Zustandsgrößen zu erfassen gilt.
2. Zur Anwendung der linearen Zustandsabschätzung muss eine vollständige Erfassung des elektrischen Systems bereits auf Basis exklusiver PMU-Nutzung möglich sein. Dazu ist eine mindestens 1-fache Erfassung jedes Netzknotens entweder direkt via Spannungsmessung, indirekt via Strommessung oder auf alternativem Weg (z. B. durch lineare Interpolationsverfahren) erforderlich.

Um diesen Anforderungen gerecht zu werden, sind drei zu untersuchende Szenarien aufgestellt worden. Tabelle 6.1 zeigt die jeweils hinterlegten Messkonfigurationen.

**Tabelle 6.1: Beschreibung der Simulationsszenarien**

Szenario	Konventionelle Messgeräte	PMU	OLA-Index
1	Minimal (keine Redundanz)	Minimal (keine Redundanz)	4
2	Komplettausstattung (mindestens einfach redundant)	Minimal (keine Redundanz)	4
3	Komplettausstattung (mindestens einfach redundant)	Einfach redundant	5

Durch die Festlegung dieser Szenarien können die vorab definierten Anforderungen erfüllt werden. Gleichzeitig ist ein sehr guter Vergleich bezogen auf das reale System im 110-kV-Verteilnetz möglich.

- **Szenario 1** definiert einen **spärlichen Überwachungsgrad** auf Basis asynchroner Messgeräte, bei der mittels minimalem Einsatz messtechnischer Informationen der Netzzustand zwar rekonstruiert werden kann, der Redundanzwert der Messungen jedoch nicht viel größer als 1 ist. Gleiches gilt analog bei der Konfiguration

zeigerbasierter PMU. Die verfügbaren Messgeräte entsprechen einem OLA-Index von 4.

- Das **Szenario 2** hingegen eignet sich besonders gut, um die hohe Genauigkeit von PMU im Vergleich zu einem elektrischen Netz mit **vollausgestattetem (redundantem) SCADA-Überwachungssystem** zu untersuchen. Es liefert damit für den Netzbetreiber eine Aussage darüber, ob der Einsatz von PMU im Vergleich zur etablierten Variante von Vorteil ist.
- Als letztes soll **Szenario 3** noch einmal den Fall eines **intensiven PMU-Roll-Outs** analysieren, wobei jede Knotenspannung durch zwei PMU direkt oder indirekt bestimmbar ist (OLA-Index 5). Es wird parallel davon ausgegangen, dass das elektrische Netz bereits komplett und mindestens 1-fach redundant durch das bestehende SCADA-Messsystem erfasst wird.

Da die Qualität des erfassten Systemzustandes außer durch die verwendete Messkonfiguration (Anzahl und Platzierung) zusätzlich durch die individuelle Genauigkeit der eingesetzten Messgeräte beeinflusst wird, soll diese jeweils in Form von Unterszenarien A, B und C bei den Simulationen variiert werden. Die Rahmenbedingungen der Unterszenarien sind im Folgenden beschrieben.

#### **A – Referenz**

Als Referenz für die weiteren Untersuchungen wurden jeweils die maximalen Ungenauigkeiten sowohl bei konventionellen (nach Tabelle 5.1) als auch bei zeigerbasierten Messungen (nach Tabelle 5.2) angenommen. Diese sind auch bei theoretischen Untersuchungen in einer Vielzahl wissenschaftlicher Veröffentlichungen verwendet worden.

#### **B – Erhöhte Genauigkeit konventioneller Messungen**

Um zukünftige Entwicklungen bei der Genauigkeit konventioneller Messgeräte zu berücksichtigen, wurden im Unterszenario B die Abweichungen der asynchron aufgenommenen Werte mit einem kleineren Fehler belegt. Die angenommene Standardabweichung für Spannungseffektivwerte sowie Wirk- und Blindleistungen ist dabei von 0,02 pu auf 0,008 pu verringert worden (siehe Tabelle 5.1).

#### **C – Erhöhte Genauigkeit von PMU-Messungen**

Ausgehend vom Referenzszenario wurde im Unterszenario C die Genauigkeit von zeigerbasierten Messwerten gemäß Tabelle 5.2 um den Faktor 10 erhöht. Diese technische Anforderung kann bereits heute durch industriell verfügbare PMU [43] und geeignete Wandlersysteme (siehe Abschnitt 2.5) erfüllt werden. Die nach Unterszenario A und B

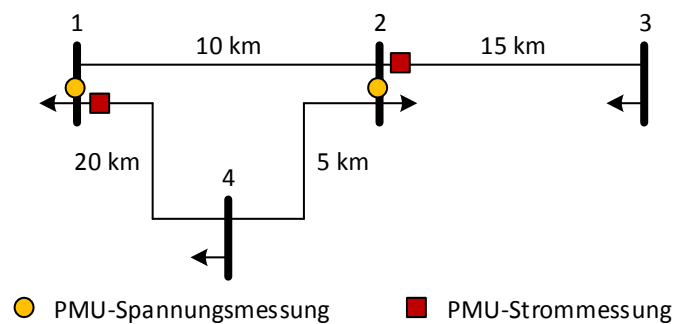
angenommene Genauigkeit orientiert sich primär am PMU-Standard C37.118 [16], der diesbezüglich nur eine Minimalanforderung definiert.

Je betrachtetem Netz können so drei Szenarien mit jeweils drei Unterszenarien simuliert werden. Aufgrund der beschriebenen Bedeutung von Szenario 1 und 2 stehen diese jedoch in einem besonderen Fokus für die nachfolgenden Analysen.

## 6.3 ERGEBNISSE

### 6.3.1 4-Knoten-Beispielnetz

Für erste Analysen zum Nachweis der Funktionsweise und der Plausibilität wurde das nachfolgende 4-Knoten-Beispielnetz in Abbildung 6.3 herangezogen.



**Abbildung 6.3: 4-Knoten-Testnetz mit PMU-Konfiguration nach Szenario 1 und 2**

Es soll anschaulich die typische Charakteristik eines 110-kV-Verteilnetzausschnittes nachbilden. Sowohl thermische Belastbarkeit als auch die Leitungslängen und -beläge sind in einem real existierenden Netz nachempfunden. Letztere zeigt Tabelle 6.2.

**Tabelle 6.2: Parameter des 4-Knoten-Testnetzes**

$R_b$ in $\Omega/\text{km}$	$X_b$ in $\Omega/\text{km}$	$C_b$ in $\text{nF}/\text{km}$	$I_{\text{th,max}}$ in A
0,100	0,350	10	500

Tabelle 6.3 enthält die Messkonfigurationen entsprechend der definierten Szenarien.

Tabelle 6.3: Messkonfiguration für das 4-Knoten-Testnetz

Messungen	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
$U_i$	1, 2	1, 2, 3, 4	1, 2, 3, 4
$P_{ij}$ und $Q_{ij}$	1-2, 1-4, 2-1, 2-3, 2-4	1-2, 1-4, 2-1, 2-3, 2-4, 3-2, 4-1, 4-2	1-2, 1-4, 2-1, 2-3, 2-4, 3-2, 4-1, 4-2
$P_i$ und $Q_i$	1, 2	1, 2, 3, 4	1, 2, 3, 4
$\underline{U}_i$	1, 2	1, 2	1, 2, 3, 4
$\underline{I}_{ij}$	1-4, 2-3	1-4, 2-3	1-4, 2-3, 3-2, 4-1
$\underline{I}_i$	-	-	-

Auf die virtuelle Installation von PMU-basierten Laststrommessungen  $\underline{I}_i$  am Knoten  $i$  (für alle Szenarien) wurde bei diesem Netz verzichtet, da diese zwar mathematisch verwertet werden könnten, jedoch aufgrund der indirekten Zusammenhänge zu den gesuchten Zustandsgrößen aus praktischer Sicht nicht präferiert eingesetzt werden sollten.

Zur Nachbildung von Referenzzeitreihen wurde mit jedem Zeitschritt die abgenommene Wirk- und Blindleistung an den Knoten zufällig neu vergeben. Die dazu eingerichteten Grenzwerte sind wie folgt festgelegt:

- Wirkleistung: -20 MW (Einspeisung) bis +40 MW (Bezug)
- Blindleistung: -10 Mvar (kapazitive Last) bis +20 Mvar (induktive Last)

Die Simulation ist zunächst in einen Umfang von 720 Datensätzen durchgeführt worden. Dies entspricht einer 1-stündigen Zeitreihe des Netzabbildes, das mit einer Zykluszeit von 5 Sekunden erfasst wird. Durch eine weitere Simulation mit einer höheren Anzahl an Datensätzen (3600) konnten die zuvor ermittelten Ausgangswerte numerisch bestätigt werden. Der grafischen Übersichtlichkeit wegen wird die folgende Auswertung der Simulation auf Basis des kleineren Datensatzes durchgeführt.

Abbildung 6.4 und Abbildung 6.5 zeigen mittlere Abweichungen der Knotenspannungsamplituden bzw. -winkel des 4-Knoten-Testnetzes in Abhängigkeit des jeweiligen Datensatzes, hier beispielhaft für Szenario 2B.

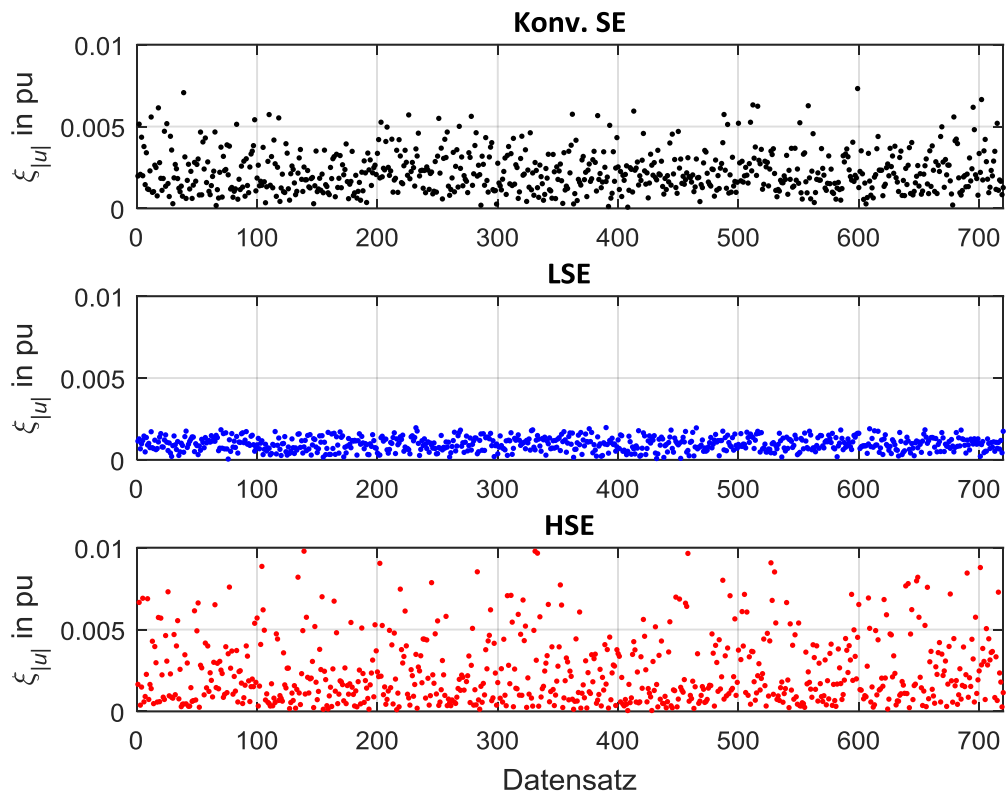


Abbildung 6.4: Mittlere Abweichung der Knotenspannungsamplitude (4-Knoten-Testnetz, Szenario 2B)

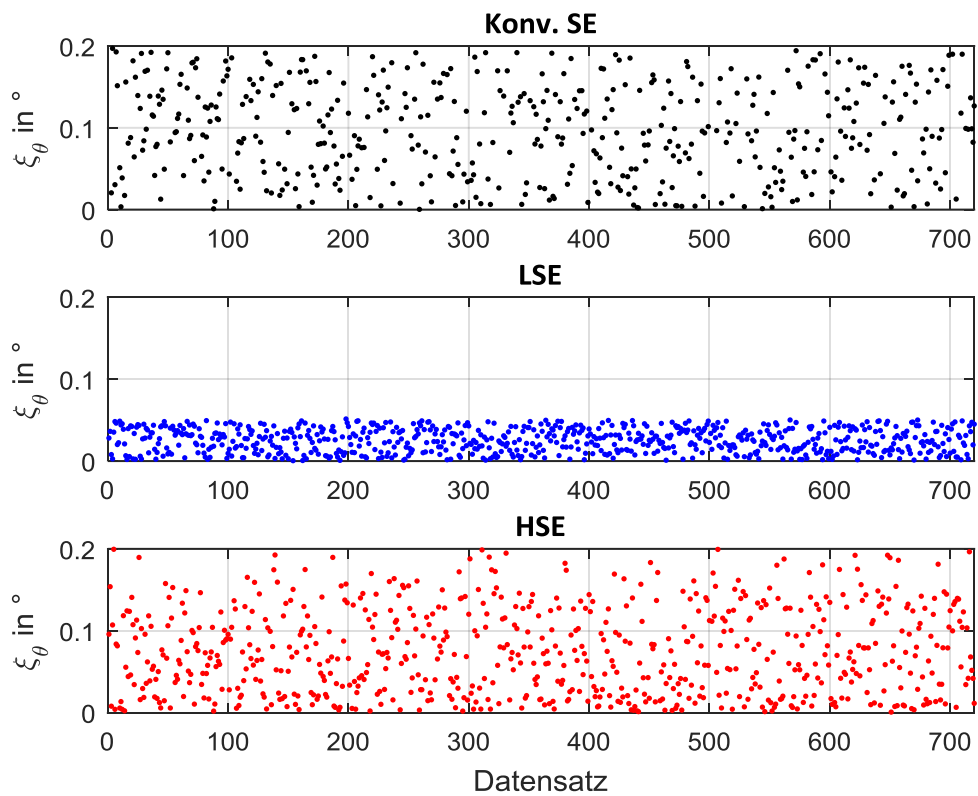


Abbildung 6.5: Mittlere Abweichung des Knotenspannungswinkels (4-Knoten-Testnetz, Szenario 2B)



Es ist zunächst zu erkennen, dass die Genauigkeit der exklusiven PMU-Nutzung bei der LSE (blau) die des konventionellen Messsystems (schwarz) übertrifft. Sowohl bei der Amplitude als auch beim Winkel der ermittelten Knotenspannungen können deutlich geringere Abweichungen verzeichnet werden. Die durchschnittlichen mittleren Abweichungen über alle Datensätze können für Szenario 2 in Tabelle 6.4 eingesehen werden. Entsprechende Tabellen für Szenario 1 und 3 finden sich im Anhang 0.

**Tabelle 6.4: Durchschnittliche mittlere Abweichung der Knotenspannungen über alle Datensätze (Szenario 2)**

Szenario	Konv. SE		LSE		HSE	
	$\overline{\xi_{ u }}$ in pu	$\overline{\xi_{ \theta }}$ in °	$\overline{\xi_{ u }}$ in pu	$\overline{\xi_{ \theta }}$ in °	$\overline{\xi_{ u }}$ in pu	$\overline{\xi_{ \theta }}$ in °
<b>2A</b>	0,0048	0,1438	0,0010	0,0248	0,0011	0,0298
<b>2B</b>	0,0022	0,1540	0,0010	0,0256	0,0025	0,0779
<b>2C</b>	0,0049	0,1464	0,0001	0,0026	0,0002	0,0097

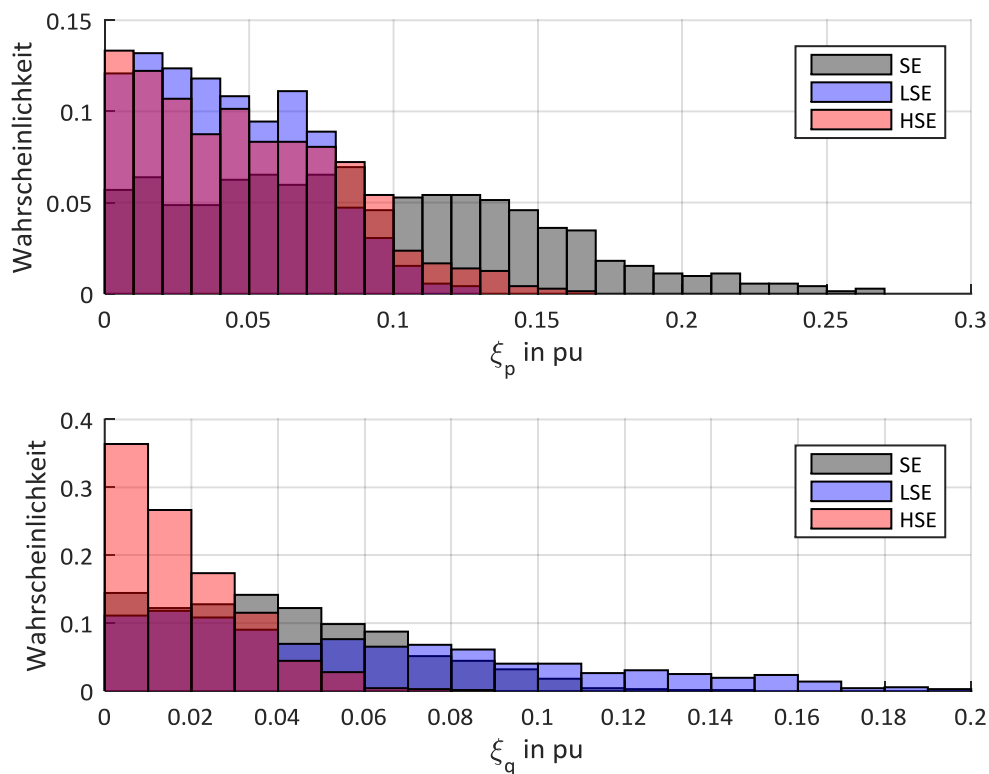
Die Ergebnisse zeigen allgemein, dass die Nutzung von PMU im 110-kV-Verteilnetz eine exakte Bestimmung des Systemzustandes ermöglichen. Für Szenario 2B ergibt sich für die LSE eine mehr als doppelt so hohe Genauigkeit bei den ermittelten Spannungsamplituden und eine zirka 6-fache Verbesserung der bestimmten Spannungswinkel im Vergleich zu den bestehenden Ansätzen.

Eine neue Erkenntnis zeigt sich bei der Genauigkeit der mittels HSE gewonnenen Ergebnisse. Sie fällt bei allen Szenarien und Unterszenarien im Vergleich zur LSE zum Teil deutlich geringer aus und das obwohl sie die hohe Präzision zeigerbasierter Messungen mit einbezieht. Basierend auf einem Vergleich mit der charakteristischen Verteilung der konventionellen Methode liegt die Vermutung nahe, dass asynchrone Messungen die Ergebnisse der HSE negativ beeinflussen können. Besonders das hohe Verhältnis konventioneller Messgeräte zu PMU stützt insbesondere im Szenario 2B diese Annahme. Um den vermeintlichen Zusammenhang zu verifizieren, wurde die Korrelation der beiden Datensätze (SE und HSE) untersucht. Hier ergab sich für das betrachtete Szenario ein Korrelationskoeffizient<sup>3</sup> von 0,1380 bei der Amplitude und eine Wert von 0,9814 beim Winkel. Vor allem Letzterer zeigt, dass ein sehr starker Zusammenhang beider Zeitreihen besteht und folglich die getroffene Annahme bestätigt werden kann. Dass sich die Abhängigkeit vorwiegend beim Spannungswinkel zeigt, begründet sich in den

<sup>3</sup> MATLAB-Befehl `corr2`

charakteristischen Zusammenhängen zwischen Wirk- und Blindleistungsflüssen und den komplexwertigen Knotenspannungen des Testnetzes.

Neben der allgemeinen Erfassung des Systemzustandes in Form der komplexen Knotenspannungen sind aus praktischer Sicht vor allem die Konsequenzen für die weiterführenden Berechnungen von Interesse. Mit Bezug auf die vorliegende Belastung von Betriebsmitteln stellen die abgehenden Wirk- und Blindleistungswerte an den Knoten sowie die Strombelastungen der Verbindungsleitungen wichtige Kriterien dar. Aus diesem Grund zeigen Abbildung 6.6 und Abbildung 6.7 noch einmal die jeweiligen Verteilungswahrscheinlichkeiten dieser Größen für die 720 Datensätze. Als Bezugsscheinleistung der per-unit-Werte sind 100 MVA gewählt worden.



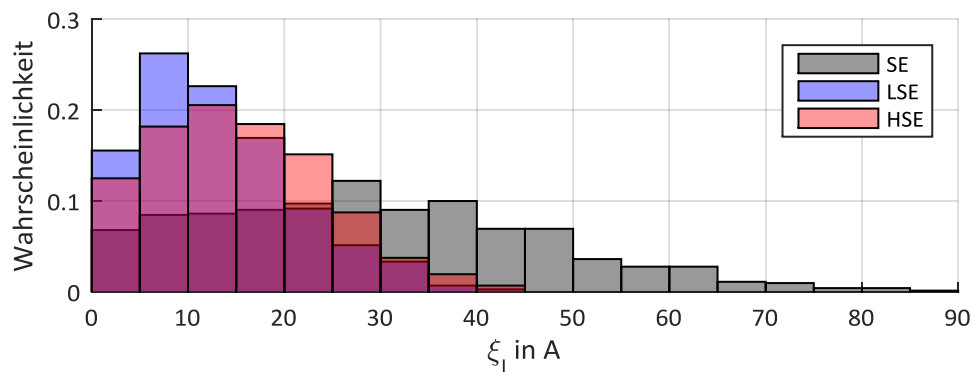
**Abbildung 6.6: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Wirk- und Blindleistungsabweichungen bei Szenario 2B**

Die Verteilung der Wirk- und Blindleistungsabweichungen offenbart, dass die HSE trotz einer vorab festgestellten höheren Unsicherheit bei den komplexwertigen Knotenspannungen ähnliche Resultate wie die LSE erzielen kann. Bei den berechneten Blindleistungen übertrifft sie sogar die mittels LSE erreichte Genauigkeit. Interessant ist weiterhin die höhere Qualität der berechneten Blindleistungswerte durch das konventionelle Verfahren im Vergleich zur LSE. Hier ist ein leicht schmaleres Streufeld zu erkennen, welches sich jedoch hauptsächlich

durch die minimalistische Struktur des gewählten Netzes begründet. Bei den weiteren Untersuchungen an anderen Netzen trat dieser Effekt nicht mehr auf.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass sich die Unsicherheiten der erfassten komplexwertigen Spannungswinkel nicht ohne Weiteres auf die gezeigten Wirk- und Blindleistungsabweichungen übertragen lassen. Hier ergeben sich durch die mathematischen Beziehungen eigene Charakteristika bei der weiteren Berechnung.

Zuletzt soll noch die Wahrscheinlichkeitsverteilung der Stromabweichungen über den Leitungen analysiert werden (siehe Abbildung 6.7).



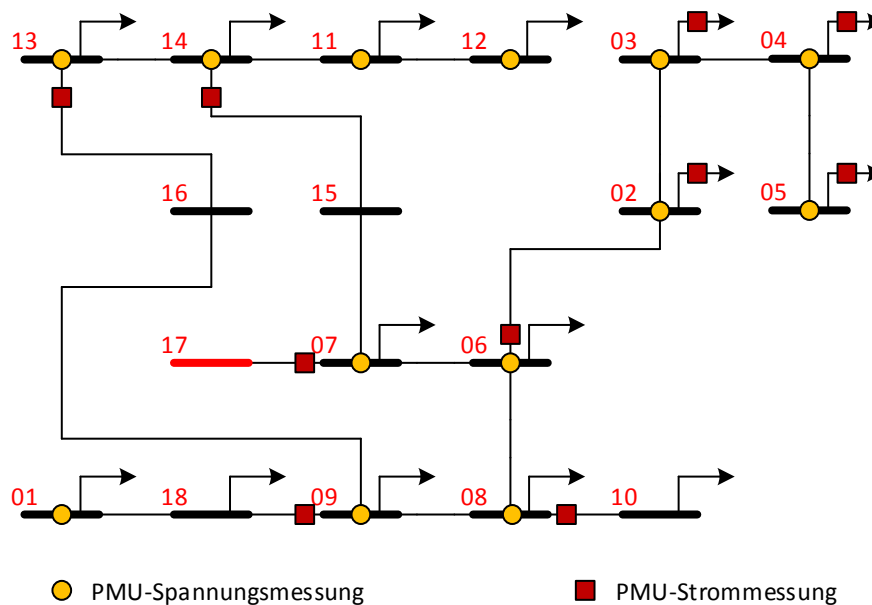
**Abbildung 6.7: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Stromabweichungen bei Szenario 2B**

Bei der Verteilung der gemittelten Stromabweichungen über den Leitungen zeigt sich wieder die höhere Qualität der zeigerbasierten Verfahren. Während unter Verwendung konventioneller Messgeräte mit durchschnittlichen Streuungen von bis zu 100 A um den korrekten Leitungsstrom gerechnet werden muss, können diese durch die Nutzung der LSE bzw. der HSE um ca. die Hälfte reduziert werden. Analog zu den vorab getätigten Betrachtungen kann wieder ein geringfügiger Vorteil der linearen gegenüber der hybrider Methode festgestellt werden.

Die beschriebenen Zusammenhänge konnten analog bei den verbliebenden Szenarien nachgewiesen werden. Die Ergebnisse dazu finden sich im Anhang (siehe Abschnitt 0).

### 6.3.2 18-Knoten-Testnetz

Zur Validierung der Ergebnisse sollen die Untersuchungen auf ein 18-Knoten-Testnetz nach Abbildung 6.8 ausgeweitet werden. Dieses ist strukturell und parametrisch einem existierenden 110-kV-Verteilnetz nachempfunden. Im Vergleich zu den vorangegangenen Betrachtungen stehen hier real abgeleitete Last- und Erzeugungszeitreihen der Knotenleistungen für einen Zeitraum von 9 Stunden zur Verfügung. Knoten 17 dient für die Untersuchungen als Bezugsknoten der Lastflussberechnungen (rot gekennzeichnet).

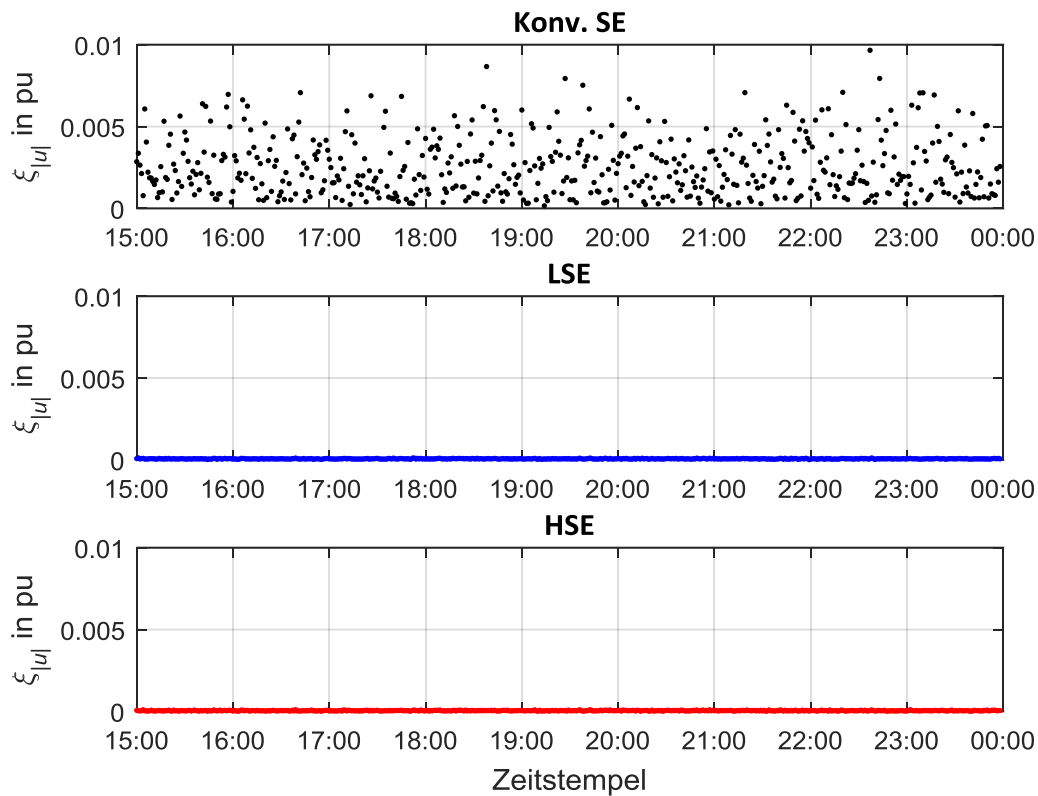


**Abbildung 6.8: 18-Knoten-Testnetz mit PMU-Konfiguration nach Szenario 1 und 2**

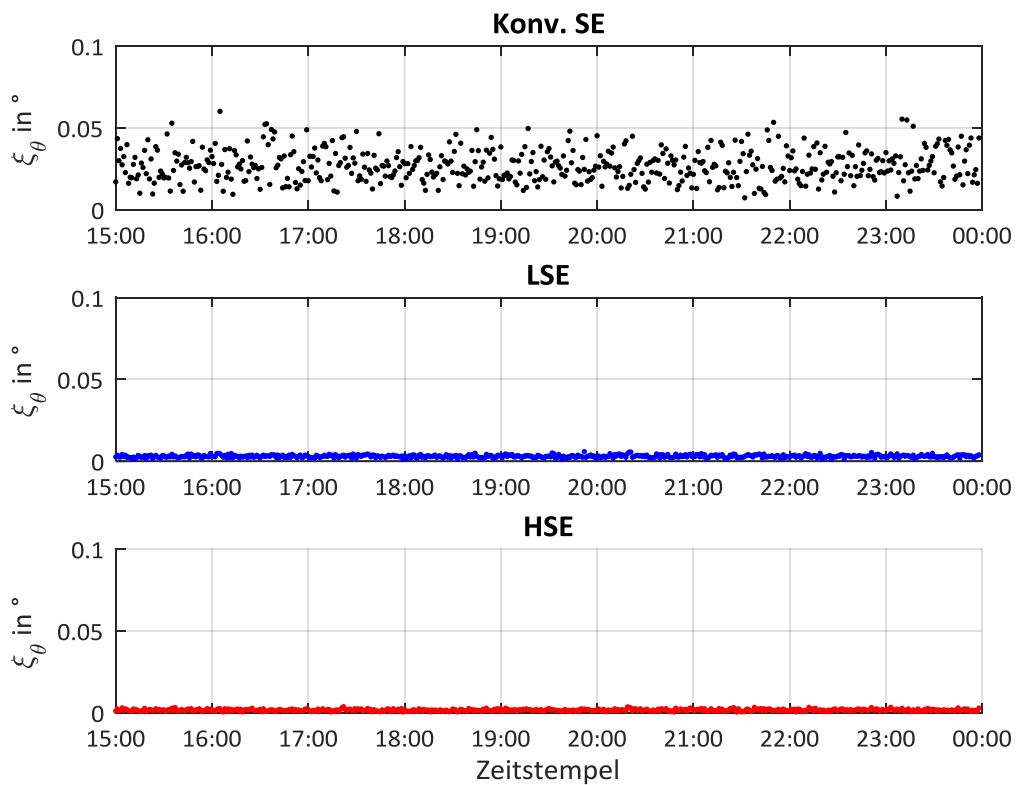
Die Vorgehensweise beim 4-Knoten-Testnetz wird analog auf dieses Netzgebiet übertragen. Zunächst werden die mittleren Abweichungen der Knotenspannungsamplituden und –winkel in Abhängigkeit des Zeitstempels dargestellt. Zur Wahrung der Übersichtlichkeit findet die Darstellung in Minutenwerten statt (540 Datensätze). Im Anschluss daran werden die Auswirkungen auf weiterführende mathematische Berechnungen und ihrer Ergebnisse analysiert. Aufgrund des praktischen Bezugs zum spärlich überwachten Verteilnetz ist Szenario 1C im Folgenden für die Darstellung der Ergebnisse ausgewählt worden. Die Ausgangsdaten der übrigen Szenarien sind tabellarisch im Anhang 0 zusammengefasst.

Abbildung 6.9 und Abbildung 6.10 zeigen die gemittelten Abweichungen je Zeitschritt. Es ist zu sehen, dass die zeigerbasierten Verfahren LSE und HSE dem konventionellen Ansatz deutlich überlegen sind und nur sehr geringe Abweichungen zulassen. Bei der Amplitude können so durchschnittliche Abweichungen von unter 0,001 pu verzeichnet werden, der Winkel weicht durchschnittlich um maximal 0,003 ° ab.

Die gezeigte Tendenz wird auch in allen Unterszenarien gemäß Tabelle 6.5 sichtbar. Selbst bei einer erhöht angenommenen Genauigkeit konventioneller Messgeräte in Szenario 1B erreichen die Ergebnisse der hybriden Zustandsbestimmung eine höhere Qualität. Diese kann durch die heutzutage verfügbaren Genauigkeitsklassen moderner PMU (Szenario 1C) auch bei exklusiver PMU-Nutzung (LSE) noch einmal deutlich verstärkt werden.



**Abbildung 6.9: Mittlere Abweichung der Knotenspannungsamplitude (18-Knoten-Testnetz, Szenario 1C)**

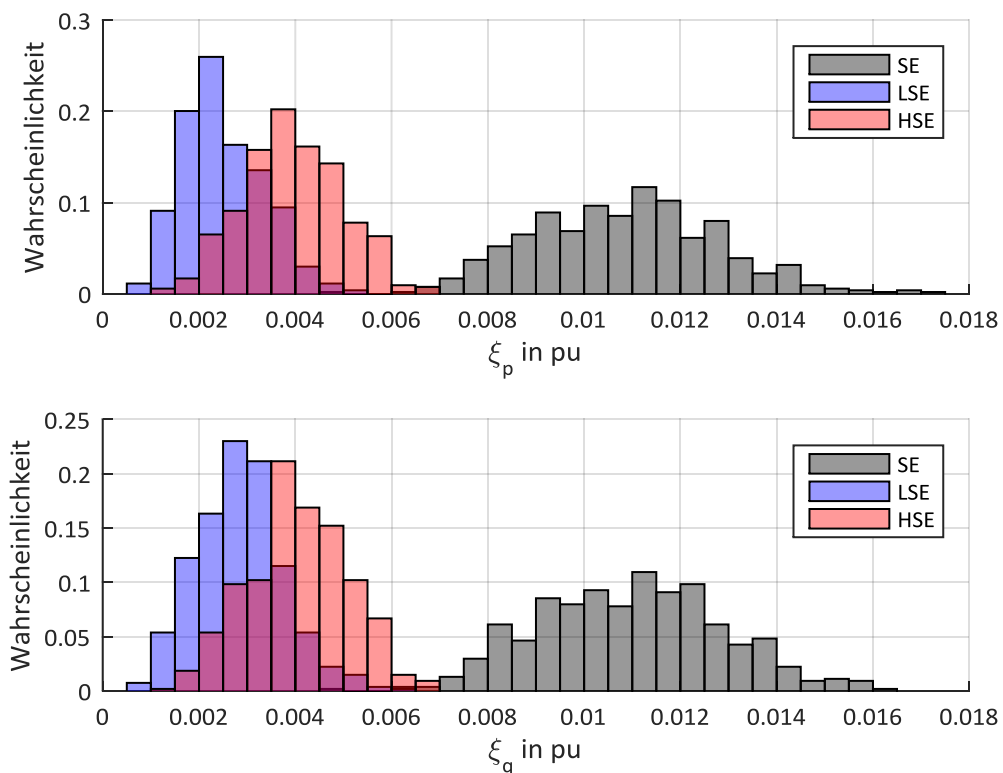


**Abbildung 6.10: Mittlere Abweichung des Knotenspannungswinkels (18-Knoten-Testnetz, Szenario 1C)**

**Tabelle 6.5: Durchschnittliche mittlere Abweichung der Knotenspannungen über alle Datensätze (Szenario 1)**

Szenario	Konv. SE		LSE		HSE	
	$\overline{\xi_{ u }}$ in pu	$\overline{\xi_{ \theta }}$ in °	$\overline{\xi_{ u }}$ in pu	$\overline{\xi_{ \theta }}$ in °	$\overline{\xi_{ u }}$ in pu	$\overline{\xi_{ \theta }}$ in °
1A	0,0027	0,0270	0,0007	0,0296	0,0003	0,0066
1B	0,0010	0,0106	0,0007	0,0288	0,0002	0,0039
1C	0,0026	0,0271	0,0001	0,0030	0,0000	0,0015

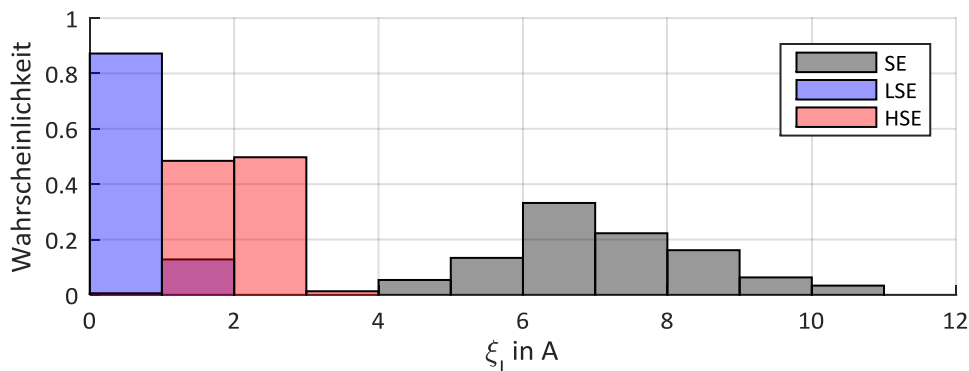
Im nächsten Schritt sollen wieder die Auswirkungen auf die zugewiesenen Wirk- und Blindleistungswerte an den Netzknoten analysiert werden. Die entsprechenden Wahrscheinlichkeitsverteilungen zeigt Abbildung 6.11.



**Abbildung 6.11: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Wirk- und Blindleistungsabweichungen bei Szenario 1C**

Sowohl bei der Zuweisung von Wirk- und Blindleistungswerten als auch bei den berechneten Leitungsströmen (siehe Abbildung 6.12) stellen sich erwartungsgemäß die Vorteile zeigerbasierter und synchroner Messwerterfassungssysteme heraus. Sie übertreffen deutlich die Genauigkeiten konventioneller Verfahren und erlauben so mittlere

Leistungsabweichungen von nur 0,4 MVA und die Bestimmung von Leitungsströmen auf wenige Ampere genau.



**Abbildung 6.12: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Stromabweichungen bei Szenario 1C**

Auch bei den Stromabweichungen zeigt sich wieder, dass die Nutzung hybrider Messwerte die Genauigkeit des Ergebnisses gegenüber exklusiver PMU-Nutzung verschlechtert. In einem zusätzlich durchgeführten Szenario, bei dem die Genauigkeit beider Typen gleichzeitig hoch angesetzt wurde, konnten diese Effekte ebenfalls beobachtet werden.

#### 6.4 BEWERTUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN

Beide Testnetze konnten jeweils durch die drei Verfahren der Netzzustandsbestimmung untersucht werden. Indem unterschiedliche Konfigurationen bezüglich Überwachungsgrad und Messgenauigkeit angewendet wurden, war es möglich, die Parallelen zu realen Verteilnetzen bestmöglich herzustellen und die Vor- und Nachteile der einzelnen Methoden zu analysieren. Das 4-Knoten-Testnetz ist dabei zwar entsprechend der typischen Werte eines 110-kV-Verteilnetzes modelliert und parametrisiert worden, dennoch liefert es aufgrund der minimalistischen Struktur einen eher beschränkten Einblick in wahre Charakteristik eines solchen Netzes. Individuelle Abweichungen haben aufgrund der geringen Anzahl an Knoten bzw. Leitungen einen weitaus höheren Einfluss auf das gemittelte Gesamtergebnis als bei größeren Netzen. Aus diesem Grund war es zweckmäßig die Betrachtungen auf ein weiteres, reales Netzgebiet auszuweiten und die Ergebnisse damit zu verifizieren.

Sowohl beim 4-Knoten- als auch beim 18-Knoten-Testnetz konnte die gesteigerte Genauigkeit durch zeigerbasierte und synchronisierte Messwerte erwartungsgemäß nachgewiesen werden. Bei den konsekutiven Berechnungen zur Bewertung des Systemzustandes hat sich jedoch gezeigt, dass es keine eindeutige Zuordnung der Leistungen und Ströme zur Genauigkeit je einer der beiden Ausgangsgrößen (Amplitude oder Winkel) gibt. Diese Tatsache resultiert aus der nachlassenden Entkopplung von Wirk- und

Blindleistungsfluss mit abnehmender Spannungsebene. In der Konsequenz ist die Nutzung eines kombinierten Indikators (wie bisher der TVE) durchaus zweckmäßig.

Es konnte weiterhin festgestellt werden, dass die Genauigkeit der mittels LSE bestimmten Zustandsgrößen oftmals höher ausfiel als bei der HSE. Die Ursache dafür liegt in der Vergrößerung des potentiellen Lösungsraumes bei Einbeziehung konventioneller Messungen und ihrer jeweiligen Toleranzen. Um diesem Phänomen entgegen zu wirken, ist die Verminderung der Gewichte für asynchrone Messwerte bei der hybriden State Estimation eine mögliche Option. In diesem Zusammenhang ist auch eine adaptive Anpassung, z. B. auf Basis der Residuen, denkbar. Damit könnte gewährleistet werden, dass die Genauigkeit zeigerbasierter Messungen weniger negativ durch konventionelle Eingangswerte beeinflusst wird. Gleichzeitig muss jedoch beachtet werden, dass Fehler PMU-basierter Messungen aufgrund des mathematischen Zusammenhangs immer einen unmittelbaren und damit schwerwiegenderen Einfluss auf das Ergebnis haben. Konventionelle Messwerte lassen Rückschlüsse nur indirekt über Zwischengrößen zu. Um deshalb den Effekt vereinzelter Ausreißer oder individueller Fehlfunktionen von Messgeräten (wie sie in der Realität auftreten können) nicht mit zu verstärken, sollte die Anwendung der hybriden Zustandsabschätzung immer als vorrangige Option behandelt werden. Der minimale qualitative Nachteil gegenüber der LSE kann insofern durch die höhere Robustheit der mathematischen Zusammenhänge infolge der insgesamt größeren Redundanz vernachlässigt werden.

In den dargestellten Ergebnissen wurde als Indikator für die Genauigkeit immer die mittlere Abweichung über alle Knoten bzw. Leitungen für einen Zeitstempel verwendet. Damit sind die Extremwerte bis dahin unberücksichtigt geblieben. Zusätzlich wurde jedoch auch die maximal auftretende Abweichung pro Szenario analysiert. Deren statistisches Auftreten konnte schließlich durch die Kenngrößen einer Normalverteilung angenähert werden (Erwartungswert  $\mu$  und Standardabweichung  $\sigma$ ). In Abbildung 6.13 und Abbildung 6.14 sind diese für alle Szenarien noch einmal für Spannungsamplitude und Leitungsstrom (als die wichtigsten Indikatoren für die Qualität des Netzzustandes) vergleichend dargestellt. Die Balken entsprechen dabei dem Erwartungswert eines maximalen Fehlers. Dessen Standardabweichung ist durch die überlagerten Toleranzbereiche angegeben.

Im Anhang (Abschnitt 0) ist die grafische Darstellung auch mit den vorab verwendeten mittleren Abweichungen für die Spannungsamplitude und den Leitungsstrom zu finden.



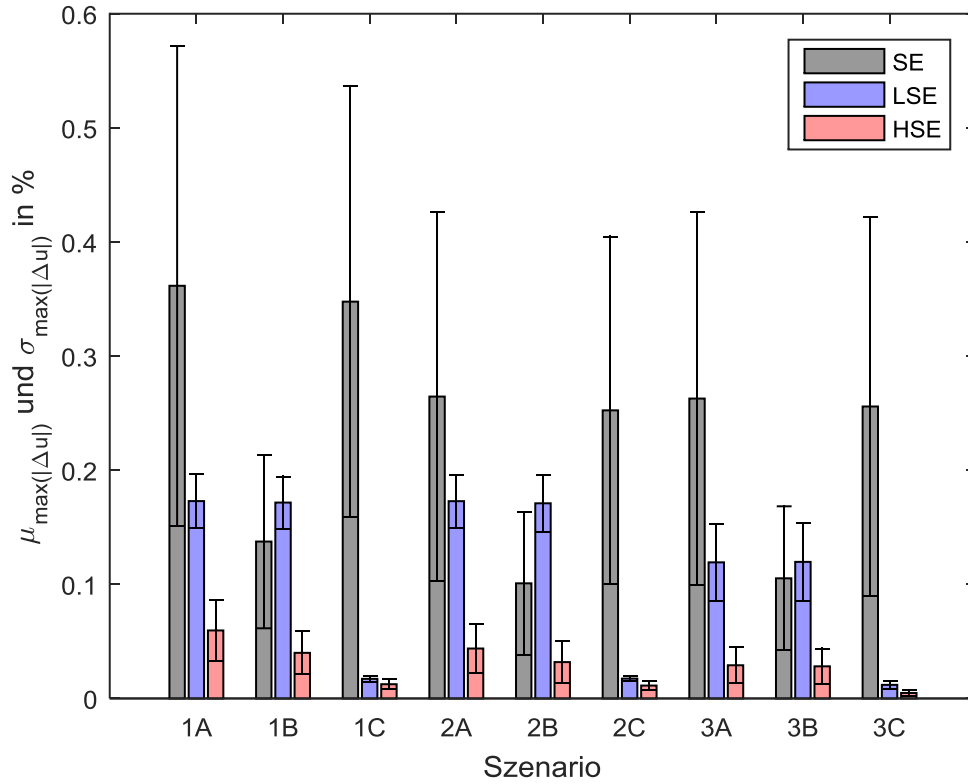


Abbildung 6.13: Erwartungswert und Standardabweichung des maximalen Spannungsamplitudenfehlers (18-Knoten-Testnetz)

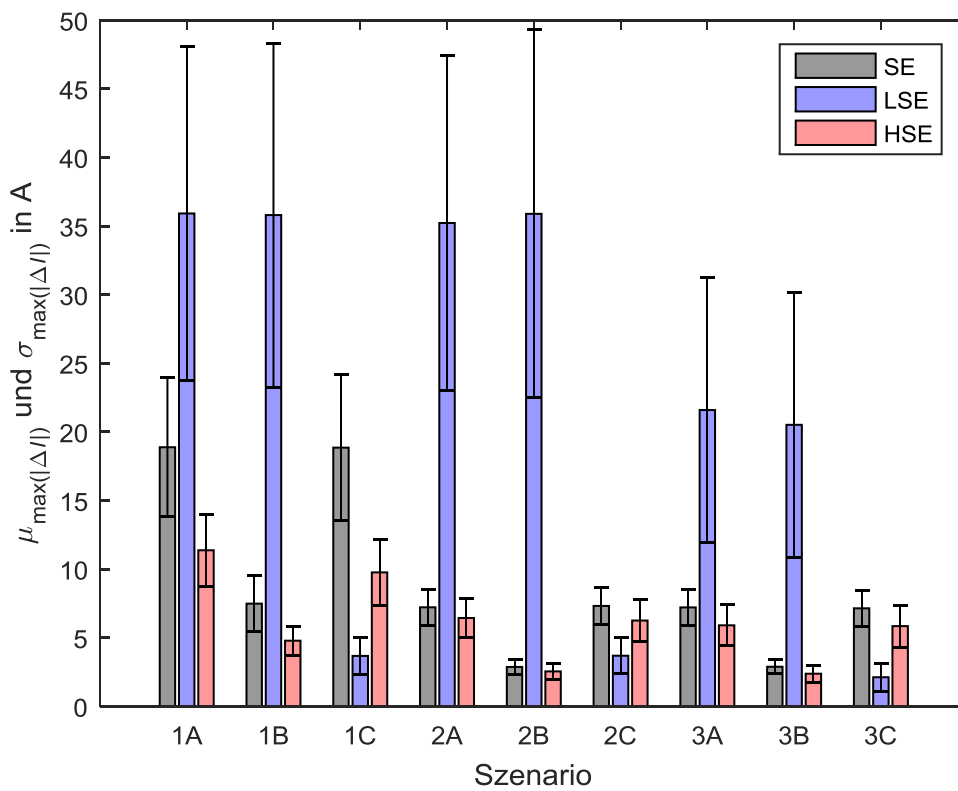


Abbildung 6.14: Erwartungswert und Standardabweichung des maximalen Leitungsstromfehlers (18-Knoten-Testnetz)

Die statistisch aufbereiteten maximalen Unsicherheiten der Spannungsamplituden belegen noch einmal, dass PMU einen großen Beitrag zur Erhöhung der Genauigkeit der Netzzustandsabschätzung leisten können. Demgegenüber zeigen insbesondere die B-Szenarien, dass eine angenommene Genauigkeitsverbesserung bei konventionellen Messungen gleichwertige und zum Teil bessere Ergebnisse hinsichtlich der ermittelten Spannungsamplituden liefern können. Die Verwendung von hybriden Messdaten führt jedoch in jedem Szenario immer zu den geringsten maximalen Abweichungen und ist auf die höhere Robustheit zurückzuführen.

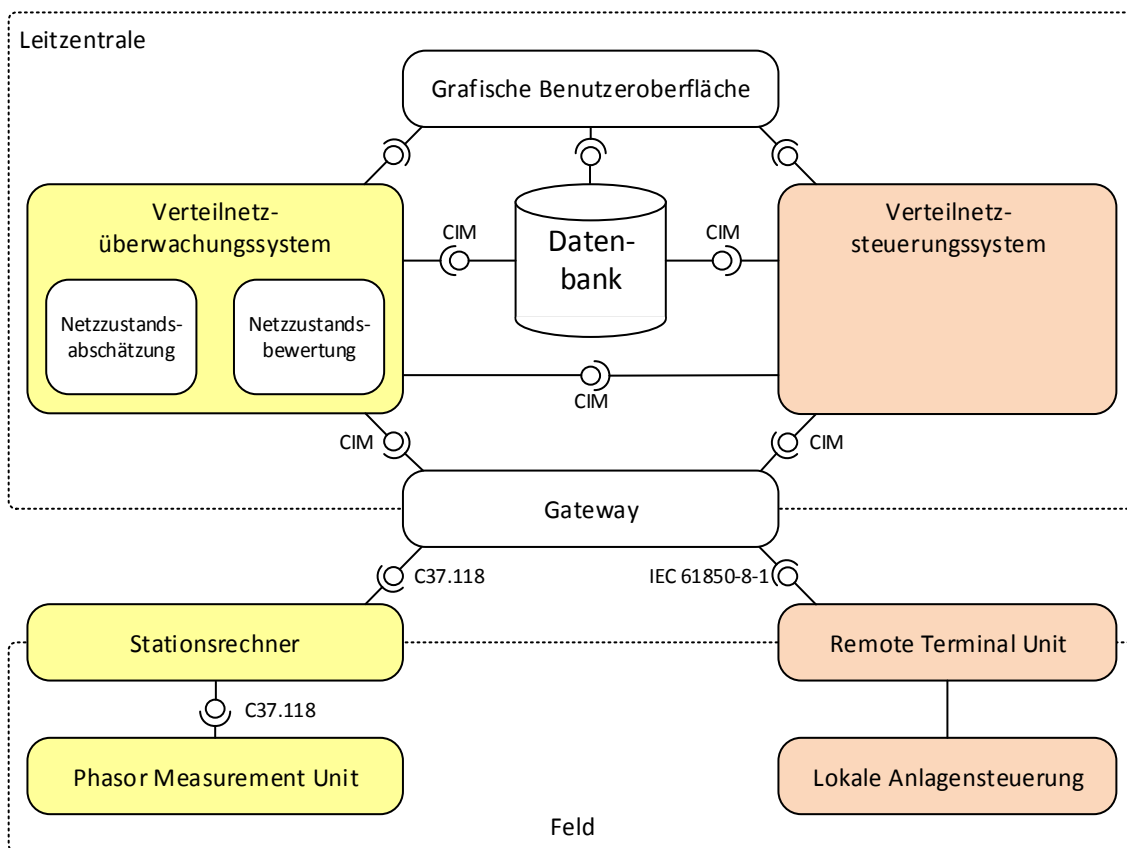
Bei der Betrachtung der maximalen Leitungsstromfehler in Abbildung 6.14 zeigen sich wieder die beschriebenen Nachteile der LSE unter der Annahme von PMU-Minimalanforderungen nach IEEE C37.118-1. Die Erwartungswerte der Fehler übersteigen die von konventionellen Messungen – vereinzelt sogar in erheblichem Ausmaß. Selbst im Fall einer redundanten PMU-Erfassung nach Szenario 3 liegt die Genauigkeit bei den ermittelten Leitungsströmen gegenüber dem Verfahren auf asynchroner Messwertbasis weit zurück. Um diese Aussagen zu relativieren soll deshalb noch einmal auf die C-Szenarien verwiesen werden. Hier wurde belegt, dass bei erhöhter Genauigkeit von PMU (wie sie heutzutage bereits verfügbar sind), eine deutliche Verbesserung erzielt werden kann. Damit können die Leitungsströme auch im Vergleich zu redundant ausgestatteten SCADA-Messsystemen (Szenario 2C) qualitativ besser bestimmt werden.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass die beschriebenen Verfahren und insbesondere die lineare Netzzustandsabschätzung zur praktischen Anwendung im 110-kV-Verteilnetz geeignet sind. Die in MATLAB implementierte Prozedur hat anhand von Testnetzstrukturen den simulativen Nachweis erbracht, plausible und genaue Ergebnisse durch die Nutzung zeigerbasierter Messungen zu liefern. Im nächsten Schritt kann deshalb die lineare Netzzustandsabschätzung mit real auflaufenden PMU-Messdaten in einem Feldtest erprobt und ausgewertet werden.

## 7 PRAKTISCHE ANWENDUNG DER LINEAREN ZUSTANDSABSCHÄTZUNG IM 110-KV-VERTEILNETZ

### 7.1 SYSTEMARCHITEKTUR

Die Integration der Verteilnetzzustandsabschätzung findet innerhalb eines übergeordneten Systems statt, das die Hauptaufgabe verfolgt, unzulässige Systemzustände und kritische Situationen im Netz durch den aktiven Eingriff in dezentrale Anlagensteuerungen zu beheben bzw. zu vermeiden. Die Architektur dieses Systems zeigt Abbildung 7.1.



**Abbildung 7.1: Systemarchitektur**

Prinzipiell kann das Gesamtsystem in zwei Hauptbereiche eingeteilt werden – das Verteilnetzüberwachungssystem links und das Verteilnetzsteuerungssystem rechts. Weitere dargestellte Komponenten dienen der Datenspeicherung (Datenbank), der Darstellung (grafische Benutzeroberfläche) und der kommunikativen Anknüpfung der Feldgeräte (Gateway).

#### **Interaktion und Kommunikation**

Die Feldgeräte des Verteilnetzüberwachungssystems sind ausschließlich PMU. Um multiple Schaltzustände des elektrischen Netzes zu berücksichtigen, sind mehrere Geräte an unterschiedlichen Sammelschienenabschnitten derselben Station installiert. Zur Aggregation

der auflaufenden Messdaten dienen deshalb Stationsrechner, die via LTE eine drahtlose Verbindung zum Gateway aufbauen. Die Übertragung der Messwerte erfolgt unter Anwendung des C37.118.2 Standards [18]. Motiviert durch die begrenzten Übertragungsvolumina und die hohe Datenrate wird momentan die bedarfsgerechte Komprimierung der PMU-Daten im Feld erprobt [3]. Dabei muss sichergestellt werden, dass der Algorithmus verlustfrei arbeitet und zu jedem gewünschten Zeitpunkt einen konsistenten Messdatensatz zur Verfügung stellt. Auch diese Aufgabe übernehmen im Feld die jeweiligen Stationsrechner.

Als Schnittstelle auf der Seite der Leitwarte fungiert das Gateway. Es stellt eine autonome Recheninstanz dar, die alle ein- und ausgehenden Daten kontrolliert und für die Dekompression der PMU-Messdaten sowie die Weiterleitung an die jeweils verantwortliche Systemkomponente zuständig ist. Eine zentral eingerichtete Datenbank erlaubt jeder dieser Komponenten den gemeinsamen Zugriff. Damit können beispielsweise die hinterlegten Netz- und Anlagenstammdaten abgefragt sowie berechnete Netzzustandsgrößen für spätere *Post-Disturbance-Analysen* gespeichert und geladen werden. Weiterhin ermöglicht eine grafische Benutzeroberfläche dem Systemführer Einblick in die aktuellen Mess-, Netzzustands- und Steuerungswerte sowie die Einleitung von speziellen Ein- und Ausgabehandlungen.

Innerhalb der prototypisch umgesetzten Leitzentrale findet die Kommunikation fast ausschließlich unter Verwendung des *Common Information Models* (CIM) nach IEC 61970 Standard [93] statt. Damit ist das entwickelte System nachhaltig auf die zukünftigen Herausforderungen einer plattform- und anbieterübergreifenden Integration in moderne Leitwarten vorbereitet. Momentan wird es hingegen als separates System betrieben, das ausschließlich ergänzende Informationen über das betrachtete Netzgebiet bereitstellt.

### **Verteilnetzüberwachungssystem**

Durch die Ausstattung des Testgebietes mit modernen PMU und der Festlegung ihrer *Reporting Rate* mit 10/s ist ein Systemabbild theoretisch alle 100 ms möglich. Unter Berücksichtigung der praktischen Relevanz werden jedoch sekundliche Werte in zeitlicher Nähe des Synchronisationspulses verwendet. Der durch das Gateway bereitgestellte Datensatz wird bereits nach einem einheitlichen Zeitstempel aller PMU gefiltert, sodass unmittelbar die Durchführung der linearen Zustandsabschätzung initiiert werden kann.

Der ermittelte Netzzustand und die daraus abgeleiteten Bewertungsgrößen werden anschließend in der Datenbank hinterlegt. Um die Übergabe zum Steuerungssystem jedoch nicht über Umwege zu realisieren, ist zusätzlich eine direkte Schnittstelle implementiert worden.

### ***Verteilnetzsteuerungssystem***

In der zweiten Instanz werden durch das Steuerungssystem Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen mittels Algorithmen zur Wirk- und Blindleistungsanpassung bei dezentralen EE-Anlagen behoben bzw. präventiv vermieden. Für diesen Zweck kann man sich der Sensitivität steuerbarer Anlagen auf die Beseitigung des Netzengpasses bedienen. Der genaue Algorithmus des verwendeten Steuerungssystems soll nicht Gegenstand dieser Untersuchungen sein. Hierzu wird auf [4] verwiesen.

Da der Überwachung und der Steuerung unterschiedliche Zykluszeiten zugrunde liegen, findet die Bearbeitung dieser beiden Teilaufgaben asynchron statt. Die sekundlich auflaufenden Abbilder des elektrischen Systems werden durch die höhere Berechnungszeit des Steuerungsalgorithmus (multiple iterative Lastflussanalysen) und die technische Trägheit der beeinflussbaren Anlagen nicht alle unmittelbar weitergegeben. Stattdessen ist eine Berechnung neuer Anlagensollwerte alle 10 s als zweckmäßig erachtet worden, wobei die Entscheidung über eine tatsächliche Adaption von dem jeweiligen Anlagentyp und seinen Leistungsgradienten abhängig ist.

Dem Netzbetreiber werden damit neben der in Deutschland üblichen Schnittstelle zum Netzsicherheitsmanagement (NSM) weitere Stellgrößen zur Beeinflussung der Wirk- und Blindleistungen innerhalb seines Netzgebietes bereitgestellt. Folglich kann eine Abregelung von elektrischen Anlagen zur Behebung von Netzengpässen eventuell auch durch eine Adaption der Blindleistungssollwerte kostenneutral vermieden werden. Doch auch eine feinstufigere oder sogar kontinuierliche Vorgabe von Wirkleistungssollwerten kann den Anpassungsbedarf insgesamt verringern.

## **7.2 DATENAUFBEREITUNG**

Wie bereits in vorangegangenen Kapiteln beschrieben, bietet das Verteilnetz einige charakteristische Besonderheiten, die es bei der praktischen Implementierung des beschriebenen Überwachungssystems und insbesondere bei der Mess- und Netzdatenaufbereitung zu berücksichtigen gilt.

### ***Topologieverarbeitung***

Praktisch war eine Ausstattung aller Stationen und Sammelschienen mit PMU nicht möglich, weshalb die in Abschnitt 4.3 beschriebenen Maßnahmen zur Netzminimierung angewendet werden mussten, um einen Teilbereich auf Basis synchroner Messwerte beobachtbar zu machen. Abbildung 7.2 zeigt das vollständige 110 kV-Netzgebiet in seiner topologischen Struktur. Der  $\overline{OLA}$ -Index liegt hier nur bei einem Wert von 1, das heißt, es liegt eine unzureichende Anzahl an Messungen vor, wodurch es unbeobachtete Knoten gibt.

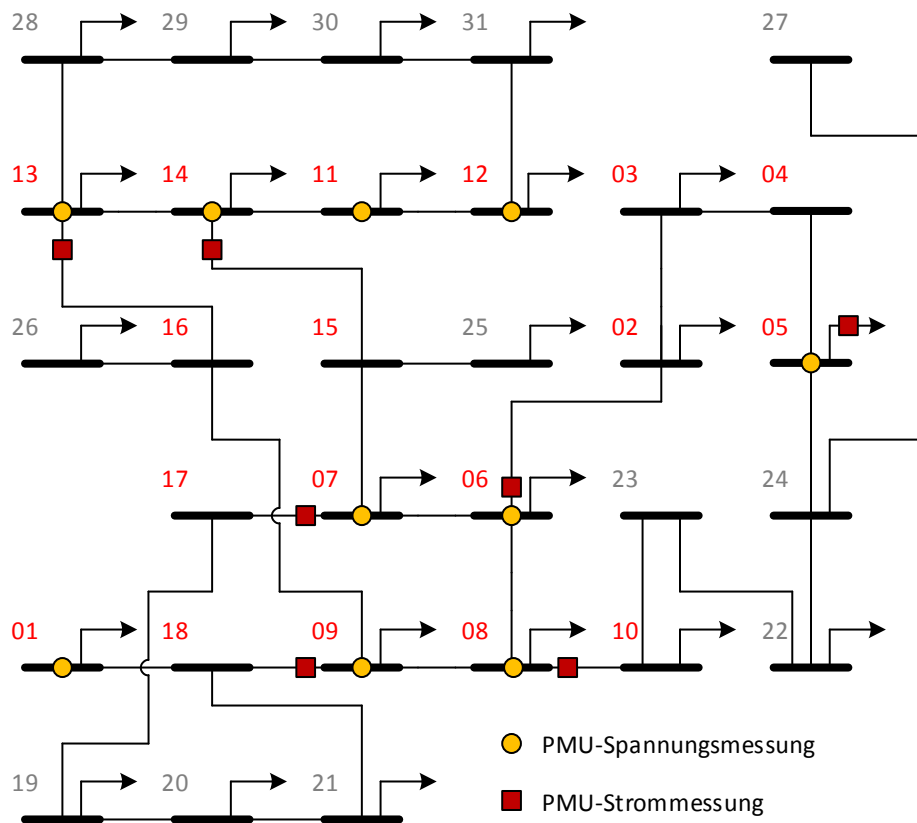


Abbildung 7.2: Vollständiges unbeobachtetes 110-kV-Netzgebiet

Die Knoten mit grauer Kennzeichnung mussten folglich im Rahmen der Netzminimierung aus dem vollständigen Netz herausgeschnitten werden (Abbildung 7.3).

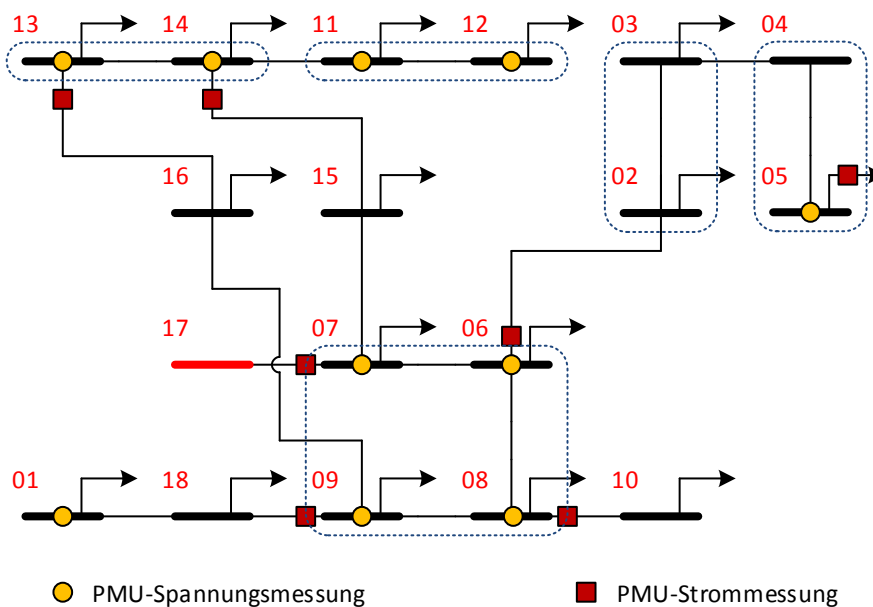


Abbildung 7.3: Minimiertes beobachtbares 110-kV-Netzgebiet

Vergleichend zeigt Tabelle 7.1 ausgewählte Beobachtbarkeitsindizes vor und nach der Netzminimierung.

**Tabelle 7.1: Beobachtbarkeitsindizes für das betrachtete 110-kV-Netzgebiet**

110-kV-Netzgebiet	Observability Level Assessment			Andere Indizes	
	$\overline{OLA}_1$	$\overline{OLA}_2$	OLA	SORI	TNB
Original (31 Knoten)	0,55	0,58	1	18	4
Minimiert (18 Knoten)	1	0	4	18	0

Der übrig gebliebene Netzbereich ist schließlich bei einem OLA-Index von 4 unter exklusiver Nutzung von PMU-Messwerten vollständig jedoch nicht redundant beobachtbar. Diese Verbesserung bestätigt noch einmal die praktische Eignung des OLA-Indexes für die Beobachtbarkeitsanalyse. Insbesondere die in Kapitel 4 vorgestellte Neudefinition des  $\overline{OLA}_2$  führt dazu, dass unbeobachtete Netzknoten sich unmittelbar im errechneten Wert äußern. Andere Indizes wie der SORI zeigen auch bei Änderung der topologischen Gegebenheiten keine Auswirkungen. Die Tiefe der Nichtbeobachtbarkeit gibt zwar Auskunft darüber, ob unbeobachtete Knoten vorliegen ( $TNB > 0$ ), allerdings fehlen Informationen zur aktuellen Messredundanz.

Damit ist der OLA-Index sowohl für die Planungsphase als auch im laufenden Betrieb der zweckmäßigste Indikator dafür, ob und wie die gesetzten Messgeräte bzw. die übermittelten Messwerte für eine Netzzustandsabschätzung (hier auf linearer Basis) geeignet sind. Die genutzte Zuordnungstabelle (Tabelle 4.1) verarbeitet die beiden Kernaspekte – Beobachtbarkeit und Redundanz – in einer Größe und stellt dabei einen Kompromiss zum angestrebten kontinuierlichen Index dar.

### ***Aufbereitung der Messwerte***

Tabelle 7.2 zeigt die eingegangenen Rohdaten des gemessenen Mitsystems für einen konkreten Zeitstempel.

Als offensichtlich stellen sich wie erwartet die sehr geringen Unterschiede der erfassten Spannungswinkel und –amplituden dar. Die maximalen Differenzen über das gesamte betrachtete Netzgebiet liegen hier bei unter 2 ° bzw. etwas über 1 kV.

**Tabelle 7.2: Beispielhafter PMU-Messdatensatz des Mitsystem für einen Zeitstempel**

<i>PMU-Spannungsmessungen</i>			
<i>Knoten</i>		<i><math> U_i </math> in V</i>	<i><math>\theta_i</math> in °</i>
01		112.717	56,460
05		111.733	55,011
06		112.634	55,839
07		112.797	55,814
08		112.662	55,783
09		112.856	55,734
11		111.644	54,709
12		111.651	54,676
13		111.907	54,999
14		111.867	55,005
<i>PMU-Leitungsstrommessungen</i>			
<i>Von Knoten</i>	<i>Nach Knoten</i>	<i><math> I_{ij} </math> in A</i>	<i><math>\theta_{ij}</math> in °</i>
06	02	88,0	56,142
07	17	240,9	-125,403
08	10	81,8	53,538
09	18	282,3	-123,375
13	16	155,3	52,823
14	15	213,4	55,166
<i>PMU-Abgangsstrommessungen</i>			
<i>Knoten</i>		<i><math> I_i </math> in A</i>	<i><math>\theta_i</math> in °</i>
05		86,7	32.952

Durch die komplexe Struktur des gegebenen Verteilnetzes waren im vorliegenden Fall mehrere PMU auf den unterschiedlichen Sammelschienenabschnitten einer Station installiert. Mit dieser Herangehensweise können diverse Schaltzustände berücksichtigt und das Netz auch bei geöffneten Kuppelstellen erfasst werden. Weil sich nun aber im geschlossenen Schaltzustand die gemessenen komplexwertigen Spannungen der PMU in einer Station infolge des Messfehlers unterscheiden würden, käme es ohne weitere Maßnahmen zu fälschlich abgeleiteten Ausgleichsströmen. Diese fielen wegen der geringen Impedanzwerte unter Umständen sehr hoch aus. Zur Vermeidung werden die Sammelschienenabschnitte aggregiert behandelt und die erfassten PMU-Messwerte einer Station gemittelt (blaue Bereiche in Abbildung 7.3). Damit kann bei den späteren Analysen eine unmittelbare Zuordnung von Abgangsleistungen zu konkreten Sammelschienenabschnitten nicht mehr durchgeführt werden. Allerdings bleibt die Gesamtbilanz der ein- und abgehenden Leistungen bestehen.



Ein Aspekt, der in den praktischen Untersuchungen nachrangig behandelt wurde, ist die auftretende Unsymmetrie des elektrischen Verteilnetzes. Obwohl die typischen Charakteristika eine phasenscharfe Nachbildung verlangen würden, sind die Analysen aus praktischen Gründen auf das Mitsystem beschränkt worden. In Bezug auf die bisherigen Ergebnisse kann jedoch angenommen werden, dass die Schlussfolgerungen analog auf das Gegen- und Nullsystem übertragbar sind. Hier würde sich der Einfluss von Netzparametergenauigkeiten – insbesondere beim Nullsystem – stärker ausprägen.

### 7.3 ERGEBNISSE

Im Kapitel 6 wurde die hohe Qualität zeigerbasierter Messungen (insbesondere im Fall einer exklusiven Nutzung) bei der Anwendung auf synthetische 110-kV-Verteilnetze simulativ nachgewiesen. Die dort genutzten Algorithmen für die lineare Netzzustandsabschätzung werden nun auf die real empfangenen PMU-Messdaten angewendet. Für die Analyse standen Messdatensätze über einen Zeitraum von 9 Stunden zur Verfügung. Währenddessen bleibt sowohl die zugrundeliegende Netztopologie als auch die Messkonfiguration nach Abbildung 7.3 unverändert.

Als erster Indikator für den Netzzustand soll das Spannungsprofil der einzelnen Knoten in Abbildung 7.4 dienen. Die einzelnen Knotenspannungen sind durch unterschiedliche Farben dargestellt.

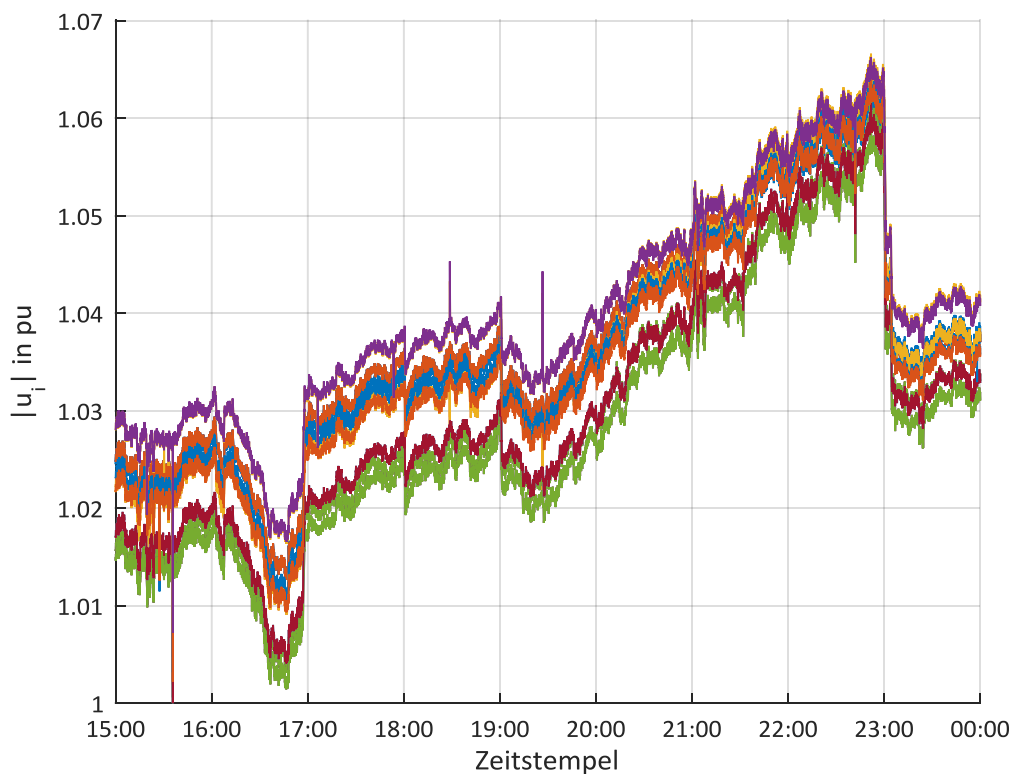
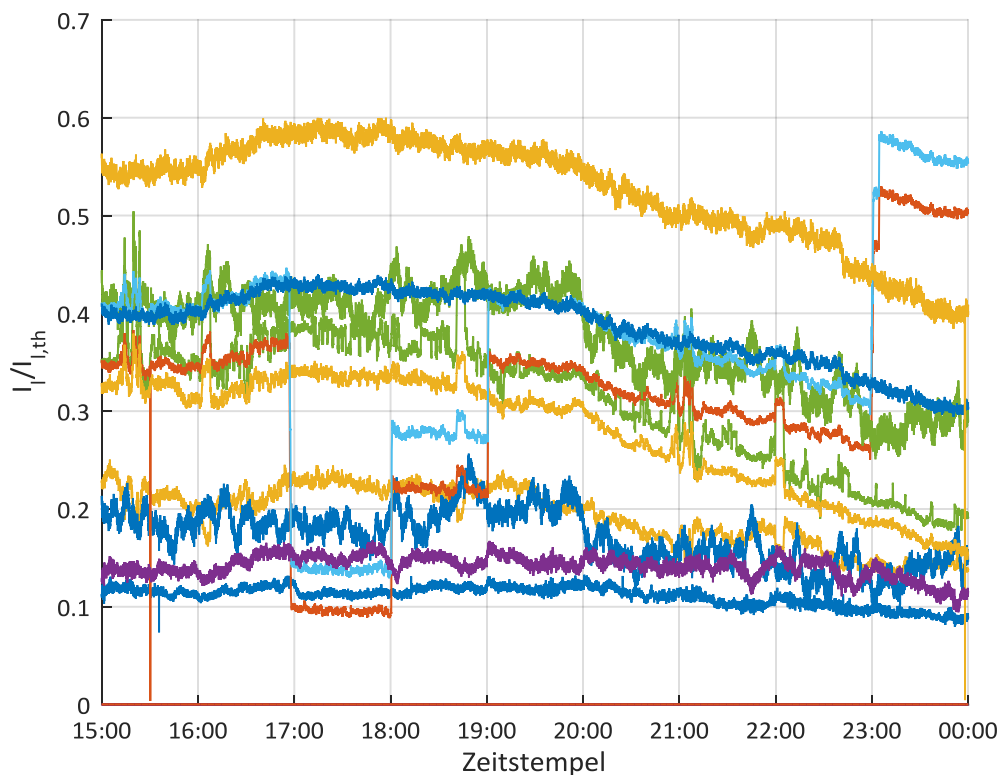


Abbildung 7.4: Zeitlicher Verlauf der Knotenspannungsamplituden

Dort ist zu sehen, dass sich die einzelnen Knotenspannungswerte grundsätzlich ähnlich verhalten und nur minimal in ihrer Differenz zueinander variieren. Eine Spannungsbandverletzung nach DIN EN 50160 tritt nicht auf, jedoch sind annähernd alle Werte über den gesamten Zeitraum größer als 1 pu, was auf eine starke Einspeisung im Netzgebiet hindeuten kann. Neben einzelnen Ausreißern sind vor allem die schnellen Spannungsänderungen im Bereich 17:00 und 23:00 Uhr auffällig. Sie bewirken entsprechend rasche Änderungen bei den ermittelten Leitungsströmen in Abbildung 7.5 (ebenfalls durch unterschiedliche Farben dargestellt).

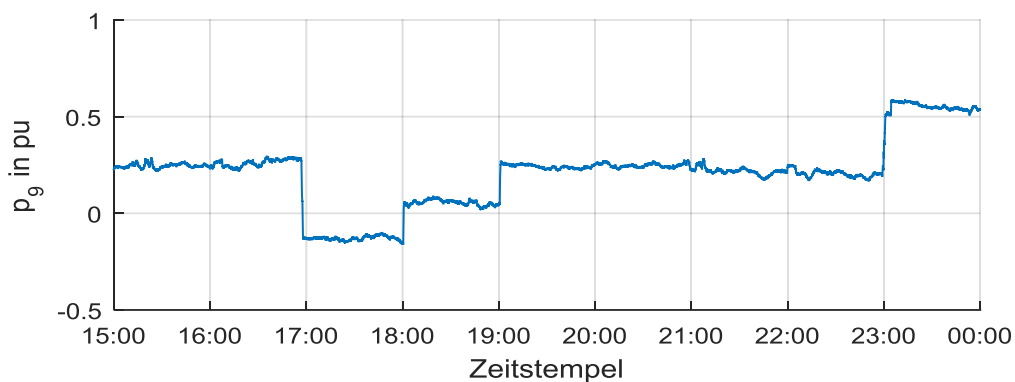


**Abbildung 7.5: Zeitlicher Verlauf der Leitungsauslastungen**

Die gewonnenen Daten aus dem Feld konnten leider nicht durch zusätzliche Referenzmessungen validiert werden. Obwohl vereinzelte Leitungsauslastungen oberhalb von 50 % des thermischen Grenzstromes beobachtet werden konnten, erscheinen die Zustandsgrößen im Hinblick auf die ausgegebenen Wertebereiche dennoch plausibel. Durch regionale Zuordnung von energieintensiven Industriestandorten und größeren Kraftwerken sowie Speichern konnten die beobachteten Effekte indirekt bestätigt werden. Das Leistungsspektrum stimmte mit den Stammdaten der identifizierten Last- und Erzeugungsanlagen auch im Hinblick auf die Zeitbereiche überein. Generell konnte der berechnete Wirk- und Blindleistungsbezug an den Knoten mit der jeweils installierten

Leistung im betrachteten Gebiet abgeglichen und unter Berücksichtigung von abgeschätzten Lastprofilen und vorherrschenden Wetterbedingungen als realistisch eingestuft werden.

Die beobachteten Effekte weisen auf geschaltete Lasten bzw. Erzeugungsanlagen hin. Der am stärksten korrelierende Wirkleistungsbezug zeigte sich am Knoten 9. Hier steht die zeitliche Abhängigkeit des Lastganges in einem unmittelbaren Zusammenhang (siehe Abbildung 7.6, Bezugsleistung 100 MW). Als Ursache konnten Schalthandlungen im Rahmen des Last- und Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber bestätigt werden.



**Abbildung 7.6: Zeitlicher Verlauf des berechneten Wirkleistungsbezugs am Knoten 9**

Bereits der dargestellte kurze Zeitraum verdeutlicht das volatile Verhalten des 110-kV-Verteilnetzes und dessen Auswirkungen. Insbesondere größere geschaltete Leistungen haben sehr großen Einfluss auf die Dynamik der Spannungsprofile und die Belastung der Verbindungsleitungen. Diese Phänomene bleiben heutzutage weitestgehend unbeobachtet und erfordern eine stärkere messtechnische Ausstattung des Verteilnetzes. Phasor Measurement Units bieten eine nachweislich sehr hohe Genauigkeit und können die Ergebnisse der DSSE deutlich verbessern. Zukünftig muss sich deshalb mit der Frage beschäftigt werden, wie die technische und operative Anbindung von PMU und der mathematischen Verfahren an die bestehende Verteilnetzleitwarte gestaltet werden kann.

## 7.4 INTEGRATION IN DIE VERTEILNETZLEITWARTE

### 7.4.1 Kommunikative Anknüpfung von PMU

Die Verknüpfung neuer Systemkomponenten an die bestehende IKT stellt die Grundvoraussetzung für einen optimierten Betrieb durch den Netzbetreiber dar [94]. Tabelle 7.3 verweist diesbezüglich noch einmal auf die wichtigsten Standards für die Anwendung im Verteilnetz und die Kommunikation innerhalb der Stationen.

**Tabelle 7.3: Übersicht wichtiger Standards für Kommunikation und Steuerung**

<i>Standard</i>	<i>Beschreibung</i>
IEC 61508 [95]	Funktionale Sicherheit elektrischer Systeme
IEC 61850 [96]	Kommunikationsnetze und –systeme in Stationen
IEC 61968 [97]	Integration von Anwendungen in Anlagen der Elektrizitätsversorgung
IEC 61970 [93]	Schnittstelle der Anwenderprotokolle von Energiemanagementsystemen
IEC 62056 [98]	Datenkommunikation der elektrischen Energiemessung
IEC 62351 [99]	Sicherheit für Daten und Kommunikation

Aus dieser Reihe stellt der IEC-Standard 61850 die wohl bedeutendste Norm zur Integration von PMU dar. Er soll zukünftig auch für die Kommunikation mit Leitwarten gelten (siehe IEC 61850-90-2, Entwurf). Insbesondere durch die Einführung des IEC 61850-90-5 (*“Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118”*) [100] ist deshalb ein wichtiger Schritt zur standardisierten Übertragung von Phasoren zwischen PMU, PDCs, Wide Area Monitoring, Protection and Control (WAMPAC) Systemen sowie Leitwartenapplikationen geschaffen worden [100]. Dieser beschreibt die Migration des C37.118-2-Standards in die IEC-konforme Datenübertragung und ermöglicht so die kommunikative Verknüpfung von PMU-basierter Stationstechnik mit der Leitwarte.

Tabelle 7.4 zeigt die Funktionen beider Standards im Vergleich. Durch die Anwendung des Standards IEC 61850 verliert man im Wesentlichen die Möglichkeit des Datenstreamings, wobei durch die Nutzung von *Sampled Values* zusätzlicher Overhead in den übermittelten Datenframes entsteht. Im Hinblick auf die zukünftigen Anwendungsfelder bietet dieser jedoch verglichen mit dem C37.118-Standard eine bessere Skalierbarkeit und eine höhere Sicherheit [101].

**Tabelle 7.4: Vergleich von IEEE C37.118 und IEC 61850 nach [101] und [102]**

<i>Funktion</i>	<i>C37.118</i>	<i>IEC 61850</i> <sup>4</sup>
Streaming Protokoll	Ja	Sampled Values
Übertragungsrate	10-50 samples/s [18]	4.000 samples/s [102]
Anwendungsfokus	Überwachung	Steuerung
Sicherheit für die Datenübertragung adressiert	Nein	Ja
Kommunikationsprofil vollständig spezifiziert	Nein	Ja
Spezifizierung von Zeigermessungen	Ja	Nein
Standardisierte Konfigurationssprache	Nein	Ja

<sup>4</sup> Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) and Sampled Values (SV)

#### **7.4.2 Anpassung des State Estimators**

Industriell eingesetzte Leitwarten sind meistens geschlossene Systeme, auf deren Funktionen und Algorithmen innerhalb des Komplexes *Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen* (HEO) nur in beschränktem Ausmaß Einfluss genommen werden kann. Unter diesen Gegebenheiten kann die Einrichtung einer zusätzlichen Recheninstanz zweckdienlich sein, welche den exportierten Zustandsvektor des bestehenden Systems gemeinsam mit den separat eingehenden Zeigermessungen weiterverarbeitet. In Abschnitt 5.2.3 ist dazu bereits das Verfahren der 2-stufigen HSE vorgestellt worden. Einschränkend erweist sich hier, dass die Beobachtbarkeit und folglich die Bereitstellung eines Zustandsvektors bereits durch den State Estimator der ersten Instanz gewährleistet sein muss. Demgegenüber ergibt sich ein bedeutender Vorteil, wenn das Leitsystem bereits für die Nutzung mit PMU vorbereitet ist und die nötige Kompatibilität zum C37.118-Standard bietet. Dann können eingehende Messwerte direkt an den bestehenden State Estimator übergeben werden.

Nach wie vor ist jedoch zu klären, wie die neuen Zeigermessungen mit den konventionellen SCADA-Messwerten bestmöglich verarbeitet werden können. Zwei wesentliche Aspekte, die man diesbezüglich im speziellen Anwendungsfall untersuchen muss, sind das sogenannte *Buffering* und das *Wichtungstuning*.

##### ***Buffering***

Mit dem Begriff ist die Mittelung von PMU-Datensätzen über ein entsprechendes Zeitfenster gemeint. Aufgrund der höheren *Reporting Rate* von PMU kann *Buffering* von Messdaten die Ergebnisse der HSE unter Umständen verbessern. Untersuchungen in [20] und [103] haben die Wirkung unterschiedlicher Methoden analysiert. Dabei wurden aus den Zeitreihen der einzelnen PMU-Messwerte innerhalb eines Fensters statistische Größen abgeleitet, anhand derer anschließend die individuelle Wichtung festgelegt wurde. Der Einfluss von Ausreißern und die residualen Abweichungen der Messfunktion vom ermittelten Zustandsvektor konnten bei simulativen Analysen minimiert werden. Es zeigte sich auch, dass variable Buffer-Zeitfenster, bei denen stark abweichende Datensätze für die Mittelung unberücksichtigt bleiben, zusätzliche Vorteile bieten.

##### ***Wichtungstuning***

Neben den Ungenauigkeiten des Messaufbaus selbst können weitere Faktoren dafür sorgen, dass vereinzelte Messgrößen mehr oder weniger starken Einfluss auf die Genauigkeit des Ergebnisses haben. Um dies zu berücksichtigen kann eine Anpassung der Wichtungsfaktoren nach [104] zweckmäßig sein. Eine Aussage über die Erhöhung oder Verringerung von Wichtungen erfolgt dann auf Basis der residualen Abweichungen vom ermittelten

Zustandsvektor. Eine Kenntnis des genauen Netzzustands ist nicht nötig. Bisher erfolgt die Implementierung unabhängig vom laufenden Betrieb. Mit zunehmender Rechenleistung kommerzieller Leitwartensysteme wäre auch der Online-Einsatz denkbar, indem regelmäßig eine Anpassung der Wichtungsfaktoren vorgenommen werden würde. Ausblickend kann diese auch adaptiv in Abhängigkeit anderer Zustandsgrößen oder Netz- bzw. Einspeisesituationen vorgenommen werden.

### 7.4.3 Bewertung der Investitionskosten

Durch die Ausstattung von Stationen mit PMU entstehen zunächst zusätzliche Kosten für den Netzbetreiber. Tabelle 7.5 zeigt die Aufstellung der Einzelkomponenten eines PMU-Gesamtsystems.

**Tabelle 7.5: PMU-Materialkosten zur Ausstattung einer Station**

<b>Systemkomponente</b>	<b>Kosten</b>
2x PMU (jeweils 2 Kanäle)	8.600 €
1x Stationsrechner	1.400 €
1x LTE-Router	750 €
1x Switch	250 €
1x Schaltschrank	250 €
1x Netzteil	50 €
Installationsmaterial, Schutzkomponenten, Kabel	700 €
Zusätzliche Kosten (u. a. Erhöhung der Ausfallsicherheit, industrielle Preiszuschläge, Backupinstallationen) *	8.000 €
<b>Nettogesamt</b>	<b>20.000 €</b>

\* geschätzt

Unter der Voraussetzung, dass die vorhandenen Anschlussklemmen der Strom- bzw. Spannungswandler in den Stationen dafür weiter genutzt werden können, ergeben sich die durchschnittlichen Materialkosten zu ca. 20.000 € pro Station. Damit ist die Erfassung von bis zu 4 Messgrößen (Strom oder Spannung) realisierbar.

Legt man nun zugrunde, dass die Kosten für ein 110-kV-Schaltfeld (Leitungsabgang) innerhalb eines Umspannwerkes mit 440.000 € angesetzt [105] und durch die bereitgestellten PMU-Eingänge jeweils zwei Schaltfelder mit Strom- und Spannungsmessungen ausgestattet werden können, so betragen die relativen Kosten gerade einmal 2,3 %. Durch den sich ergebenden technischen Mehrwert im Hinblick auf die Erkennung von dynamischen Effekten und die erhöhte Genauigkeit des erfassten Netzzustandes sind diese Kosten als gering einzuschätzen.

Der Netzbetreiber besitzt durch die Erweiterung seiner Überwachung nun die notwendigen Informationen, um gezielt Störungen zu vermeiden bzw. zu beheben. Die dadurch potentiell reduzierten Vergütungsansprüche von Anlagenbetreibern – als Folge des Netzsicherheitsmanagements beispielsweise – sind von vielen Faktoren abhängig und können nicht konkret beziffert werden. Dennoch sind unter Einbeziehung weiterer Kosten für Personal, Wartung sowie Hard- und Softwareanpassungen in der vorhandenen Leitwarte geringe Amortisationszeiten zu erwarten. Ergänzend dazu fällt auch die Ausstattung von DEA mit einem erweiterten (feinstufigeren) Erzeugungsmanagement mit durchschnittlich 450 € [106] nur wenig ins Gewicht.

## 8 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Diese Dissertation bietet einen ganzheitlichen Ansatz dafür, wie die Überwachung des Verteilnetzes – und hier insbesondere der 110-kV-Ebene – zukünftig gestaltet werden kann. Innerhalb dieser Thematik wurden sowohl planungstechnische als auch betriebliche Aspekte bei der Integration und Optimierung neuartiger Überwachungsverfahren theoretisch und praktisch untersucht.

Als Voraussetzung für ein Überwachungssystem sind zunächst bestehende PMU-Platzierungsverfahren gegenübergestellt und ihre jeweiligen Vor- und Nachteile identifiziert worden. Hier hat sich gezeigt, dass technische Einschränkungen bei der Installation und daraus resultierende unzulässige Verallgemeinerungen bei der linearen Optimierung nach einer neuen Methodik verlangten. Durch die Einführung eines PMU-Platzierungsverfahrens auf Basis von Messstellen konnte diesbezüglich eine effiziente und kostenoptimale Lösung vorgestellt werden. Untersuchungen an mehreren Testnetzen (darunter das IEEE 14- und das IEEE 30-Knoten-Testnetz) haben nachgewiesen, dass im Vergleich mit konventionellen Verfahren der geforderte Grad an Beobachtbarkeit mit weniger Messungen gewährleistet werden kann und zudem eine Berücksichtigung unzulässiger Messstellen erfolgt. Durch die Verwendung und Anpassung von aussagekräftigen Beobachtbarkeitsindizes in Kapitel 4 wurde dieser Zusammenhang auch durch numerische Werte quantitativ nachgewiesen.

Im Kern der Arbeit sind drei Verfahren der Netzzustandsabschätzung (konventionell, linear und hybrid) durch eine Applikation in MATLAB realisiert worden. Die Applikation ermöglichte die Untersuchung variabler Messkonfigurationen für ein 4-Knoten-Beispielnetz und eine 110-kV-Verteilnetzstruktur mit 18 Knoten. In mehreren Simulationen wurden dazu Referenzzeitreihen mittels Lastflussberechnung erzeugt, aus denen im Anschluss virtuelle Messungen mit synthetischen Fehlern für die Zustandsabschätzung abgeleitet wurden. Durch Variation der Anzahl verfügbarer Messungen und ihrer Messgenauigkeit konnten Schlussfolgerungen bezüglich der jeweiligen Eignung des Verfahrens für die praktische Anwendung im Verteilnetz gezogen werden. Sowohl die exklusive PMU-Nutzung (LSE) als auch die hybride Netzzustandsabschätzung zeigten dabei erhebliche Vorteile gegenüber konventionellen Ansätzen. Unter Verwendung der bereits heutzutage verfügbaren hohen Genauigkeit zeigerbasierter Messgeräte konnte so die Abweichung der ermittelten Zustandsgrößen um mindestens 50 % reduziert werden. Auch die höhere Rate, mit der PMU Messdatensätze bereitstellen können, erlaubt folglich eine detaillierte Erfassung dynamischer Effekte und die tiefergehende Analyse von Ursache-Wirkungs-Ketten im Gesamtsystemverbund.



In Kapitel 7 wurde abschließend die lineare Netzzustandserfassung unmittelbar auf ein bestehendes 110-kV-Verteilnetz angewendet. Der dazu verfügbare PMU-Messdatensatz umfasste einen Zeitraum von 9 Stunden. Zwar war eine Validierung durch Referenzmessungen nicht möglich, jedoch konnten die erzielten Ergebnisse durch grundlegende Kenntnisse der vorherrschenden Last- und Erzeugungssituation im betrachteten Netzgebiet als plausibel eingestuft werden. Aus den praktischen Erfahrungen konnte zudem eine Handlungsempfehlung für die Integration von PMU-Messgeräten in bestehende Verteilnetzleitwarten aufgestellt werden. Diese behandelten sowohl anbindungstechnische, betriebliche als auch kostenbezogene Aspekte.

Als Ergebnis dieser Dissertation kann zusammenfassend festgestellt werden:

**Es wurde simulativ und praktisch gezeigt, dass zeigerbasierte Messgeräte wesentlich zur Verbesserung der Netzzustandsbestimmung im 110-kV-Verteilnetz beitragen können. Damit ist auch die These dieser Arbeit nachgewiesen.**

Durch die bereits heute industriell verfügbare Genauigkeit stellen PMU damit eine ernstzunehmende Alternative bei der messtechnischen Ausstattung eines elektrischen Energieversorgungsnetzes im Vergleich zu konventionellen Geräten dar. Vor allem die zumeist spärlich überwachten unteren Netzebenen verlangen aufgrund der zunehmenden Dynamik infolge volatiler Einspeisung nach einer stärkeren und genaueren Beobachtung. Nur dann können die statischen und dynamischen Systemdienstleistungen der dort angeschlossenen dezentralen Anlagen durch den Netzbetreiber optimal genutzt und koordiniert werden, um auftretende Netzengpässe und Spannungsbandverletzungen zu beheben bzw. zu vermeiden.

Die BMWi-Verteilernetzstudie [106] und die dena-Verteilnetzstudie [107] haben diesbezüglich zwar bereits gezeigt, dass ein Netzausbau mittel- bis langfristig für einen nachhaltig sicheren Betrieb unumgänglich ist, jedoch stellt das Einspeisemanagement zur Zeit das meistgenutzte Werkzeug für den Übergang dar. Bereits die akkumulierte Abregelung von 1 % der Jahresenergie würde beispielsweise ausreichen, um den Netzausbaubedarf in Deutschland insgesamt um 30 % zu senken [106]. Die optimale Beobachtbarkeit des elektrischen Netzes über alle Spannungsebenen hinweg ist in der Konsequenz die wichtigste Voraussetzung für eine intelligente und koordinierte Nutzung dieses Werkzeugs. Und auch wenn der Einfluss eines erweiterten Blindleistungsmanagements nachweislich nur geringe Effekte zeigt, so kann letztlich auch dieses Potential nur bei genauer Kenntnis des globalen Spannungsprofils optimal ausgeschöpft werden.

Ausblickend gilt es insbesondere, weitere praktischen Erfahrungen bezüglich der Nutzung von PMU im Verteilnetz zu sammeln. Simulative und theoretische Analysen sowie

Optimierungsansätze sind bereits durch eine Vielzahl wissenschaftlicher Veröffentlichungen adressiert worden. Woran es jedoch fehlt, ist die globale VNB-ÜNB-übergreifende messtechnische Erfassung des dynamischen Verhaltens des elektrischen Verbundsystems unter dem Einfluss stark zunehmender volatiler Einspeisung. Viele Effekte, die Ursache für Fehler oder Schutzauslösungen sein können, sind mit heutigen Mitteln einfach nicht erfassbar bzw. nicht kausal rückverfolgbar. Die Nutzung von PMU zur Einrichtung eines *Distribution Area Monitoring Systems*, wie es im Rahmen dieser Dissertation vorgestellt wurde, bietet die dazu notwendigen funktionellen Eigenschaften und Spezifikationen.

## 9 LITERATURVERZEICHNIS

- [1] Bundesregierung Deutschland, „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung,“ Berlin, Germany, 2010.
- [2] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien,“ dena, Berlin, Germany, 2014.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „SECVER - Sicherheit und Zuverlässigkeit von Verteilnetzen auf dem Weg zu einem Energieversorgungssystem von morgen,“ Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, 2013. [Online]. Available: <http://www.secver.de>. [Zugriff am 9 5 2015].
- [4] I. Bielchev, M. Richter, M. Banka, P. Trojan, Z. Styczynski, A. Naumann and P. Komarnicki, "Dynamic distribution grid management through the coordination of decentralized power units," in *Proc. of 2015 IEEE PES General Meeting*, Denver, CO, 2015.
- [5] J. Liu, J. Tang, F. Ponci, A. Monti, C. Muscas and P. A. Pegoraro, "Trade-Offs in PMU Deployment for State Estimation in Active Distribution Grids," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, pp. 915-924, 11 Mai 2012.
- [6] O. Krause, S. Lehnhoff und C. Rehtanz, „Adaptive Netzzustandsschätzung in unterbestimmten Verteilnetzen,“ in *Von Smart Grids zu Smart Markets*, Kassel, Germany, 2015.
- [7] L. Holten, A. Gjelsvik, S. Aam, F. F. Wu and W.-H. E. Liu, "Comparison of different methods for state estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 4, pp. 1798-1806, 1988.
- [8] B. Hayes and M. Prodanovic, "State estimation techniques for electric power distribution systems," in *Proc. of 2014 European Modelling Symposium*, Pisa, Italy, 2014.
- [9] J. W. Gu, K. A. Clements, G. R. Krumpholz and P. W. Davis, "The solution of ill-conditioned power system state estimation problems," *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. PAS-102, no. 10, pp. 3473-3480, 1983.
- [10] A. Phadke, K. Martin, D. Novosel, D. Karlsson and W. Long, *Smart Grid Applications of Wide-Area Measurements*, Madison, WI: University of Wisconsin-Madison, 2013.
- [11] T. S. Bi, X. H. Qin and Q. X. Yang, "A novel hybrid state estimator for including synchronized phasor measurements," *Electric Power System Research*, vol. 78, pp. 1342-1352, 2007.
- [12] M. Hurtgen and J.-C. Maun, "Advantages of power system state estimation using Phasor Measurement Units," in *Proc. of 16th PSCC*, Glasgow, Scotland, 2008.

- [13] North American SynchroPhasor Initiative, „NASPI,“ Battelle for the U.S. Department of Energy, [Online]. Available: <https://www.naspi.org>. [Zugriff am 06 01 2016].
- [14] J. Sexauer, P. Javanbakht und S. Mohagheghi, „Phasor Measurement Units for the Distribution Grid: Necessity and Benefits,“ in *Proc. of Innovative Smart Grid Technologies (ISGT)*, Washington D.C., 2013.
- [15] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das "Verordnungspaket intelligente Netze",“ BMWi, Berlin, Germany, 2015.
- [16] IEEE Power and Energy Society, "IEEE Std C37.118.1-2011 for Synchrophasor Measurements for Power Systems," IEEE Standards Association, New York, NY, 2011.
- [17] P. Komarnicki, „Anwendung hochgenauer, synchroner Messungen zur Verbesserung des Betriebs von Verteilungsnetzen,“ Dissertation, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Magdeburg, Germany, 2008.
- [18] IEEE Power and Energy Society, "IEEE Std C37-118.2 2011 for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems," IEEE Standards Association, New York, NY, 2011.
- [19] K. Das, D. P. Seetharam, R. K. Reddi and K. A. Sinha, "Real-time Hybrid State Estimation Incorporating SCADA and PMU Measurements," in *Proc. of 2012 IEEE ISGT Europe*, Berlin, Germany, 2012.
- [20] V. Murugesan, Y. Chakhchoukh, V. Vittal, G. T. Heydt, N. Logic and S. Sturgill, "PMU Data Buffering for Power System State Estimators," *IEEE Power and Energy Technology Systems Journal*, pp. 94-102, 2015.
- [21] J. Zhang, G. Welch and G. Bishop, "LoDiM: A Novel Power System State Estimation Method with Dynamic Measurement Selection," in *Proc. of 2011 IEEE PES General Meeting*, San Diego, CA, 2011.
- [22] U.S. Department of Energy, „SmartGrid.gov,“ [Online]. Available: <https://www.smartgrid.gov>. [Zugriff am 05 01 2016].
- [23] CIGRE, „WG C4.34 Application of Phasor Measurement Units for monitoring power system,“ CIGRE, [Online]. Available: <http://c4.cigre.org/WG-Area/WG-C4.34-Application-of-Phasor-Measurement-Units-for-monitoring-power-system>. [Zugriff am 27 01 2016].
- [24] Tennet TSO GmbH, "Wide Area Monitoring System and Phasor Measurement Units," Tennet TSO GmbH, [Online]. Available: <http://www.tennet.eu/de/en/about-tennet/csr-sustainability/recent-innovations/wide-area-monitoring-system-wams.html>. [Accessed 27 01 2016].
- [25] G. N. Korres and N. M. Manousakis, "A state estimator including conventional and synchronizes phasor measurements," *Computers and Electrical Engineering*, vol. 38, pp. 294-305, 2012.
- [26] M. Glavic and T. V. Cutsem, "Tracking network state from combined SCADA and synchronized phasor measurements," in *Proc. of 2013 IREP Symposium*, Rethymnon, Greece, 2013.

- [27] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-Netzstudie II. Integration Erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick auf 2025,“ dena, Berlin, Germany, 2010.
- [28] Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), „Potentiale der Elektromobilität bis 2050 - Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration,“ EWI, Köln, Germany, 2010.
- [29] M. Wache, "Application of Phasor Measurement Units in Distribution Networks," in *Proc. of 22nd International Conference on Electricity Distribution*, Stockholm, Sweden, 2013.
- [30] Siemens AG, *Digitaler Störschreiber SIMEAS-R PMU Handbuch*, Siemens AG, 2012.
- [31] S. Ritter, H. Rüttinger, S. Ritter, P. Bretschneider and D. Westermann, "New approaches for smart grid requirements: Grid protection and optimization of distribution grid operation," in *Proc. of 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, 2011.
- [32] J. S. Thorp, A. G. Phadke, S. H. Horowitz and M. M. Begovic, "Some applications of phasor measurements to adaptive protection," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 791-798, 1988.
- [33] M. A. M. Ariff, B. C. Pal and A. K. Singh, "Estimating Dynamic Model Parameters for Adaptive Protection and Control in Power Systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 2, pp. 829-839, 2015.
- [34] M. Ropp, S. Perlenfein, D. Joshi and C. Mettler, "Synchrophasors for island detection," in *Proc. of 2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Austin, TX, 2012.
- [35] R. Podmore, "Smart Grid restoration concepts," in *Proc. of 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Minneapolis, MN, 2010.
- [36] Ministerium für Landwirtschaft und Umwelt, *REStabil - Sicherheit und Stabilität des Betriebes von Energieverteilungsnetzen durch den Einsatz aggregierter dezentraler Netzkomponenten*, Magdeburg, Germany, 2014.
- [37] S. Schlegel, D. Westermann and A. Küster, "How to design a domestic smart grid field test taking into account the demands of a transmission system operator," in *Proc. of 2011 CIGRE Symposium*, Bologna, Italy, 2011.
- [38] A. E. Kahunzire and K. O. Awodele, "Improving Distribution Network State Estimation by means of Phasor Measurement Units," in *Proc. of 49th UPEC*, Cluj-Napoca, Romania, 2014.
- [39] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 61869 - Instrument transformers*, IEC, 2007.
- [40] Ritz Messwandler GmbH & Co., *Hochspannungs-Messwandler*, Hamburg, Germany: Ritz Messwandler GmbH & Co., 1998.
- [41] Pfiffner Instrument Transformers Ltd., *Combined instrument transformers EJOE (24-170) kV*, Hirschtal, Switzerland: Pfiffner Instrument Transformers Ltd., 2015.

- [42] D. W. Allan, N. Ashby and C. C. Hodge, *The Science of Timekeeping - Application Note 1289*, Hewlett-Packard, 1997.
- [43] Arbiter Systems, *Datasheet Model 1133A Power Sentinel (TM)*, Paso Robles, CA: Arbiter Systems, Inc..
- [44] Meinberg Funkuhren GmbH und Co. KG, *Technische Daten GPS161xHS GPS-Empfänger*, Bad Pyrmont, Germany: Meinberg Funkuhren GmbH und Co. KG, 2009.
- [45] M. Jaschinsky, „Netzfrequenz.info,“ [Online]. Available: [www.netzfrequenz.info](http://www.netzfrequenz.info). [Zugriff am 03 12 2015].
- [46] Eurelectric / ENTSO-E, "Deterministic frequency deviations - root causes and proposals for potential solutions," Eurelectric / ENTSO-E, Brussels, Belgium, 2011.
- [47] M. Asprou, E. Kyriakides and M. Albu, "The Effect of Variable Weights in a WLS State Estimator Considering Instrument Transformer Uncertainties," *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 63, no. 6, pp. 1484-1494, 2014.
- [48] T. L. Baldwin, L. Mili, M. B. J. Boisen and R. Adapa, "Power system observability with minimal phasor measurement placement," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 8, pp. 707-715, 1993.
- [49] N. M. Manousakis, G. N. Korres and P. S. Georgilakis, "Taxonomy of PMU Placement Methodologies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 27, no. 2, 2012.
- [50] S. Azizi, A. S. Dobakhshari, S. A. Sarmadi and A. M. Ranjbar, "Optimal PMU Placement by an Equivalent Linear Formulation for Exhaustive Search," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 174-182, 2012.
- [51] S. Chakrabarti and E. Kyriakides, "Optimal Placement of Phasor Measurement Units for Power System Observability," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, no. 3, pp. 1433-1440, 2008.
- [52] Academic, "Academic dictionaries and encyclopedias," Academic, [Online]. Available: [http://universal\\_lexikon.deacademic.com/192810/Trial-and-Error-Methode](http://universal_lexikon.deacademic.com/192810/Trial-and-Error-Methode). [Accessed 8 2 2016].
- [53] X. Tai, D. Marelli, E. Rohr and M. Fu, "Optimal PMU placement for power system state estimation with random component outages," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 51, pp. 35-42, 2013.
- [54] S. P. Singh and S. P. Singh, "Optimal PMU Placement in Power System Considering the Measurement Redundancy," *Advance in Electronic and Electric Engineering*, vol. 4, no. 6, pp. 593-598, 2014.
- [55] M. Esmaili, K. Gharani and H. A. Shayanfar, "Redundant Observability PMU Placement in the Presence of Flow Measurements Considering Contingencies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 3765-3773, 2013.
- [56] R. Emami and A. Abur, "Robust Measurement Design by Placing Synchronized Phasor Measurements on Network Branches," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 38-43, 2010.

- [57] M. J. Alvarez, F. S. Sellschopp and E. Vazquez, "A PMUs placement methodology based on inverse of connectivity and critical measurements," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 68, pp. 336-344, 2015.
- [58] N. Fan and J.-P. Watson, "On integer programming models for the multi-channel PMU placement problem and their solution," *Energy Systems*, pp. 1-19, Mar 2015.
- [59] M. Korkali und A. Abur, „Placement of PMUs with channel limits,“ in *Proc. of IEEE Power & Energy Society General Meeting 2009*, Calgary, AB, 2009.
- [60] S. Mousavian, J. Valenzuela and J. Wang, "A two-phase investment model for optimal allocation of phasor measurement units considering transmission switching," *Electric Power System Research*, no. 119, pp. 492-498, 2015.
- [61] S. M. Mazhari, H. Monsef, H. Lesani and A. Fereidunian, "A Multi-Objective PMU Placement Method Considering Measurement Redundancy and Observability Value Under Contingencies," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 3, pp. 2136-2146, 2013.
- [62] F. Aminifar, A. Khodaei, M. Fotuhi-Firuzabad and M. Shahidehpour, "Contingency-Constrained PMU Placement in Power Networks," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 25, no. 1, pp. 516-523, 2010.
- [63] R. Sodhi, S. C. Srivastava and S. N. Singh, "Optimal PMU Placement to ensure system observability under contingencies," in *Proc. of 2009 IEEE PES General Meeting*, Calgary, AB, 2009.
- [64] N. H. Abbasy and H. M. Ismail, "A Unified Approach for the Optimal PMU Location for Power System State Estimation," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, 2009.
- [65] A. Mahari and H. Seyedi, "Optimal PMU placement for power system observability using BICA, considering measurement redundancy," *Electric Power System Research*, vol. 103, pp. 78-85, 2013.
- [66] M. Zhou, V. A. Centeno, A. G. Phadke, Y. Hu, D. Novosel and H. A. R. Volskis, "A Preprocessing Method for Effective PMU Placement Studies," in *Proc. of 3rd International Conference on DRPT 2008*, Nanjing, China, 2008.
- [67] C. J. Dafis and C. O. Nwankpa, "A nonlinear observability formulation for power systems incorporating generator and load dynamics," in *Proc. of 41st IEEE Conference on Decision and Control*, Las Vegas, NV, 2002.
- [68] E. Castillo, A. Conejo, R. E. Pruneda and C. Solares, "Observability Analysis in State Estimation: A Unified Numerical Approach," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 877-886, 2006.
- [69] R.-L. Chen, "A fast integer algorithm for observability analysis using network topology," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 3, pp. 1001-1009, 1990.
- [70] D. Dua, S. Dambhare, R. K. Gajbhiye and S. A. Soman, "Optimal Multistage Scheduling of PMU Placement: An OLP Approach," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 4, pp. 1812-1829, 2008.

- [71] M. Powalko, „Beobachtbarkeit eines elektrischen Verteilungsnetzes. Ein Beitrag zum Smart Grid,“ Dissertation, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Magdeburg, Germany, 2011.
- [72] R. F. Nuqui, "State Estimation and Voltage Security Monitoring Using Synchronized Phasor Measurements," Dissertation, Virginia Polytechnic Institute and State University, Blacksburg, VA, 2001.
- [73] B. Brinkmann, M. Negnevitsky, T. Yee and T. Nguyen, "An Observability Index for Distribution Networks using Information Entropy," in *Proc. of 2015 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Wollongong, NSW, 2015.
- [74] C. A. Fantin, M. R. C. Castillo, B. E. B. de Cavalho and J. B. A. London, "Using pseudo and virtual measurements in distribution system state estimation," in *Proc. of 2014 IEEE Transmission & Distribution Conference and Exposition - Latin America*, Medellin, Columbia, 2014.
- [75] G. Kron, *Tensor analysis of networks*, New York, NY: Wiley & Sons, 1965.
- [76] M. Wolter, „Grid State Identification of Distribution Grids,“ Dissertation, Gottfried-Wilhelm-Leibniz-Universität, Hannover, Germany, 2008.
- [77] D. Shi, "Power System Network Reduction for Engineering and Economic Analysis," Dissertation, Arizona State University, Phoenix, AZ, 2012.
- [78] E. Handschin, *Elektrische Energieübertragungssysteme*, 2. Hrsg., Heidelberg: Hüthig Verlag, 1987.
- [79] D. Li, R. Li and H. Chen, "State Estimation with WAMS/SCADA Hybrid Measurements," *IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, Alberta, Canada, 2009.
- [80] M. Göl and A. Abur, "A Hybrid State Estimator for Systems with limited Number of PMUs," *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1511-1517, May 2015.
- [81] M. Zhou, V. A. Centeno, J. S. Thorp and A. G. Phadke, "An Alternative for Including Phasor Measurements in State Estimators," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 4, pp. 1930-1937, 2006.
- [82] R. Baltensperger, A. Loosli, H. Sauvain, M. Zima, G. Andersson and R. Nuqui, "An Implementation of two-stage Hybrid State Estimation with limited Number of PMU," *10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010)*. Managing the Change, Manchester, UK, 2010.
- [83] J. Chen, "Power System State Estimation Using Phasor Measurement Units," Dissertation, University of Kentucky, Lexington, KY, 2013.
- [84] P. S. C. Vide, F. P. M. Barbosa and I. M. Ferreira, "Combined use of SCADA and PMU Measurements for Power System State Estimator Performance Enhancement," in *Proc. of 2011 3rd International Youth Conference on Energetics (IYCE)*, Leiria, Portugal, 2011.



- [85] C. Röhrig, „Smart Distribution Planung unter Berücksichtigung von residualen Lasten,“ Dissertation, Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg, Germany, 2013.
- [86] M. E. Baran and A. W. Kelley, "A branch-current-based state estimation method for distribution systems," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 10, no. 1, pp. 483-491, 1995.
- [87] M. Pau, P. A. Pegoraro and S. Sulis, "Branch current state estimator for distribution system based on synchronized measurements," in *Proc. on 2012 IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS)*, Aachen, Germany, 2012.
- [88] M. Pau, P. A. Pegoraro und S. Sara, „Efficient Branch-Current-Based Distribution System State Estimation Including Synchronized Measurements,“ *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, Bd. 62, Nr. 9, pp. 2419-2429, 2013.
- [89] C. Muscas, M. Pau, P. A. Pegoraro and S. Sulis, "Uncertainty of Voltage Profile in PMU-Based Distribution System State Estimation," *IEEE Transactions on Instrument and Measurement*, pp. 1-11, 2015.
- [90] L. Zanni, D. Colangelo, R. Cherkaoui and M. Paolone, "Impact of Synchrophasor Measurement Types and Uncertainties on the Accuracy of Distribution System Linear State Estimators," in *Proc. of 2015 PowerTech*, Eindhoven, Netherlands, 2015.
- [91] D. Macii, G. Barchi and L. Schenato, "On the Role of Phasor Measurement Units for Distribution System State Estimation," in *Proc. of 2014 IEEE Workshop on Environmental Energy and Structural Monitoring Systems (EESMS)*, Naples, FL, 2014.
- [92] M. Powalko and K. Rudion, "Improving Power System State Estimation with PMU," in *Tagungsband zum 54. Internationalen wissenschaftlichen Kolloquium*, Ilmenau, Germany, 2009.
- [93] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 61970: Energy management system application program interface*, IEC, 2005.
- [94] D. Westermann, P. Bretschneider and H. Rüttinger, "A novel approach for distribution system operation utilization state of the art communication technology," in *Proc. of 2009 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Calgary, AB, 2009.
- [95] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 61508: Functional Safety of Electrical/Electronic/Programmable Electronic Safety-related Systems*, IEC, 2010.
- [96] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 61850: Communication Networks and Systems for Power Utility Automation*, IEC, 2015.
- [97] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 61968: Application integration at electric utilities - System interfaces for distribution management*, IEC, 2012.
- [98] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 62056: Electricity metering data exchange - The DLMS/COSEM suite*, IEC, 2013.

- [99] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC 62351: Power systems management and associated information exchange - Data and communications security*, IEC, 2014.
- [100] International Electrotechnical Commission (IEC), *IEC/TR 61850-90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118*, IEC, 2012.
- [101] H. Falk, "IEC 61850-90-5 - an Overview," PAC World, [Online]. Available: [https://www.pacw.org/issue/december\\_2012\\_issue/iec\\_61850905\\_an\\_overview/iec\\_61850905\\_an\\_overview/complete\\_article/1.html](https://www.pacw.org/issue/december_2012_issue/iec_61850905_an_overview/iec_61850905_an_overview/complete_article/1.html). [Accessed 23 01 2016].
- [102] A. Apostolov, "Testing of IEC 61850 Sampled Value based Devices and Systems," PAC World, [Online]. Available: [https://www.pacw.org/issue/june\\_2014\\_issue/sharing\\_iec\\_61850\\_sampled\\_values\\_copy\\_1/sampled\\_values/article/](https://www.pacw.org/issue/june_2014_issue/sharing_iec_61850_sampled_values_copy_1/sampled_values/article/). [Accessed 1 2 2016].
- [103] Q. Zhang, Y. Chakhchoukh, V. Vittal, G. T. Heydt, N. Logic and S. Sturgill, "Impact of PMU Measurement Buffer Length on State Estimation and its Optimization," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 2, pp. 1657-1665, 2013.
- [104] L. Zhang and A. Abur, "State estimator tuning for PMU measurements," in *Proc. of 2011 North American Power Symposium*, Boston, MA, 2011.
- [105] „Studie zu separaten Netzen im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft und Europaangelegenheiten des Landes Brandenburg,“ Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Cottbus, Germany, 2013.
- [106] J. Büchner, J. Katzfey, O. Flörcken, A. Moser, H. Schuster, S. Dierkes, T. van Leeuwen, L. Verheggen, M. Uslar und M. van Amelsvoort, „Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie),“ E-Bridge Consulting GmbH, Bonn, Germany, 2012.
- [107] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030,“ dena, Berlin, Germany, 2012.
- [108] S. Pajic, "Power System State Estimation and Contingency Constrained Optimal Power Flow - A Numerically Robust Implementation," Dissertation, Worcester Polytechnic Institute, Worcester, MA, 2007.
- [109] G. N. Korres and N. M. Manousakis, "State estimation and bad data processing for systems including PMU and SCADA measurements," *Electric Power System Research*, vol. 81, pp. 1514-1524, 2011.
- [110] M. Kavaiya and K. Pandya, "PMU Placement for Power System Observability using Integer Linear Programming," *International Journal of Engineering Development and Research*, pp. 97-100, 2014.
- [111] M. Glavic and T. V. Cutsem, "State reconstruction from synchronized phasor measurements," in *Proc. of 2011 ISGT Europe*, Manchester, UK, 2011.
- [112] W. Jiang, V. Vittal and G. T. Heydt, "A Distributed State Estimator Utilizing Synchronized Phasor Measurements," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 563-571, 2007.

## ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BOI	Bus Observability Index
DEA	Dezentrale Energieerzeugungsanlagen
dena	Deutsche Energie-Agentur
DSSE	Distribution System State Estimation
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
FOS	Fragment Of Second
GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
GPS	Global Positioning System
HEO	Höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen
HSE	Hybride State Estimation
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
LSE	Lineare State Estimation
NSM	Netzsicherheitsmanagement
OLA	Observability Level Assessment
PDC	Phasor Data Concentrator
PMU	Phasor Measurement Unit
ROCOF	Rate Of Change Of Frequency
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SDL	Systemdienstleistungen
SE	State Estimation
SOC	Second Of Century
SORI	System Observability Redundancy Index
SV	Sampled Values
TNB	Tiefe der Nichtbeobachtbarkeit
TVE	Total Vector Error
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WAMPAC	Wide Area Monitoring, Protection and Control
WAMS	Wide Area Monitoring System
WLS	Weighted Least Squares
ZIB	Zero Injection Bus

## FORMELVERZEICHNIS

### Skalare

Formelzeichen	Beschreibung	Einheit
$a$	Realteil des komplexwertigen Stromes	pu
$c$	Imaginärteil des komplexwertigen Stromes	pu
$C$	Kapazität	F
$e$	Realteil der komplexwertigen Spannung	pu
$E$	Informationsentropie	-
$f$	Imaginärteil der komplexwertigen Spannung	pu
$I, i$	(Bezogener) Strom	V, pu
$K$	Stetiger Beobachtbarkeitsindex auf Basis der Informationsentropie	-
$M_U$	Menge der Spannungsmessungsindizes	-
$n_K$	Anzahl der Knoten eines Netzes	-
$n_L$	Anzahl der Leitungen eines Netzes	-
$n_{MS}$	Anzahl der Messstellen eines Netzes	-
$n_{PMU}$	Anzahl der PMU	-
$OLA$	Observability Level Assessment Index	-
$P$	Wahrscheinlichkeit	-
$P, p$	(Bezogene) Wirkleistung	W, pu
$Q, q$	(Bezogene) Blindleistung	VA <sub>r</sub> , pu
$R$	Widerstand	$\Omega$
$S, s$	(Bezogene) Scheinleistung	VA, pu
$t$	Zeit	s
$U, u$	(Bezogene) Spannung	V, pu
$\underline{X}$	Allgemeine Zeigergröße (Phasor)	-
$X$	Reaktanz, Betrag einer Zeigergröße	$\Omega$ , -
$Y, y$	(Bezogene) Admittanz	S, pu

**Matrizen und Vektoren**

<b>Formel- zeichen</b>	<b>Beschreibung</b>
<b><i>A</i></b>	Adjazenzmatrix
<b><i>C</i></b>	Matrix der Nebenbedingung bei der linearen Optimierung (messstellenbasiert)
<b><i>d</i></b>	Vektor der Nebenbedingung bei der linearen Optimierung (messstellenbasiert)
<b><i>D</i></b>	Matrix der Messstelleneinschränkung
<b><math>\varepsilon</math></b>	Konvergenzvektor
<b><i>e</i></b>	Zustandsvektor der Realteile
<b><i>E</i></b>	Einheitsmatrix
<b><i>f</i></b>	Wichtungsvektor, Zustandsvektor der Imaginärteile
<b><i>J</i></b>	Minimierungsfunktion / Fehlervektorfunktion
<b><i>h</i></b>	Messfunktion
<b><i>H</i></b>	Jacobi'sche Matrix der Messfunktion
<b><i>I</i></b>	Einheitsmatrix
<b><i>G</i></b>	Gainmatrix
<b><i>r</i></b>	Residuale Messabweichungen
<b><i>R</i></b>	Gewichtungsmatrix
<b><i>x</i></b>	Netzzustandsvektor, Messstellenvektor
<b><i>X</i></b>	Messstellenmatrix
<b><i>v</i></b>	Messfehlervektor
<b><i>W</i></b>	Residuen-Sensitivitätsmatrix
<b><i>z</i></b>	Messvektor

## *Symbole*

<b>Formel- zeichen</b>	<b>Beschreibung</b>	<b>Einheit</b>
$\beta$	Bus Observability Index (BOI)	-
$\gamma$	System Observability Redundancy Index (SORI)	-
$\delta$	Zeigerwinkeldifferenz	°
$\Delta$	Abweichung	-
$\eta$	Messredundanz	-
$\phi$	Zeigerwinkel	°
$\theta$	Spannungs- oder Stromwinkel	°
$\mu$	Erwartungswert	-
$\xi$	Allgemeine mittlere absolute Abweichung	-
$\sigma / \sigma^2$	Standardabweichung / Varianz	-
$\omega$	Kreisfrequenz	$s^{-1}$
$\Re$	Realteil einer komplexwertigen Größe	-
$\Im$	Imaginärteil einer komplexwertigen Größe	-

## TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 2.1: Unterschiede der beiden Messsysteme [18] [19] [20].....	12
Tabelle 2.2: Quantifizierung der Fehlereinflüsse von Zeigermessgrößen .....	17
Tabelle 2.3: Geforderte Wandlergenauigkeiten und die resultierenden Abweichungen .....	19
Tabelle 3.1: Überblick wichtiger heuristischer PMU-Platzierungsmethoden nach [49].....	21
Tabelle 3.2: Eingangswerte zur PMU-Platzierung in Testnetzen .....	32
Tabelle 3.3: Ausgangswerte zur PMU-Platzierung in Testnetzen .....	33
Tabelle 3.4: Vergleich der Platzierungsverfahren für das IEEE 30-Knoten Testnetz .....	34
Tabelle 4.1: Zuordnung des Beobachtbarkeitsgrades OLA .....	39
Tabelle 5.1: Standardabweichung konventioneller Messungen nach [11] [84] [25].....	52
Tabelle 5.2: Abweichung zeigerbasierter Messungen nach [16] [43] [30] .....	53
Tabelle 6.1: Beschreibung der Simulationsszenarien .....	62
Tabelle 6.2: Parameter des 4-Knoten-Testnetzes.....	64
Tabelle 6.3: Messkonfiguration für das 4-Knoten-Testnetz.....	65
Tabelle 6.4: Durchschnittliche mittlere Abweichung der Knotenspannungen über alle Datensätze (Szenario 2).....	67
Tabelle 6.5: Durchschnittliche mittlere Abweichung der Knotenspannungen über alle Datensätze (Szenario 1).....	72
Tabelle 7.1: Beobachtbarkeitsindizes für das betrachtete 110-kV-Netzgebiet .....	81
Tabelle 7.2: Beispielhafter PMU-Messdatensatz des Mitsystem für einen Zeitstempel.....	82
Tabelle 7.3: Übersicht wichtiger Standards für Kommunikation und Steuerung .....	86
Tabelle 7.4: Vergleich von IEEE C37.118 und IEC 61850 nach [101] und [102] .....	86
Tabelle 7.5: PMU-Materialkosten zur Ausstattung einer Station .....	88
Tabelle 10.1: Durchschnittliche mittlere Abweichung der Knotenspannungen über alle Datensätze (Szenario 1, 4-Knoten-Testnetz).....	111
Tabelle 10.2: Durchschnittliche mittlere Abweichung der Knotenspannungen über alle Datensätze (Szenario 3, 4-Knoten-Testnetz).....	111
Tabelle 10.3: Durchschnittliche mittlere Abweichung der Knotenspannungen über alle Datensätze (Szenario 2, 18-Knoten-Testnetz).....	112
Tabelle 10.4: Durchschnittliche mittlere Abweichung der Knotenspannungen über alle Datensätze (Szenario 3, 18-Knoten-Testnetz).....	112

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1.1: Prinzip eines Verteilnetzüberwachungs- und -steuerungssystems.....	4
Abbildung 1.2: Schwerpunkte der Dissertation und anknüpfende Untersuchungen.....	7
Abbildung 2.1: PMU-Signalverarbeitung nach [16] .....	10
Abbildung 2.2: Schematische PMU-Verschaltung nach [14] .....	11
Abbildung 2.3: Zeigermessung und Toleranzbereiche benachbarter Knotenspannungen $i$ und $j$ mit ausreichender (a) und unzureichender Genauigkeit (b).....	15
Abbildung 3.1: Prinzip einer Messstelle .....	26
Abbildung 3.2: PMU-Messstellenplatzierung beim IEEE 30-Knoten-Testnetz.....	33
Abbildung 3.3: Klassische PMU Platzierung für das IEEE 30-Knoten-Netz.....	34
Abbildung 4.1: Tiefe der Nichtbeobachtbarkeit von 1 (links) und von 2 (rechts) nach [72] ...	39
Abbildung 4.2: Ersatzschaltbild zur linearen Interpolation.....	42
Abbildung 4.3: Prinzip der Netzminimierung (Knoten 1 und 2 beobachtet, Knoten 3 und 4 unbeobachtet).....	45
Abbildung 5.1: Prinzip der State Estimation nach [78] .....	47
Abbildung 5.2: Prinzip der 2-stufigen HSE (links) und der 1-stufigen HSE (rechts) [81] [82]...	51
Abbildung 5.3: $\pi$ -Ersatzschaltbild.....	55
Abbildung 6.1: Methodisches Vorgehen .....	58
Abbildung 6.2: Programmablaufplan zur vergleichenden Netzzustandsabschätzung .....	61
Abbildung 6.3: 4-Knoten-Testnetz mit PMU-Konfiguration nach Szenario 1 und 2 .....	64
Abbildung 6.4: Mittlere Abweichung der Knotenspannungsamplitude (4-Knoten-Testnetz, Szenario 2B).....	66
Abbildung 6.5: Mittlere Abweichung des Knotenspannungswinkels (4-Knoten-Testnetz, Szenario 2B).....	66
Abbildung 6.6: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Wirk- und Blindleistungsabweichungen bei Szenario 2B.....	68
Abbildung 6.7: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Stromabweichungen bei Szenario 2B.....	69
Abbildung 6.8: 18-Knoten-Testnetz mit PMU-Konfiguration nach Szenario 1 und 2 .....	70
Abbildung 6.9: Mittlere Abweichung der Knotenspannungsamplitude (18-Knoten-Testnetz, Szenario 1C).....	71
Abbildung 6.10: Mittlere Abweichung des Knotenspannungswinkels (18-Knoten-Testnetz, Szenario 1C).....	71
Abbildung 6.11: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Wirk- und Blindleistungsabweichungen bei Szenario 1C .....	72
Abbildung 6.12: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Stromabweichungen bei Szenario 1C....	73

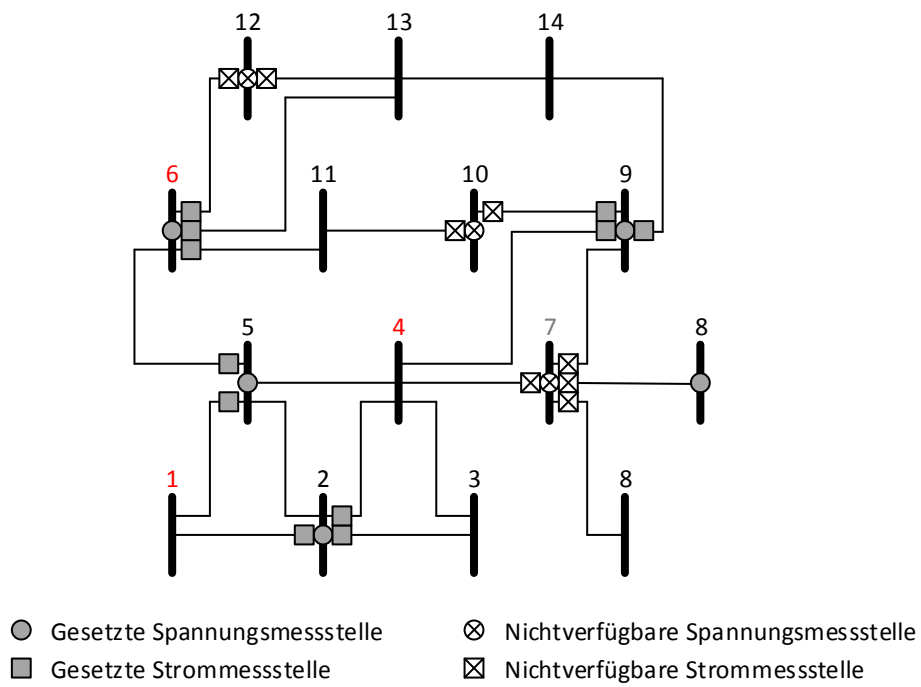


---

Abbildung 6.13: Erwartungswert und Standardabweichung des maximalen Spannungsamplitudenfehlers (18-Knoten-Testnetz) .....	75
Abbildung 6.14: Erwartungswert und Standardabweichung des maximalen Leitungsstromfehlers (18-Knoten-Testnetz) .....	75
Abbildung 7.1: Systemarchitektur .....	77
Abbildung 7.2: Vollständiges unbeobachtetes 110-kV-Netzgebiet .....	80
Abbildung 7.3: Minimiertes beobachtbares 110-kV-Netzgebiet .....	80
Abbildung 7.4: Zeitlicher Verlauf der Knotenspannungsamplituden .....	83
Abbildung 7.5: Zeitlicher Verlauf der Leitungsauslastungen .....	84
Abbildung 7.6: Zeitlicher Verlauf des berechneten Wirkleistungsbezugs am Knoten 9.....	85
Abbildung 10.1: PMU-Messstellenplatzierung beim IEEE 14-Knoten-Testnetz.....	108
Abbildung 10.2: Erwartungswert und Standardabweichung des mittleren Spannungsamplitudenfehlers (18-Knoten-Testnetz).....	113
Abbildung 10.3: Erwartungswert und Standardabweichung des mittleren Leitungsstromfehlers (18-Knoten-Testnetz) .....	113

## ANHANG

### MESSTELLENPLATZIERUNG BEIM IEEE 14-KNOTEN-TESTNETZ



**Abbildung 0.1: PMU-Messstellenplatzierung beim IEEE 14-Knoten-Testnetz**

**KONVENTIONELLE MESSFUNKTIONEN****Komplexe Größen nach Real- und Imaginärteil (Spannung, Strom, Admittanz)**

$$\underline{u} = e + jf \qquad \underline{i} = a + jc \qquad \underline{y} = g + jb$$

**Spannungseffektivwert am Knoten  $i$** 

$$u_i = \sqrt{e_i^2 + f_i^2}$$

**Wirkleistungsfluss vom Knoten  $i$  nach Knoten  $j$** 

$$p_{ij} = \Re\{\underline{u}_i \cdot \underline{i}_{ij}^*\}$$

$$p_{ij} = (e_i^2 + f_i^2) \cdot (g_{s,ij} + g_{l,ij}) - (e_i e_j + f_i f_j) \cdot g_{l,ij} + (e_i f_j - e_j f_i) \cdot b_{l,ij}$$

**Blindleistungsfluss vom Knoten  $i$  nach Knoten  $j$** 

$$q_{ij} = \Im\{\underline{u}_i \cdot \underline{i}_{ij}^*\}$$

$$q_{ij} = -(e_i^2 + f_i^2) \cdot (b_{s,ij} + b_{l,ij}) + (e_i e_j + f_i f_j) \cdot b_{l,ij} + (e_i f_j - e_j f_i) \cdot g_{l,ij}$$

**Wirkleistungsbezug am Knoten  $i$** 

$$p_i = \Re\{\underline{u}_i \cdot \underline{i}_i^*\}$$

$$p_i = -(e_i^2 + f_i^2) \cdot \sum_{j=1}^{n_K} (g_{l,ij} + g_{s,ij}) + e_i \cdot \sum_{j=1}^{n_K} (e_j g_{l,ij} - f_j b_{l,ij}) + f_i \cdot \sum_{j=1}^{n_K} (e_j b_{l,ij} - f_j g_{l,ij})$$

**Blindleistungsbezug am Knoten  $i$** 

$$q_i = \Im\{\underline{u}_i \cdot \underline{i}_i^*\}$$

$$q_i = (e_i^2 + f_i^2) \cdot \sum_{j=1}^{n_K} (b_{l,ij} + b_{s,ij}) - e_i \cdot \sum_{j=1}^{n_K} (e_j b_{l,ij} + f_j g_{l,ij}) + f_i \cdot \sum_{j=1}^{n_K} (e_j g_{l,ij} - f_j b_{l,ij})$$

**LINEARE MESSFUNKTIONEN*****PMU-Strommessung von Knoten  $i$  nach Knoten  $j$*** 

$$\mathbf{H}_{a,ij} \cdot \mathbf{x} = \Re\{\underline{i}_{ij}\}$$

$$\mathbf{H}_{a,ij} \cdot \mathbf{x} = e_i \cdot (g_{s,ij} + g_{l,ij}) - e_j \cdot g_{l,ij} - f_i \cdot (b_{s,ij} + b_{l,ij}) + f_j \cdot b_{l,ij}$$

$$\mathbf{H}_{c,ij} \cdot \mathbf{x} = \Im\{\underline{i}_{ij}\}$$

$$\mathbf{H}_{c,ij} \cdot \mathbf{x} = e_i \cdot (b_{s,ij} + b_{l,ij}) - e_j \cdot b_{l,ij} + f_i \cdot (g_{s,ij} + g_{l,ij}) - f_j \cdot g_{l,ij}$$

***PMU-Strommessung am Knoten  $i$*** 

$$\mathbf{H}_{a,i} \cdot \mathbf{x} = \Re\{\underline{i}_i\}$$

$$\mathbf{H}_{a,i} \cdot \mathbf{x} = -e_i \cdot \sum_{j=1}^{n_K} (g_{l,ij} + g_{s,ij}) + f_i \cdot \sum_{j=1}^{n_K} (b_{l,ij} + b_{s,ij}) + \sum_{j=1}^{n_K} (e_j g_{l,ij} - f_j b_{l,ij})$$

$$\mathbf{H}_{c,i} \cdot \mathbf{x} = \Im\{\underline{i}_i\}$$

$$\mathbf{H}_{c,i} \cdot \mathbf{x} = -e_i \cdot \sum_{j=1}^{n_K} (b_{l,ij} + b_{s,ij}) - f_i \cdot \sum_{j=1}^{n_K} (g_{l,ij} + g_{s,ij}) + \sum_{j=1}^{n_K} (e_j b_{l,ij} + f_j g_{l,ij})$$

## SIMULATIONSERGEBNISSE

## 4-Knoten-Testnetz

**Tabelle 0.1: Durchschnittliche mittlere Abweichung der Knotenspannungen über alle Datensätze (Szenario 1, 4-Knoten-Testnetz)**

Szenario	Konventionelle State Estimation		Lineare State Estimation (LSE)		Hybride State Estimation (HSE)	
	$\overline{\xi}_{ u }$ in pu	$\overline{\xi}_{ \theta }$ in °	$\overline{\xi}_{ u }$ in pu	$\overline{\xi}_{ \theta }$ in °	$\overline{\xi}_{ u }$ in pu	$\overline{\xi}_{ \theta }$ in °
<b>1A</b>	0,0071	0,1807	0,0010	0,0244	0,0011	0,0339
<b>1B</b>	0,0033	0,1893	0,0010	0,0242	0,0028	0,0798
<b>1C</b>	0,0069	0,1938	0,0001	0,0027	0,0002	0,0133

**Tabelle 0.2: Durchschnittliche mittlere Abweichung der Knotenspannungen über alle Datensätze (Szenario 3, 4-Knoten-Testnetz)**

Szenario	Konventionelle State Estimation		Lineare State Estimation (LSE)		Hybride State Estimation (HSE)	
	$\overline{\xi}_{ u }$ in pu	$\overline{\xi}_{ \theta }$ in °	$\overline{\xi}_{ u }$ in pu	$\overline{\xi}_{ \theta }$ in °	$\overline{\xi}_{ u }$ in pu	$\overline{\xi}_{ \theta }$ in °
<b>3A</b>	0,0050	0,1458	0,0006	0,0167	0,0007	0,0305
<b>3B</b>	0,0022	0,1552	0,0007	0,0173	0,0016	0,0783
<b>3C</b>	0,0049	0,1503	0,0001	0,0018	0,0001	0,0077

**18-Knoten-Testnetz****Tabelle 0.3: Durchschnittliche mittlere Abweichung der Knotenspannungen über alle Datensätze (Szenario 2, 18-Knoten-Testnetz)**

Szenario	Konventionelle State Estimation		Lineare State Estimation (LSE)		Hybride State Estimation (HSE)	
	$\overline{\xi_{ u }}$ in pu	$\overline{\xi_{ \theta }}$ in °	$\overline{\xi_{ u }}$ in pu	$\overline{\xi_{ \theta }}$ in °	$\overline{\xi_{ u }}$ in pu	$\overline{\xi_{ \theta }}$ in °
<b>2A</b>	0,0022	0,0132	0,0007	0,0290	0,0003	0,0040
<b>2B</b>	0,0008	0,0053	0,0007	0,0287	0,0002	0,0024
<b>2C</b>	0,0021	0,0134	0,0001	0,0030	0,0000	0,0013

**Tabelle 0.4: Durchschnittliche mittlere Abweichung der Knotenspannungen über alle Datensätze (Szenario 3, 18-Knoten-Testnetz)**

Szenario	Konventionelle State Estimation		Lineare State Estimation (LSE)		Hybride State Estimation (HSE)	
	$\overline{\xi_{ u }}$ in pu	$\overline{\xi_{ \theta }}$ in °	$\overline{\xi_{ u }}$ in pu	$\overline{\xi_{ \theta }}$ in °	$\overline{\xi_{ u }}$ in pu	$\overline{\xi_{ \theta }}$ in °
<b>3A</b>	0,0022	0,0136	0,0004	0,0200	0,0002	0,0029
<b>3B</b>	0,0009	0,0054	0,0005	0,0192	0,0002	0,0022
<b>3C</b>	0,0021	0,0132	0,0000	0,0020	0,0000	0,0008

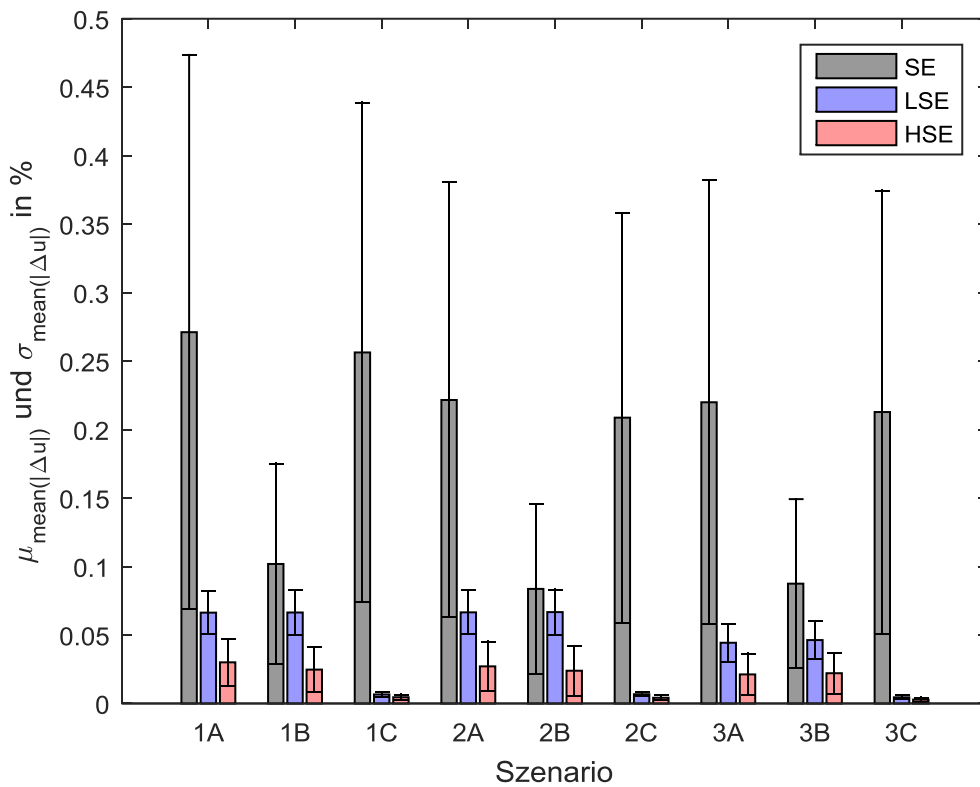


Abbildung 0.2: Erwartungswert und Standardabweichung des mittleren Spannungsamplitudenfehlers (18-Knoten-Testnetz)

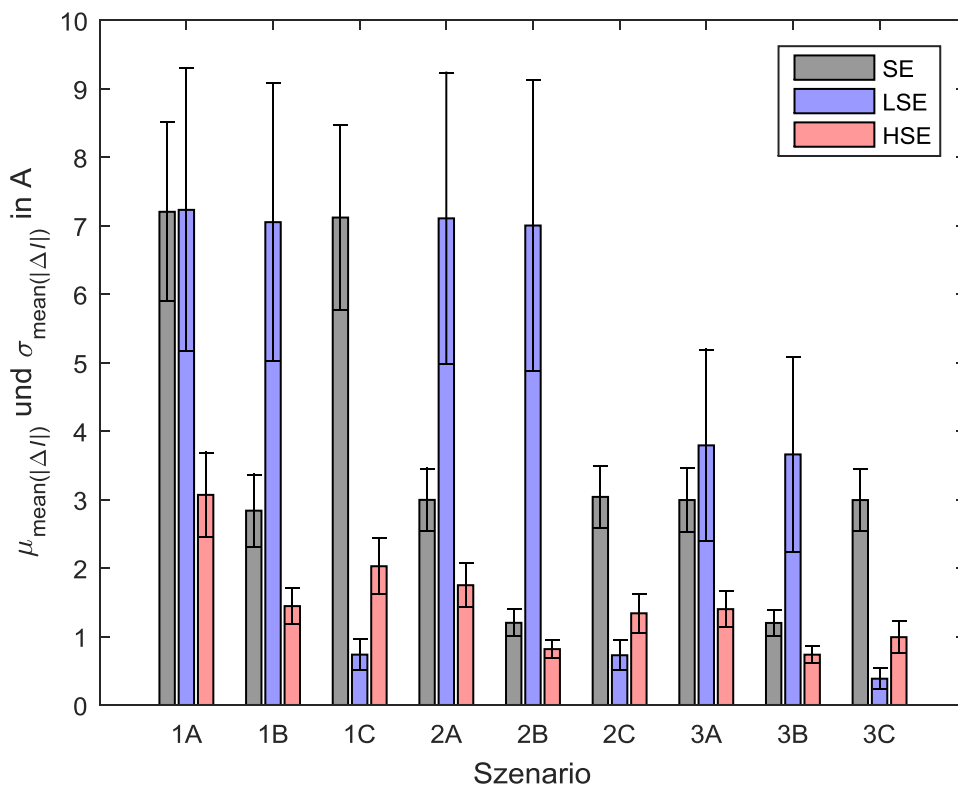


Abbildung 0.3: Erwartungswert und Standardabweichung des mittleren Leitungsstromfehlers (18-Knoten-Testnetz)

## PUBLIZIERTE MAFO-BÄNDE

- [1] **A. Orths:** Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt unter Verwendung von Spieltheoretischen Verfahren.  
ISBN: 3-929757-57-5, 2003
- [2] **M. Purmann:** Optimierung des Betriebsverhaltens von PEM-Brennstoffzellen unter Berücksichtigung von elektrischem und Gesamtwirkungsgrad bei unterschiedlichen Lastanforderungen und Betriebsparametern.  
ISBN: 3-929757-63-X, 2003
- [3] **M. Al-Hamid:** Extraktion von höheren Moden TEM-Wellenleitern.  
ISBN: 3 929757-64-8, 2004
- [4] **H. Haase, J. Nitsch, T. Steinmetz:** Transmission-Line Super Theory – A new Approach to an Effective Calculation of Electromagnetic Interference.  
ISBN: 3 929757-67-2, 2004
- [5] **A. Bachry:** Power Quality Studies in Distribution Systems Involving Spectral Decomposition. ISBN: 3-929757-68-0, 2004
- [6] **Z. Styczynski (Editor):** Power Network and Renewables – A Scientific Report- (5 Years Research). ISBN: 3-929757-69-9, 2004
- [7] **E. Blume:** Numerische Analyse der Kopplung linearer Antennen innerhalb eines Resonators. ISBN: 3-929757-71-1, 2004
- [8] **E. Handschin, Z. Styczynski (Editors):** Power System Application of the Modern Battery Storage. ISBN: 3-929757-75-3, 2004
- [9] **H. Haase:** Full-Wave Field Interactions of Nonuniform Transmission Lines. ISBN: 3-929757-78-8, 2005
- [10] **D. Nitsch:** Die Wirkung eingekoppelter ultrabreitbandiger elektromagnetischer Impuls auf komplexe elektronische System. ISBN: 3-929757-79-6, 2005
- [11] **B. Hadzi-Kostova:** Protection Concepts in Distribution Networks with Decentralised Energy Resources. ISBN: 3-929757-84-2, 2005
- [12] **T. Steinmetz:** Ungleichförmige und zufällig geführte Mehrfachleitungen in komplexen, technischen Systemen. ISBN: 3-929757-98-2, 2006
- [13] **Z. Styczynski, J. Haubrock (Editors):** Influence of Distributed and Renewable Generation on Power System Security. ISBN: 3-929757-99-0, 2006



- 
- [14] **G. Heideck:** Ein autonomes Brennstoffzellensystem: Optimierungsansätze. ISBN: 3-929757-94-X, 2006
- [15] **Z. Styczynski, H. D. Musikowski (Editors):** Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 7. ISBN: 3-929757-85-0, 2006
- [16] **F. Gronwald:** Antenna Theory in Resonating Systems derived from Fundamental Electromagnetism. ISBN: 3-929757-93-1, 2006
- [17] **G. Krauthäuser:** Grundlagen und Anwendungen von Modenverwirbelungs-kammern. ISBN: 978-3-929757-43-9, 2007
- [18] **C. Dzienis:** Ersatzmodelle nichtlinearer Lasten in elektrischen Verteilungsnetzen. ISBN: 978-3-929757-07-1, 2007
- [19] **Z. Styczynski, J. Haubrock (Editors):** Renewable and Dispersed Power Generation in Power Systems. ISBN: 978-3-929757-44-6, 2008
- [20] **J. Haubrock:** Parametrierung elektrischer Äquivalentschaltbilder von PEM Brennstoffzellen. ISBN: 978-3-940961-02-0, 2008
- [21] **N. Angelov:** Rechnergestütztes Lernen im Bereich der Regenerativen Energien (Ausgewählte Aspekte). ISBN: 978-3-940961-03-7, 2008
- [22] **P. Komarnicki:** Anwendung hochgenauer, synchroner Messungen zur Verbesserung des Betriebs von Verteilungsnetzen. ISBN 978-3-940961-04-4, 2008
- [23] **C. Roggatz:** Trainingssimulator für die Führung von elektrischen Systemen mit dezentralen Energieeinspeisungen - Trainingsszenarien und Umsetzung. ISBN: 978-3-940961-05-1, 2008
- [24] **K. Rudion:** Aggregated Modelling of Wind Farms. ISBN: 978-3-940961-14-3, 2008
- [25] **M. R. Ganjavi:** Protection System Coordination Using Expert System. ISBN: 978-3-940961-15-0, 2008
- [26] **S. Bofinger:** Energieversorgungsnetze mit einem hohen Anteil an photovoltaischer Solarenergie: Standortbestimmung, Solarstromprognose, Netzintegration. ISBN: 978-3-940961-25-9, 2008
- [27] **Z. Styczynski, P. Komarnicki (Editorial Board):** Distributed and Renewable Power Generation. ISBN: 978-3-940961-26-6, 2008
- [28] **S. Kochetov:** Time- and frequency-domain modeling of passive interconnection structures in field and circuit analysis. ISBN: 978-3-940961-27-3, 2008

- [29] **M. Magdowski:** Entwicklung und Validierung eines Werkzeugs zur Berechnung der elektromagnetischen Einkopplung von stochastischen Feldern in Leitungsstrukturen. ISBN: 978-940961-28-0, 2008
- [30] **F. Sonnemann:** Elektromagnetische Effekte an elektrischen Zündmitteln (EED) mit angeschlossener Zündkreiselektronik (ZKE) bei impulsförmiger, breitbandiger Bestrahlung. ISBN: 978-3-940961-32-7, 2009
- [31] **T. Smieja:** Multikriterielle Planung interregionaler Elektrizitätsnetze im liberalisierten Energiemarkt. ISBN: 978-3-940961-35-8, 2009
- [32] **C. O. Heyde:** Dynamic Voltage Security Assessment for On-Line Control Room Application. ISBN: 978-3-940961-40-2, 2010
- [33] **Z. A. Styczynski, N. I. Voropai (Editors):** Renewable Energy Systems Fundamentals, Technologies, Techniques and Economics. ISBN: 978-3-940961-42-6, 2010
- [34] **Z. A. Styczynski, N. I. Voropai (Editors):** Renewable Energy Systems Fundamentals, Technologies, Techniques and Economics. ISBN: 978-3-940961-44-0, (Russian Version), 2010
- [35] **Z. A. Styczynski, A. Lindemann (Editors):** Integration of Renewable Energies into the Grid/ Proc. of the Power&Energy Student Summit 2010. ISBN: 978-3-940961-47-1, 2010
- [36] **Z. A. Styczynski, H.-D. Musikowski (Editors):** Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 11, ISBN: 978-3-940961-51-8, 2010
- [37] **M. A. Gurbiel:** Definition and Testing of a Digital Interface of a Power Substation. ISBN: 978-3-940961-54-9, 2011
- [38] **P. Lombardi:** Multi criteria optimization of an autonomous virtual power plant. ISBN:978-3-940961-55-6, 2011
- [39] **M. Powalko:** Beobachtbarkeit eines elektrischen Verteilungsnetzes. Ein Beitrag zum Smart Grid. ISBN:978-3-940961-62-4, 2011
- [40] **Z. A. Styczynski, K. Rudion, C. Nguyen-Mau (Editorial Board):** Power System Dynamic Security Assessment. ISBN: 978-3-940961-61-7, 2011
- [41] **M. Käbisch:** Optimale Dimensionierung und Betriebsführung einer brennstoffzellenbasierten Auxiliary Power Unit im Fahrzeug. ISBN 978-3-940961-67-9, 2011

- [42] **Z. A. Styczynski, N. I. Voropai (Editors):** Special issue Grant 220 Russian Federation “Smart Grid for Efficient Energy Power System for the Future”, Proceedings Volume I. ISBN: 978-3-940961-74-7, 2012
- [43] **Z. A. Styczynski, P. Komarnicki, A. Naumann (Editors):** Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-mobility. ISBN: 978-3-940961-71-6, 2012
- [44] **M. Heuer:** Diagnosetool für stationär betriebene PEM-Brennstoffzellensysteme. ISBN: 978-3-940961-77-8, 2012
- [45] **M. Stötzer:** Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen – Potenzialanalyse und Bewertung. ISBN: 978-3-940961-78-5 ,2012
- [46] **M. Magdowski:** Vergleich der Einkopplung deterministischer und statistischer elektromagnetischer Felder in Leitungen. ISBN 978-3-940961-75-4, 2012
- [47] **A. Naumann:** Leitwarte im Smart Grid. ISBN 978-3-940961-81-5, 2012
- [48] **K. Rudion:** Offshore Power System Planning – Selected Aspects. ISBN 978-3-940961-82-2, 2012
- [49] **C. Nguyen Mau:** Electric Power System Stability Enhancement by Voltage Source Converter based High Voltage Direct Current Technology. ISBN 978-3-940961-84-6, 2012
- [50] **H. Guo:** Measurement-based Load Modeling for Smart Grid Planning. ISBN: 978-3-940961-86-0, 2012
- [51] **Z. A. Styczynski, N. Voropai, V. Stepanov, P. Lombardi (Editors):** The power grid of the future. Proceedings No 2 in the scope of Mega Grant Baikal. ISBN: 978-3-940961-95-2, 2013
- [52] **Z. A. Styczynski, N. Voropai, V. Stepanov, P. Lombardi (Editors):** The power grid of the future. Proceedings No 3 in the scope of Mega Grant Baikal. ISBN: 978-3-940961-98-3, 2013

### Neuaufgabe MAFO NA

- [53] 1 **C. Wenge:** Optimaler Betrieb von mobilen Speichern im Smart Grid. -Mobilitätsleitwarte-. ISBN: 978-3-944722-01-6, 2013
- [54] 2 **Ch. Röhrig:** Smart Distribution Planung unter Berücksichtigung von residualen Lasten. ISBN: 978-3-944722-06-1, 2014
- [55] 3 **F. Middelstädt:** Research of SEM Poles of Complex Wire Structures. ISBN: 978- 3-944722-07-8, 2014

- [56] 4 **Z. A. Styczynski (Editor):** Power Network and Renewables – A Scientific Report - 15 Years Research. ISBN: 978-3-944722-08-5, 2014
- [57] 5 **N. N. Solonina, V. S. Stepanov, K. V. Suslov:** Information technology in intelligent power networks, Monograph. ISBN: 978-3-944722-13-9, 2014
- [58] 6 **R. Krebs:** Fundamentals of Power System Protection. ISBN: 978-3-944722-15-3, 2014
- [59] 7 **N. Moskalenko:** Optimal Dynamic Energy Management System in Smart Homes. ISBN: 978-3-944722-16-0, 2014
- [60] 8 **I. Hauer:** Optimale Last- und Erzeugungsanpassung bei kritischen Netzzuständen -Algorithmen und deren Bewertung-. ISBN 978-3-944722-18-4, 2014
- [61] 9 **Z. A. Styczynski, M. Richter (Editors):** Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 15. ISBN: 978-3-944722-21-4, 2014
- [62] 10 **Z. A. Styczynski, A. Richter, P. Kühne (Editors):** Second ELECON Workshop. Begleitband zum Workshop 2014. ISBN: 978-3-944722-23-8, 2014
- [63] 11 **P. A. Bernstein:** Modellgestützte optimale Betriebsführung von PEM-Brennstoffzellen für autonome Anlagen. ISBN: 978-3-944722-24-5, 2015
- [64] 12 **Steffen Rabe:** Betrieb einer Zweipunkt-Offshore-HGÜ-Verbindung – Modelluntersuchungen. ISBN: 978-3-944722-31-3, 2015
- [65] 13 **Bartłomiej Arendarski:** Reliability Assessment of Smart Grids. ISBN: 978-3-944722-32-0, 2015
- [66] 14 **Xiaofeng Pan:** Numerisches Simulationsverfahren zur Berechnung der Störaussendung elektrischer Antriebssysteme in Hybridfahrzeugen. ISBN: 978-3-944-722-34-4, 2016
- [67] 15 **M. Richter:** PMU-basierte Zustandsabschätzung in Smart Distribution. ISBN: 978-3-944722-43-6, 2016