

ZUSTANDSIDENTIFIKATION VON
MITTELSPANNUNGSNETZEN FÜR EINE
ÜBERGREIFENDE AUTOMATISIERUNG DER
MITTEL- UND NIEDERSPANNUNGSEBENE

FELIX DORSEMAGEN

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20180903-103416-3

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3A468-20180903-103416-3>]

**Zustandsidentifikation von
Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende
Automatisierung der
Mittel- und Niederspannungsebene**

von der Fakultät für
Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

**Doktor der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)**

genehmigte Dissertation

von
Felix Dorsemagen
aus Emmerich

Referent:	Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Korreferent:	Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz
Tag des Rigorosums:	06. Juli 2018

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

Impressum

Dorsemag, Felix:

Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine
Übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene
Neue Energie aus Wuppertal, Band 19, 1. Auflage 2018

© 2018 Felix Dorsemag, alle Rechte vorbehalten

Druck: epubli GmbH, Berlin, www.epubli.de

Bildquelle: Felix Dorsemag, 2017

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. An dieser Stelle gilt mein Dank allen Personen, die mich bei der Erstellung der Arbeit fachlich und persönlich unterstützt haben.

Zu allererst gilt mein persönlicher Dank meiner wunderbaren Familie, auf deren Hilfe ich mich stets verlassen konnte, und die zu jedem Zeitpunkt an meiner Seite stand. Ich wünschte meine Mutter hätte den Abschluss der Arbeit miterlebt, aber in Gedanken war sie stets bei mir und hat mir Kraft geschenkt. Ich bin mir sicher, dass ich ohne ihre Hilfe sowie die Hilfe meines Vaters nie so weit gekommen wäre, und ich kann mich glücklich schätzen, so viel Unterstützung von beiden erfahren zu haben.

Danken möchte ich auch meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr. Markus Zdrallek, Leiter des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. Seine Unterstützung und die vielfältigen Anregungen trugen wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit bei.

Herrn Prof. Dr. Christian Rehtanz danke ich sehr für das entgegengebrachte Interesse an meiner Arbeit und die freundliche Übernahme des Korreferats.

Weiterhin bedanke ich mich herzlich bei allen beteiligten Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik für die vielen anregenden Diskussionen und das angenehme Arbeitsumfeld. Ein ganz besonderer Dank gilt dabei Kamil Korotkiewicz, ohne dessen Hilfe diese Arbeit nicht entstanden wäre. Unsere gemeinsame Zeit und die Zusammenarbeit haben nicht nur ganz wesentlich zum Erfolg beigetragen, sondern vor allem die Freude an der Arbeit in großem Maße gesteigert.

Wuppertal, im Juli 2018

Felix Dorsemagen

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Die Umgestaltung der Verteilungsnetze	1
1.2	Stand der Wissenschaft und Technik	3
1.3	Ziel, Einordnung und Aufbau der Arbeit	4
2	Zentrale Rolle der Mittelspannung in der Verteilungsnetzautomatisierung	6
2.1	Dezentraler Ansatz der Verteilungsnetzautomatisierung	6
2.2	Das Mittelspannungsnetz als Bindeglied in der Verteilungsnetzautomatisierung	9
2.3	Modellierung des Mittelspannungsnetzes	10
2.3.1	Eigenschaften des Mittelspannungsnetzes	11
2.3.2	Typen von Mittelspannungsnetzen.....	12
2.3.3	Spezifische Herausforderungen im Mittelspannungsnetz	14
2.3.4	Energetische Modellierung des Mittelspannungsnetzes	17
3	Topologiebewertung und Topologieanalyse im Mittelspannungsnetz	20
3.1	Dynamische Trennstellenüberwachung und Statusauswertung	22
3.1.1	Dynamisierung und Überwachung der Schalterstatus.....	22
3.1.2	Validierung der Topologie	24
3.2	Analyse der gültigen Topologie	26
3.2.1	Netzadaption an die Schalterzustände.....	26
3.2.2	Bestimmung der Netzgebiete und Bilanzknoten.....	28
3.2.3	Optimierung der verfügbaren Netzdaten.....	30
3.2.4	Bestimmung der Knotenpunktadmittanzmatrix	32
4	Zustandsidentifikation im Mittelspannungsnetz	33
4.1	Auswahl geeigneter Verfahren.....	33
4.1.1	Verfahren zur Zustandsidentifikation.....	34
4.1.2	Aufbau und Struktur der verwendeten Testnetze	38
4.1.3	Bewertung und Auswahl der Verfahren für die Zustandsidentifikation	39
4.2	Aufbau und Bestandteile der Verfahren für die Zustandsidentifikation	42

4.2.1	Eingangs- und Ausgangsgrößen der Zustandsidentifikation	42
4.2.2	Verfahrensaufbau	44
4.2.3	Modellierung der Leistungsflussbasis	46
4.2.4	Realisierte Verfahren der Zustandsidentifikation	50
4.3	Optimierte Messtopologie	66
4.3.1	Beschreibung des Optimierungsproblems	66
4.3.2	Verfahrensspezifische Lösung des Optimierungsproblems.....	67
4.3.3	Einsatzmöglichkeit der registrierenden Leistungsmessung als Sensor	74
4.4	Grenzen der realisierten Verfahren	80
5	Übergreifende Zustandsidentifikation von Mittel- und Niederspannungsnetzen	83
5.1	Ablauf der übergreifenden Zustandsidentifikation.....	83
5.2	Regelungsbedarf und -potential auf der Niederspannungsebene.....	88
5.3	Regelungsbedarf und –potential auf der Mittelspannungsebene	89
5.3.1	Regelungsbedarf aus der Mittelspannungsebene.....	90
5.3.2	Ermittlung des übergreifenden Regelungspotentials	90
6	Verfahrensvalidierung, Simulation und Feldtest	95
6.1	Simulatorische Verfahrensvalidierung	95
6.1.1	Aufbau der Simulationsumgebung	96
6.1.2	Verifikation der Zustandsidentifikation in der Simulationsumgebung	102
6.2	Verfahrensvalidierung im Feldtest	115
6.3	Erkenntnisse aus der Analyse des Schätzfehlers	121
7	Zusammenfassung und Ausblick	124
8	Summary	127
9	Literaturverzeichnis.....	130
10	Anhang	145
10.1	Formelzeichen und Abkürzungen.....	145
10.2	Annahmen zum Verfahrensvergleich	149
10.3	Technische Daten des Feldtestgebietes	149

1 Einleitung

Seit Beginn des 20. Jahrhunderts hat, aufgrund des technischen Fortschritts und der damit einhergehenden Verbesserung des Wohlstands in den Industrienationen, neben einer exponentiell gewachsenen Population der Menschheit auch der Verbrauch der natürlichen Ressourcen der Erde in davor unbekanntem Ausmaß zugenommen. Doch spätestens seit der zweiten Hälfte des letzten Jahrhunderts ist der Menschheit bewusst, dass diese Entwicklung auf Dauer nicht aufrechtzuerhalten ist und aufgehalten werden muss. Diese Erkenntnis bezieht sich auch auf den in den letzten Jahrzehnten stark gestiegenen Verbrauch von elektrischer Energie und den mit der Energieerzeugung einhergehenden Ausstoß von Treibhausgasen in die Atmosphäre [1]. Die internationale Gemeinschaft hat inzwischen widerstrebend akzeptiert, dass eine Reduzierung des Kohlenstoffdioxid-Ausstoßes notwendig ist, um zukünftige Generationen nicht noch weiter zu schädigen [2, 3].

Europa hat sich mit der Agenda 20-20-20 ehrgeizige Ziele gesteckt, um dies zu erreichen [4, 5]. Deutschland unternimmt dabei in den letzten beiden Jahrzehnten mit der Förderung der erneuerbaren Energieträger und dem beschlossenen Atomausstieg innerhalb Europas den Versuch, mit seiner Energiewende eine Führungsrolle im Klimaschutz zu übernehmen [6][7]. Dieser fundamentale Umbau des Energiesystems von einem zentralistischen zu einem dezentralen System hat jedoch deutliche Auswirkungen auf die Energienetze. Neben dem erforderlichen Ausbau der Übertragungsnetze liegt ein Großteil der Belastung in den Verteilungsnetzen [8][9]. Vor allem in den niederen und mittleren Spannungsebenen müssen die Netzbetreiber zunehmend auf den schnellen Ausbau der dezentralen, erneuerbaren Einspeisung reagieren, um das erforderliche Spannungsband oder thermische Grenzströme von Betriebsmitteln einzuhalten [10]. Die vorliegende Arbeit befasst sich daher mit den Auswirkungen und Lösungsansätzen in Bezug auf die Nieder- und Mittelspannungsebene.

1.1 Die Umgestaltung der Verteilungsnetze

Der Ausbau der erneuerbaren Energie (EE) in Deutschland findet maßgeblich in den Verteilungsnetzen statt [11]. Vor allem die Nieder- und Mittelspannungsnetze nehmen einen großen Anteil der eingespeisten Energie auf. Die höchste Einspeiseleistung, mit einem Anteil von 80 % an der gesamten installierten Leistung von EE-Anlagen, ist dabei auf der Mittelspannungsebene, meist in Form von Windenergieanlagen, angeschlossen [12, 13]. Gleichzeitig werden auf beiden Spannungsebenen zunehmend neuartige Verbraucher angeschlossen, die mit großen Leistungen und hohen Gleichzeitigkeitsfaktoren zusätzlich die Netze belasten [14–16].

Durch diese Entwicklung steigen die Herausforderungen im Betrieb dieser Netze. Neben der signifikant volatileren Netznutzung kommt es durch die großen Einspeiseleistungen aus EE immer häufiger zu einem starken Anstieg des Spannungsniveaus und damit verbundenen Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes [10, 17, 18]. Eine weitere Schwierigkeit entsteht durch die Leistungsflüsse, die in ihrer Art und ihrem Umfang häufig signifikant von denen abweichen, die während der Planung der Netze angenommen wurden. Viele der Verteilungsnetze bestehen bereits seit mehreren Jahrzehnten und wurden für das damals vorliegende zentralistische Energiesystem ausgelegt. Hohe Leistungsflüsse innerhalb der Netze, z.B. zwischen dezentralen Erzeugern und leistungsintensiven Verbrauchern, führen mitunter zu Betriebsmittelüberlastungen, die von den heutigen Schutzsystemen oft nicht erkannt werden können [19–21].

Den Netzbetreibern stehen zur Lösung dieser Probleme zwei Optionen zur Verfügung. Zum einen können sie durch den Ausbau der Leitungsnetze sowie der Betriebsmittel die Netzkapazität erhöhen. Mit den resultierenden geringeren Impedanzen und höheren Übertragungskapazitäten lassen sich die beschriebenen Probleme effektiv beheben. Dieser Ansatz ist allerdings mit hohen Kosten verbunden und berücksichtigt nicht, dass die kritischen Situationen häufig nur in einigen wenigen Minuten des Jahres auftreten. Die mit dem konventionellen Netzausbau verbundenen Kosten stehen damit in vielen Fällen in keinem Verhältnis zum Nutzen dieser Maßnahmen und somit einem wirtschaftlichen Netzbetrieb entgegen [22, 23]. Darüber hinaus bietet der rein konventionelle Netzausbau keinerlei Möglichkeit, auf die Geschwindigkeit des Zubaus neuer dezentraler Einspeiser mit Hilfe von mehr Informationen über den Zustand der Netze einzugehen. Die Nieder- und Mittelspannungsnetze sind generell mit wenig bis gar keiner Messtechnik ausgestattet und werden damit dem Informationsbedarf der Netzbetreiber nicht mehr gerecht. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die zukünftigen Anforderungen, verstärkt Systemdienstleistungen und Last- bzw. Erzeugungs-Flexibilität aus der Verteilungsnetzebene heraus anzubieten [24–26].

Ein alternativer Ansatz zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen ist der Einsatz von Mess- und Automatisierungstechnik in den Verteilungsnetzen. Die Netzautomatisierung zum Aufbau von sogenannten intelligenten Netzen dient im ersten Schritt der Überwachung des Zustandes der Netze und damit der Identifikation von möglichen Grenzwertverletzungen [27–29]. Im zweiten Schritt sollen Grenzwertverletzungen durch gezielte Regeleingriffe im Netz im Vorfeld verhindert oder nach ihrem Auftreten behoben werden [30]. Die vorhandenen Übertragungskapazitäten können so besser ausgenutzt und gleichzeitig eine normgerechte Netzführung gewährleistet werden. Die durch die Netzautomatisierung entstehenden Kosten müssen den Kosten des konventionellen Netzausbaus entgegengesetzt werden, sie sind in den meisten Fällen aber deutlich geringer [23, 31].

1.2 Stand der Wissenschaft und Technik

Die Verwendung von intelligenten Netzen mithilfe von Mess- und Automatisierungstechnik in den Verteilungsnetzen wird im Allgemeinen als Smart Grid bezeichnet. Hierbei ist zu beachten, diesen Begriff nicht mit den ebenfalls häufig diskutierten Smart Markets zu verwechseln. Bei diesen Märkten handelt es sich um Bereiche außerhalb des Netzes, in denen Energie auf Grundlage der Netzkapazitäten gehandelt wird [28]. Alternativ wird auch zwischen einem regulierten Marktbereich (Smart Grids) und einem nicht-regulierten Bereich (Smart Markets) unterschieden [32, p. 99].

Im Bereich der intelligenten Netze wurden in den letzten Jahren unterschiedliche Ansätze in einer Vielzahl von Projekten erforscht. Aufgrund der fehlenden Mess- und Automatisierungstechnik auf der Niederspannungsebene und der nur in spärlichem Umfang vorhandenen Messtechnik auf der Mittelspannungsebene haben sich die Forschungsprojekte zu intelligenten Netzen in den letzten Jahren auf diese beiden Spannungsebenen fokussiert.

Zunächst wurden hierbei beide Spannungsebenen getrennt voneinander betrachtet, mit unterschiedlichen Zielsetzungen. Einige dieser Ansätze konzentrieren sich vorwiegend auf die Niederspannungsnetze und die dort bestehenden Herausforderungen hinsichtlich der hohen Einspeiseleistungen aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen. In diesem Bereich wurde bereits eine Vielzahl von Lösungen entwickelt, häufig unter Verwendung von regelbaren Ortsnetztransformatoren oder der Regelung von dezentralen Einspeisern [33–40]. Weitere Forschungsvorhaben haben sich in der Vergangenheit entweder nur auf die Mittelspannungsebene oder auf einzelne Aspekte der beiden Spannungsebenen konzentriert. Die umgesetzten Lösungen sind dabei sehr heterogen. Beispielsweise betrachten einige Vorhaben eine Fehlererkennung und automatische Wiederherstellung der Netze nach einer Störung, andere wiederum gewinnen mit Hilfe von Mess- und Automatisierungstechnik Erkenntnisse für eine optimierte Netzplanung oder es erfolgt eine Weitbereichsregelung des Mittelspannungsnetzes mit Hilfe von Messungen in den Ortsnetzstationen [41–47]. Darüber hinausgehende Projekte erforschen den sicheren Betrieb von Inselnetzen in den Verteilungsnetzen, den Einfluss der Elektromobilität auf oder die Erbringung von Systemdienstleistungen innerhalb dieser Netze [48, 49]. Es wurden jedoch bei fast allen Projekten Verfahren entwickelt, die eine lokale Regelung auf der Nieder- oder Mittelspannungsebene mithilfe einzelner Netzkomponenten realisieren, beispielsweise für Batteriespeichersysteme oder Ladesäulen für Elektrofahrzeuge [50–52].

Es hat sich jedoch inzwischen die Erkenntnis durchgesetzt, dass die beiden Spannungsebenen nicht getrennt voneinander betrachtet werden sollten, sondern dass eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung sinnvoll ist. Auch die Verknüpfung mit Marktthemen wird zunehmend erforscht. Es ist daher zu beobachten, dass ganzheitliche Ansätze für die Verteilungsnetzautomatisierung gewählt werden, bei denen die Nieder- und

Mittelspannung gleichermaßen betrachtet werden bzw. sowohl die Netzbetreiber als auch die Märkte und Anlagenbetreiber Berücksichtigung finden [53–55].

Die Kenntnis des Netzzustandes im überwachten Gebiet, bzw. zumindest an wichtigen Punkten des Netzes, ist bei allen Vorhaben die Grundlage der Netzautomatisierung. Auf der Hoch- und Höchstspannungsebene hat sich aufgrund der Überbestimmtheit des Netzgleichungssystems das Verfahren der *State Estimation* etabliert [56–58]. Auf der Nieder- und Mittelspannungsebene ist der Netzzustand jedoch aufgrund der sehr geringen Anzahl von Messungen nicht eindeutig zu bestimmen, sondern kann nur mit einem den Verfahren inhärenten Schätzfehler bestimmt werden [29, 59–69]. Eine detaillierte Beschreibung der gängigen Verfahren zur Zustandsidentifikation in den Verteilungsnetzen erfolgt in Kapitel 4.

1.3 Ziel, Einordnung und Aufbau der Arbeit

Die Umsetzung einer übergreifenden Automatisierung der Verteilungsnetze erfordert eine vollständige Überwachung aller Spannungsebenen, inklusive der Mittel- und Niederspannung. Auf der Hochspannungsebene bestehen bereits, wie im letzten Abschnitt beschrieben, etablierte Verfahren zur Zustandsidentifikation. Daher liegt auf dieser Ebene in Verbindung mit umfangreicher Messtechnik eine vollständige Zustandsidentifikation vor. Zur Entwicklung einer übergreifenden Automatisierungslösung in den bisher kaum mit Mess- und Automatisierungstechnik ausgestatteten Nieder- und Mittelspannungsnetzen befasst sich diese Arbeit daher mit der Entwicklung von Verfahren zur Zustandsidentifikation auf der Mittelspannungsebene.

Die Zustandsidentifikation und die Verteilungsnetzautomatisierung auf den unteren Ebenen sind derzeit Gegenstand zahlreicher Forschungsarbeiten. Wie in Abschnitt 1.2 vorgestellt, liegt der Schwerpunkt dabei häufig auf der Entwicklung von Verfahren, die sich entweder nur auf die Niederspannungsebene oder nur auf die Mittelspannungsebene konzentrieren. Diese Betrachtung, bei der lediglich eine der beiden Spannungsebenen überwacht wird, widerspricht jedoch der Erkenntnis, dass eine gemeinsame Betrachtung beider Ebenen notwendig ist. Die spannungsebenenübergreifende Zustandsidentifikation ist für die optimierte Behebung von kritischen Netzzuständen oder auch die Erfüllung zukünftiger, weiterer Aufgaben des Automatisierungssystems (z.B. Erbringung von Systemdienstleistungen) von deutlichem Vorteil. Darüber hinaus beschränken sich die bisherigen Forschungstätigkeiten bzw. die entwickelten Verfahren, aufgrund einer anderen Zielsetzung des Systems, häufig auf die Bildung eines unvollständigen Abbilds des Netzzustandes mit Hilfe einzelner Messungen.

In Abgrenzung dazu ist das Ziel dieser Arbeit, mit der Entwicklung von Verfahren zur Zustandsidentifikation im Mittelspannungsnetz, unter Berücksichtigung der geringen Datenbasis aufgrund dort existierender Messungen, und den vorhandenen, bereits implementierten Verfahren im Niederspannungsnetz, eine spannungsebenenübergreifende und vollständige Identifikation

des Netzzustandes im Rahmen einer dezentralen Automatisierungsumgebung zu ermöglichen. Als vollständig wird die Identifikation dieses Netzzustandes bezeichnet, da das Ergebnis den Zustand an allen Knoten des Netzes beschreibt. Die entwickelten Verfahren sollen dabei unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeitsrestriktionen, sicher und robust in Bezug auf den Ausfall von Kommunikations- und Messtechnik, kritische Netzzustände identifizieren, um auf dieser Grundlage eine Informationsbasis für eine koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in der gesamten Verteilungsebene zu realisieren [70].

Die Mittelspannungsebene spielt bei der dezentralen Verteilungsnetzautomatisierung als Bindeglied zwischen der Hoch- und der Niederspannung und für die Schließung der Informationslücke in den Verteilungsnetzen eine wesentliche Rolle. Daher wird zunächst diese zentrale Rolle der Mittelspannung in den Verteilungsnetzen beschrieben. Im Anschluss daran wird für die Entwicklung der Verfahren zur Zustandsüberwachung ein Modell des Mittelspannungsnetzes aufgestellt, das die effiziente und vor allem exakte Berechnung des Netzzustandes ermöglicht.

Auch die Topologie der Netze ist für die Durchführbarkeit und die Genauigkeit der Zustandsidentifikation, aber auch für den Handlungsspielraum einer übergreifenden Spannungs- und Leistungsregelung, von Relevanz. Aus diesem Grund werden im darauf folgenden Abschnitt die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Verfahren beschrieben, mit denen eine Auswertung der Topologie und die Bildung eines resultierenden Datenmodells ermöglicht werden.

Die Entwicklung des Verfahrens zur Zustandsidentifikation in der Mittelspannung wird im Anschluss daran vorgestellt. Dies beinhaltet eine Beschreibung der verfügbaren Verfahren sowie eine Bewertung der Verfahren hinsichtlich der Anforderungen in der Mittelspannungsebene. Aufbauend auf dieser Beurteilung werden zwei Verfahren zur Zustandsidentifikation ausgewählt und die daraus entwickelten Lösungsalgorithmen zur Bestimmung des Netzzustandes sowie ihre mathematische Modellierung beschrieben. Da die Wirtschaftlichkeit eines Automatisierungssystems in der Nieder- und Mittelspannungsebene auch in Zukunft nur mit einem geringen Aufwand an Messtechnik gewährleistet sein wird, sind die Bestimmung der Anzahl sowie die Auswahl der Standorte der dezentralen Messgeräte, und damit die Bestimmung der Messtopologie, bedeutende Einflussfaktoren.

Die Zustandsidentifikation in der Mittelspannungsebene unterliegt aufgrund der spärlichen Messtopologie und dem damit bestehenden Informationsdefizit einem inhärenten Schätzfehler, der sich im praktischen Einsatz im Netz mit den Messfehlern der eingesetzten Sensoren überlagert. In realitätsnahen Simulationen sowie Feldtestuntersuchungen werden im letzten Teil dieser Arbeit der Schätzfehler des Verfahrens sowie der Einfluss der Messfehler auf die Güte der Zustandsidentifikation bestimmt.

2 Zentrale Rolle der Mittelspannung in der Verteilungsnetzautomatisierung

Die Verteilungsnetze umfassen nach der gängigen Definition verschiedene Spannungsebenen zur Verteilung der elektrischen Energie an die Endverbraucher. Dies umfasst in jedem Fall die Nieder- und Mittelspannungsebene, in der Regel besitzt aber auch die 110 kV-Ebene die Funktion eines Verteilungssystems und wird daher den Verteilungsnetzen zugeordnet [71, 72].

Das aktuelle Kapitel stellt die zentrale Rolle des Mittelspannungsnetzes in der Verteilungsnetzebene dar. Zunächst wird der dezentrale Ansatz der Verteilungsnetzautomatisierung sowie seine Vor- und Nachteile beschrieben. Der zweite Abschnitt geht auf die Rolle der Mittelspannung als zentrales Bindeglied im Verteilungsnetz ein und erläutert diese Rolle unter den Rahmenbedingungen eines intelligenten Verteilungsnetzes. Im Anschluss werden zunächst die charakteristischen Merkmale des Mittelspannungsnetzes und nachfolgend dessen Modellierung mitsamt seiner Besonderheiten beschrieben.

2.1 Dezentraler Ansatz der Verteilungsnetzautomatisierung

Die Überwachung und Regelung von Energienetzen mit Hilfe eines Automatisierungssystems ist generell mit zwei unterschiedlichen Ansätzen möglich. Einerseits können die Messinformationen sowie die Überwachungs- und Regelungsfunktionen an einem zentralen Punkt gebündelt werden, andererseits können diese durch eine dezentrale Verteilung von Automatisierungssystemen situationsgerecht verteilt und eingesetzt werden.

Die Vorteile eines zentralen Konzepts liegen im Aufbau und der Wartung eines solchen Systems, da diese nur in der zentralen Komponente des Automatisierungssystems erfolgen müssen. Dem stehen eine Vielzahl von Eingangs- und Ausgangsgrößen und damit eine große Datenmenge gegenüber, die dem zentralen System übergeben werden müssen, und die Notwendigkeit einer hohen Leistungsfähigkeit des Systems, das alle Funktionalitäten und Prozesse des Gesamtsystems durchführen und abbilden muss [54]. Zusätzlich führt eine Störung im zentralen Automatisierungssystem bei fehlender Rückfallebene zu einer Störung des gesamten Systems.

Der dezentrale Ansatz der Netzautomatisierung stellt den Anwender dagegen bei der Konfiguration und Wartung vor große Herausforderungen, denn jedes Teilsystem bzw. jeder Teilprozess muss in sich geschlossen funktionieren und daher aufwendiger parametrisiert werden. Dennoch sprechen bei der Verteilungsnetzautomatisierung auf Nieder- und Mittelspannungsebene eine Reihe von Gründen für den dezentralen Ansatz. Aufgrund der hohen Anzahl dieser Netze ist ein zentralistischer Ansatz kaum umsetzbar, die Leistungsfähigkeit eines zentralen Automatisierungssystems wäre schnell überschritten. Und da sowohl die Nieder- als auch die

Mittelspannungsnetze (wie auch die Hochspannungsnetze) innerhalb der gleichen Spannungsebene in der Regel jeweils voneinander unabhängig und damit ohne gegenseitige Beeinflussung betrieben werden, bietet sich im Umfeld der inhärent verteilten und hierarchischen Struktur dieser Netze ein dezentraler, koordinierter Aufbau der Automatisierung an [73–76].

Da die Verteilungsnetze als Systeme der Versorgungsinfrastruktur von großer Bedeutung für die Öffentlichkeit sind, spielt auch ihre Sicherheit und Robustheit eine wesentliche Rolle. Da die Sicherheit in der Informationstechnik (IT) auch für Verteilungsnetzbetreiber von zunehmender Bedeutung ist, muss diese natürlich auch bei der Umsetzung eines Automatisierungssystems auf der Nieder- und Mittelspannungsebene gewährleistet sein. Die Bundesnetzagentur hat, zusammen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, einen Katalog von Sicherheitsanforderungen erstellt, der dem Schutz vor Bedrohungen dient, die einen sicheren Netzbetrieb gefährden können [77]. Der IT-Sicherheitskatalog verpflichtet Netzbetreiber zur Umsetzung IT-sicherheitstechnischer Mindeststandards. Kernforderung ist die Etablierung eines Informationssicherheits-Managementsystems (ISMS) gemäß DIN ISO/IEC 27001 sowie dessen Zertifizierung bis zum 31. Januar 2018 [78].

Im Rahmen dieser Arbeit wird nicht weiter im Detail auf die Umsetzung der Sicherheitsanforderungen eingegangen, dennoch müssen diese bei der Implementierung des Systems betrachtet werden. Zwar ist ein zentrales System grundsätzlich einfacher zu schützen als ein dezentrales, und zusätzlich nimmt die Komplexität und damit die Anfälligkeit der Kommunikation mit zunehmender Dezentralität zu [79], der Ausfall eines dezentralen Automatisierungssystems oder einer Teilkomponente führt jedoch nicht automatisch zum Ausfall des gesamten Systems, sondern lediglich zu einer Störung in einem Teilbereich des Verteilungsnetzes [80, 81]. Der anzurichtende Schaden bei einem Ausfall oder der Beeinträchtigung der IT-Sicherheit ist im Falle eines dezentralen Systems daher häufig auch geringer.

Zusätzlich wird über eine entsprechende Datenaggregation die Belastung des Leitstellenpersonals reduziert, da dieses nicht mit einer großen Datenmenge konfrontiert wird, sondern lediglich im Falle einer Störung des autarken Betriebs eingreifen muss [82–84].

Unter diesen Rahmenbedingungen wurde ein Konzept für die Verteilungsnetzautomatisierung entwickelt, das auf einem existierenden Automatisierungssystem zur autarken Überwachung und Regelung des Niederspannungsnetzes aufbaut [21, 85]. Sollten innerhalb des überwachten Netzbereichs Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen auftreten, so werden diese erkannt und mit einem nachgelagerten Regelungsalgorithmus behoben. Aufgrund der Dominanz dieser beiden kritischen Situationen fokussiert sich das Konzept zunächst auf die Detektion dieser beiden Zustände. Abbildung 2.1 stellt dieses Konzept der entwickelten, übergreifenden Verteilungsnetzautomatisierung für die Nieder- und Mittelspannungsebene dar.

Das zentrale Element des Automatisierungssystems ist ein Kleinfirnwerkssystem (Remote Terminal Unit, RTU) in der Umspannanlage zur übergeordneten 110 kV-Ebene. Auf diesem werden die Berechnungsalgorithmen zur Zustandsidentifikation und zur Regelung des Netzes ausgeführt. Um die Wirtschaftlichkeit des Systems zu gewährleisten, werden lediglich an einigen wenigen, gezielt ausgewählten Standorten im Mittelspannungsnetz Messungen ausgebracht. Deren Prozessdaten werden zyklisch über eine Feldkommunikationsinfrastruktur dem Automatisierungssystem zur Verfügung gestellt. Auf Basis dieser Daten, sowie der während der Parametrierung des Systems bereitgestellten statischen Netzdaten, ermittelt der Algorithmus der Zustandsidentifikation den geschätzten Zustand des Mittelspannungsnetzes. Sollten kritische Netzzustände erkannt werden, berechnet der nachgelagerte Regelungsalgorithmus Maßnahmen zur Behebung dieser Zustände, beispielsweise eine Stufung des Transformators in der Umspannanlage.

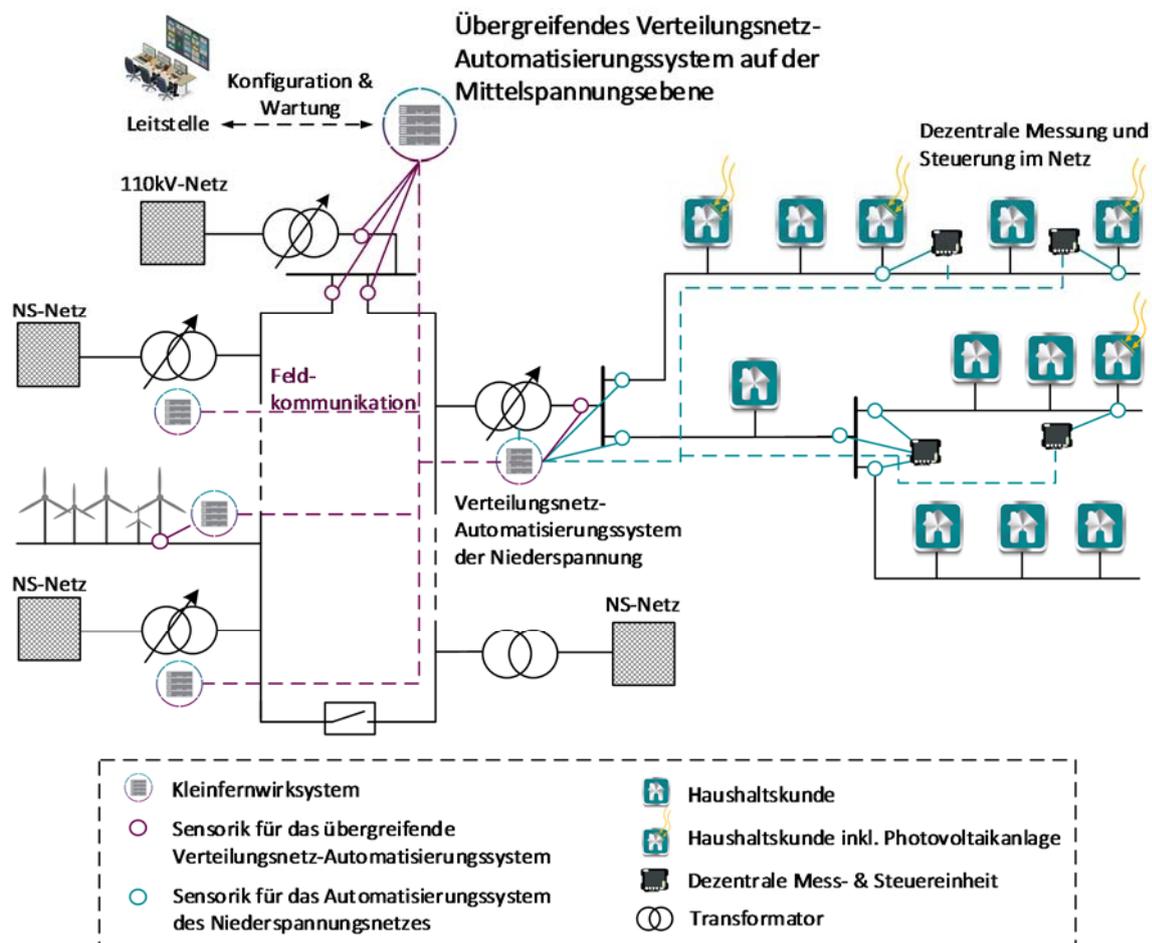


Abbildung 2.1: Konzept der übergreifenden, dezentralen Verteilungsnetzautomatisierung

Das bereits existierende Automatisierungssystem auf der Niederspannungsebene bildet gemäß des beschriebenen, dezentralen Ansatzes unabhängig und autark die überwachende Einheit für das Niederspannungsnetz und gewährleistet innerhalb dieses Netzes einen normgerechten und zuverlässigen Betrieb. Gleichzeitig dient das Automatisierungssystem der Niederspannung dem

übergelagerten System als Sensor und als Aktor. Als Aktoren werden in dieser Arbeit ansteuerbare Stellglieder bezeichnet, z. B. steuerbare Photovoltaik- oder Windenergieanlagen, deren Wirk- und Blindleistung im Zuge einer Regelung beeinflusst werden kann.

Sowohl das Automatisierungssystem in der Umspannanlage als auch die vorhandenen Systeme in den Ortsnetzstationen sind hierbei auf keinerlei Anbindung an ein Leitstellensystem des Netzbetreibers angewiesen und funktionieren vollständig autark und dezentral. Die Anbindung an ein überlagertes System bietet aber einige Vorteile, weshalb bestimmte Informationen über definierte Schnittstellen übermittelt werden können. So kann das Leitstellenpersonal über kumulierte Informationen Netzzustandsindikatoren zur Verfügung gestellt bekommen und über evtl. erfolgte Regelungseingriffe informiert werden. Diese Indikatoren werden in Form von Zustandsampeln an die Leitstelle übermittelt und teilen dem Leitstellenpersonal auf übersichtliche Weise mit, ob sich das Netz, bzw. die Zustandsidentifikations- und Regelungsfunktion, in einem normgerechten Zustand befinden. Die übermittelte Datenmenge wird hierbei auf das Wesentliche reduziert. Zusätzlich bietet die Schnittstelle Funktionalitäten zur Konfiguration und Wartung des Systems, beispielsweise zur Bereitstellung von aktualisierten Netzdaten oder der Parametrierung von verfügbaren Sensoren und Aktoren im Netzgebiet.

2.2 Das Mittelspannungsnetz als Bindeglied in der Verteilungsnetzautomatisierung

Wie eingangs dargestellt werden die 110 kV-Netze üblicherweise den Verteilungsnetzen zugeordnet. Sie beziehen elektrische Energie aus den 220 kV/380 kV-Transportnetzen und verteilen diese regional zu den Verbraucherschwerpunkten. Sie werden in ländlichen Regionen als Freileitungsnetze, in Ballungsgebieten überwiegend als Kabelnetze betrieben. Je nach Gegebenheit der Region und der Verbraucherstruktur kann sich ihre Topologie unterscheiden [72].

In den Hochspannungsnetzen erfolgt die Bestimmung des Netzzustandes seit vielen Jahren unter einem hohen Einsatz von Messtechnik.¹ Dank dieser gut ausgebauten Messtopologie ist die Anzahl der unabhängigen Messwerte häufig größer als die Anzahl der gesuchten Netzzustandsgrößen, und es liegen redundante, aufgrund von Messfehlern, in der Regel leicht inkonsistente Datensätze vor [35, 86, 87]. Daher wird hier bei der Netzzustandsidentifikation in der Regel mit Hilfe der Verfahren der *State Estimation* ein konsistentes Zustandsabbild berechnet [56, 57]. Der Netzzustand ist durchgehend bestimmt, zusätzlich ist in der 110 kV-Ebene das

¹ Laut DIN EN 50160 handelt es sich bei der Hochspannung um eine Spannung, deren Nenn-Effektivwert größer als 36 kV und kleiner oder gleich 150 kV ist. Die Mittelspannung ist definiert als eine Spannung, deren Nenn-Effektivwert größer als 1 kV und kleiner oder gleich 36 kV ist [10].

gesamte Netz fernwirktechnisch an die Leitstelle angebunden und so die Verteilungsnetzautomatisierung vollständig umgesetzt [88–90].

Unter den Rahmenbedingungen von unidirektionalen Leistungsflüssen, hierarchischen Netzstrukturen und zentraler Erzeugung in Großkraftwerken in den letzten Jahrzehnten bestand für die Netzbetreiber der Nieder- und Mittelspannungsnetze bis vor einigen Jahren keinerlei Notwendigkeit, diese Netze mit Automatisierungssystemen auszustatten. Als Reaktion auf die veränderten Rahmenbedingungen und insbesondere die große Anzahl an erneuerbaren Erzeugern in diesen Netzebenen hat sich aber die Erkenntnis durchgesetzt, dass auch hier ein gewisser Grad an Automatisierungstechnik umgesetzt und mit konventionellem Netzausbau kombiniert werden muss [23, 82].

Auf der Niederspannungsebene wurden, wie in Abschnitt 1.2 beschrieben, bereits eine Vielzahl von Forschungsprojekten mit dieser Thematik durchgeführt. Im Rahmen des Forschungsunterfangens wurde auf einem Konzept zur Niederspannungsautomatisierung aufgesetzt, das sich bereits in einer Vielzahl von Netzen im praktischen Einsatz bewährt hat. Dieses System ermöglicht, wie in Abschnitt 2.1 zum dezentralen Ansatz der Verteilungsnetzautomatisierung dargelegt, eine autarke Überwachung und Regelung des Niederspannungsnetzes und behebt damit das Informationsdefizit in der Niederspannungsebene [21, 30, 35, 91].

Die Nieder- und Mittelspannungsnetze beziehen ihre Energie bei unzureichender Einspeisung aus dezentraler Erzeugung auch heute noch aus den übergeordneten Hochspannungsnetzen, ganz konkret in den Umspannanlagen, die die 110 kV-Ebene mit der Mittelspannungsebene verbinden. Das Mittelspannungsnetz bildet daher topologisch ein Bindeglied zwischen der vollständig überwachten Hochspannungs- und der Niederspannungsebene. Auch aufgrund seiner hohen Relevanz bezüglich der Versorgungssicherheit ist das Mittelspannungsnetz von enormer Relevanz bei der vollständigen Erschließung der Verteilungsnetze mit Automatisierungssystemen. Für die Umsetzung der übergreifenden Verteilungsnetzautomatisierung gilt es daher, die Informationslücke zwischen der Hoch- und der Niederspannungsebene durch eine Überwachung der Mittelspannungsebene zu schließen.

2.3 Modellierung des Mittelspannungsnetzes

Um die beschriebene Informationslücke im Mittelspannungsnetz zu schließen, muss die entwickelte Zustandsidentifikation mit einem geeigneten Modell dieses Netzes arbeiten. Dazu werden in diesem Abschnitt zunächst die charakteristischen Merkmale des Mittelspannungsnetzes sowie die typischen Netzformen in dieser Spannungsebene beschrieben. Dem nachgestellt wird die energietechnische Modellierung des Mittelspannungsnetzes herausgearbeitet.

2.3.1 Eigenschaften des Mittelspannungsnetzes

Wie beschrieben liegt die Nennspannung dieser Spannungsebene laut DIN EN 50160 über 1 kV und unter 36 kV [10], sie kann jedoch in Abhängigkeit von den vorhandenen Netzstrukturen in manchen Ländern variieren. Es kann im Rahmen dieser Arbeit und analog zum branchenüblichen Sprachgebrauch aber davon ausgegangen werden, dass für alle Netze ab einer Spannung von 1 kV, die unterhalb der Spannung von 110 kV betrieben werden, von Mittelspannung gesprochen werden kann.

Die Mittelspannungsnetze haben sich in den letzten Jahren erheblich verändert, da die Netze neben einer ursprünglich reinen Verteilungsrolle zunehmend auch die Funktion der Aufnahme von dezentraler Einspeiseleistung übernehmen. Dennoch soll hier der historische, ursprüngliche Aufbau der Netze in gebotener Kürze dargestellt werden, bei dem die zentrale Speisung des Mittelspannungsnetzes in der Regel über einen oder mehrere Transformatoren aus dem übergeordneten Hochspannungsnetz erfolgt. Die Betriebsmittel im Mittelspannungsnetz sowie deren Aufgaben lassen sich nach diesem Modell anhand der beiden folgenden Punkte beschreiben [72].

2.3.1.1 Primäre Verteilung

Die Mittelspannungsnetze beziehen ihre Energie aus den vorgelagerten 110 kV-Netzen sowie der dezentralen Erzeugung. Die Einspeisung in die Mittelspannungsnetze über die leistungsstarke Mittelspannungsschaltanlage im Umspannwerk wird als primäre Verteilung bezeichnet. Ausgehend von der Mittelspannungsseite des versorgenden Leistungstransformators werden über die Sammelschienen und die zwischengeschalteten Leistungsschalter die verschiedenen Abgänge des Mittelspannungsnetzes versorgt. Die Bemessungsleistung der Transformatoren in der Umspannstation beträgt üblicherweise zwischen 20 und 50 MVA, sie kann jedoch auch deutlich höher liegen [92].

2.3.1.2 Sekundäre Verteilung

Die sekundäre Verteilung des Mittelspannungsnetzes beschreibt die Ortsnetzstationen des Netzes. In den Ortsnetzstationen werden verschiedene Betriebsmittel an einem Ort zusammengefasst. Neben dem Transformator umfassen die Ortsnetzstationen auf der Oberspannungsseite mehrere Lasttrennschalter und ggf. eine Hochleistungssicherung zum Schutz vor Kurzschlüssen, auf der Unterspannungsseite einen einfachen Trennschalter und an den Abgängen der Niederspannungsverteilung jeweils eine Niederspannungs-Hochleistungssicherung [72]. In den ländlichen Gebieten werden die Ortsnetzstationen vereinzelt als Maststationen betrieben, bei städtischen Netzen handelt es sich in der Regel um Kompaktstationen bzw. Stationen mit geschlossener Umbauung.

2.3.2 Typen von Mittelspannungsnetzen

Die Netzstrukturen in der Mittelspannungsebene können in Abhängigkeit von technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten sowie der Größe und der Verteilung der Last in verschiedene Typen unterteilt werden. Die fünf am häufigsten auftretenden Typen werden im Folgenden kurz vorgestellt [71, 72, 93, 94].

2.3.2.1 Strahlennetze

Ein Strahlennetz stellt die einfachste Mittelspannungs-Netzstruktur dar. Von der Sammelschiene der Umspannstation gehen Stickleitungen aus, an die Ortsnetzstationen angeschlossen sind. Ein Nachteil dieser Netzstruktur ist die geringe Versorgungssicherheit, schon einfache Ausfälle können zu größeren Versorgungsunterbrechungen führen. Ein weiteres Problem stellt die Spannungshaltung an Ausläufern des Strahlennetzes dar. Der wesentliche Vorteil eines Strahlennetzes ist der sehr geringe Aufwand für den Betrieb, Schutz und Unterhalt des Netzes.

2.3.2.2 Ringnetze

Zur Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit werden Ringnetze bevorzugt, die allerdings zumeist offen betrieben werden. Die beiden Enden von je zwei Strahlen bzw. Stickleitungen, die in diesem Fall Halbringe genannt werden, können bei Bedarf miteinander verbunden werden. Im Normalfall ist die Verbindung geöffnet, um den Netzschutz zu vereinfachen, bei einer Störung kann aber nach Heraustrennen des betroffenen Betriebsmittels die Trennstelle geschlossen werden. Alle ungestörten Ortsnetzstationen lassen sich dann weiter versorgen. Physikalisch beschreibt ein offen betriebenes Ringnetz im Grunde ein Strahlennetz, die Versorgungssicherheit ist jedoch höher.

2.3.2.3 Ringnetz mit Gegenstation

Beim Ringnetz mit Gegenstation münden die von der Einspeisung abgehenden Kabelstränge an ihren Enden wieder in einer Schaltanlage, der sogenannten Gegenstation. Die Entscheidung für ein Ringnetz bzw. ein Netz mit Gegenstation wird in Abhängigkeit von der Ausdehnung des zu versorgenden Bereichs, der Lage der Einspeisung und der durch die Netz- und Abnehmerstationen bedingten Trassenführung der Kabel gefällt. Netze mit Gegenstation werden in der Regel ebenfalls mit offenen Trennstellen betrieben.

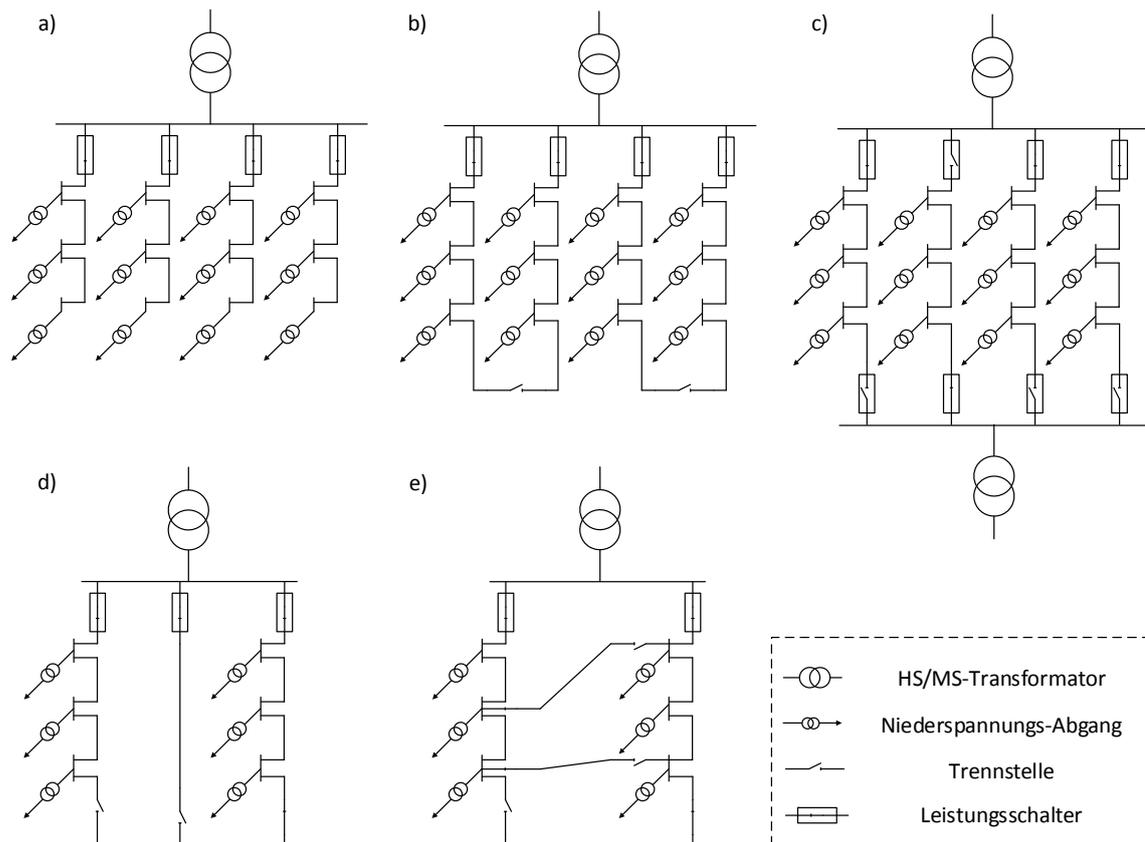


Abbildung 2.2: Aufbau von Mittelspannungsnetzen, a) Strahlennetz, b) Ringnetz, c) Ringnetz mit Gegenstation, d) Reservekabelnetz, e) Vermaschtes Netz [71, 72, 93, 94]

2.3.2.4 Reservekabelnetz

Ein Reservekabelnetz wird üblicherweise durch die Legung eines im Normalbetrieb unbelasteten Kabels gebildet. Das Kabel läuft hierbei von der Umspannungstation zu einer Netzstation etwa in der elektrischen Mitte eines Ringes. Dadurch lassen sich die beiden Ringhälften im Normalbetrieb mit der vollen Auslastung betreiben, da im Störfall ein separates Kabel zur Verfügung steht. Um den Aufwand zur Herstellung einer Netzreserve zu reduzieren, wird in einigen Ausführungen versucht, das Reservekabel durch geschickte Trassenführung für zwei Ringe nutzbar zu machen.

2.3.2.5 Vermaschtes Netz

Eine weitere Möglichkeit, um beim Ausfall eines Betriebsmittels die Versorgung ohne Überlastung aufrechterhalten zu können, besteht darin, das Netz topologisch vermascht zu betreiben. In der Regel wird die Vermaschung mit offenen Trennstellen betrieben, so dass im Normalbetrieb offene Ringe vorliegen. Durch diese Topologie wird im vermaschten Netz die Versorgung der einzelnen Ortsnetzstationen durch die Verknüpfung der Leitungen untereinander gesichert. Der Ausfall einer Leitung kann hier in den meisten Fällen mit Hilfe der verbleibenden Verbindungen aufgefangen werden.

2.3.3 Spezifische Herausforderungen im Mittelspannungsnetz

Vor dem Hintergrund der beschriebenen Charakteristika typischer Mittelspannungsnetze gibt es einige spezifische Eigenschaften dieser Netze, die bei der Modellierung berücksichtigt werden müssen. Eine autarke, dezentrale Identifikation des aktuellen Netzzustandes im Mittelspannungsnetz sieht sich daher mit den folgenden Herausforderungen konfrontiert.

2.3.3.1 Unterbestimmtheit des Mittelspannungsnetzes

Wie bereits in Abschnitt 1.2 beschrieben, ist die Anzahl der verfügbaren, unabhängigen Messungen im Mittelspannungsnetz aus wirtschaftlichen Gründen stets geringer als die Anzahl der gesuchten Zustandsgrößen. Ein Netzgleichungssystem, das auf dieser Basis gebildet wird, wird im Allgemeinen als *unterbestimmt* bezeichnet. Es besitzt unendlich viele Lösungen für die Elemente des Vektors der primären Berechnungsgröße und der daraus ableitbaren, sekundären Berechnungsgrößen. Der Algorithmus zur Online-Überwachung des Mittelspannungsnetzes soll diese Lösungsmannigfaltigkeit reduzieren und einen eindeutigen Netzzustand zurückgeben. Aus diesem Grund kann die Berechnung immer nur eine Schätzung des aktuellen Netzzustandes darstellen. Die Reduzierung der Lösungsmannigfaltigkeit bewirkt, dass das Ergebnis stets fehlerbehaftet ist.

Tabelle 2.1 gibt einen Überblick über die existierenden Verfahren zur Identifikation des Netzzustandes in Abhängigkeit von der Spannungsebene und damit der Bestimmtheit des Gleichungssystems.

Tabelle 2.1: Einsatz der Verfahren zur Netzzustandsidentifikation in Abhängigkeit von der Spannungsebene [29, 35, 56, 57, 92, 95, 96]

Spannungsebene	Gleichungssystem	Strategie	Berechnungsverfahren
Höchst- und Hochspannung	Überbestimmt	Ausgleich von Messfehlern	<i>State Estimation</i>
Mittel- und Niederspannung	Unterbestimmt	Begrenzung der Lösungsmannigfaltigkeit	<i>Grid Reduction, Sensitivitätsanalyse, Network Partitioning, Boundary Load Flow, Weighted Least Square</i>

Jedes der Verfahren auf Mittelspannungsebene hat verschiedene Vor- und Nachteile, die dem verwendeten Ansatz zugrunde liegen. In Kapitel 4 werden diese beschrieben und anschließend bei der Verfahrensauswahl auf Basis der Anforderungen eines Automatisierungssystems auf der Mittelspannungsebene untersucht. Grundsätzlich ist zu beachten, dass die verwendeten Verfahren einen eindeutigen Netzzustand mit hinreichender Genauigkeit ermitteln müssen, um im nachgelagerten Regelungsalgorithmus eine solide Entscheidungsbasis zur Verfügung zu haben.

2.3.3.2 Vermaschung auf der Niederspannungsebene

In einigen Netzen wird die Zustandsidentifikation im Mittelspannungsnetz mit einer speziellen Netztopologie außerhalb des überwachten Netzgebietes konfrontiert, die einen relevanten Einfluss auf die Genauigkeit der Berechnungsergebnisse haben kann. In einigen, wenigen Netzen, vor allem im städtischen Bereich, liegt auf der Niederspannungsebene ein hoher Vermaschungsgrad vor. Diese Topologie tritt üblicherweise nur sehr selten auf und ist als Ausnahme zu betrachten, da sie aber nicht vollständig auszuschließen ist, soll an dieser Stelle kurz darauf eingegangen werden.

Wird im Rahmen dieser Topologieform ein Niederspannungsnetz von mehr als einer Ortsnetzstation eines überwachten Mittelspannungsnetzes versorgt, so kann sich die Genauigkeit des berechneten Netzzustandes unter Umständen verringern. Es kann also zu Schätzfehlern kommen, die ohne die Verbindung der Ortsnetzstationen auf der Niederspannungsebene nicht auftreten würden. Abbildung 2.3 stellt diese Situation beispielhaft und vereinfacht dar, die Vermaschung der Mittelspannungsebene über die Niederspannung kann hier einen Einfluss auf die Genauigkeit der Zustandsidentifikation haben.

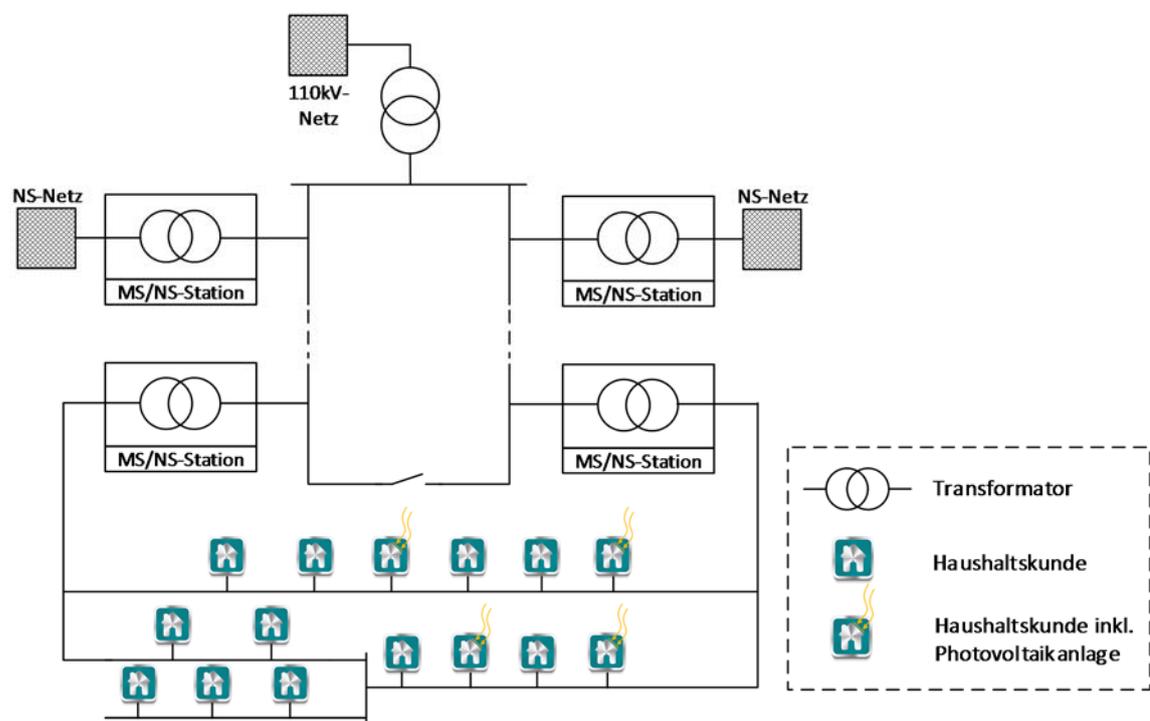


Abbildung 2.3: Verbindung von ONS auf der Niederspannungsebene durch Vermaschung [97]

Der durch die Vermaschung auftretende Fehler kann zwar dadurch behoben werden, dass die entsprechenden Ortsnetzstationen des Mittelspannungsnetzes mit Messsensoren ausgestattet werden, dies verringert aber aufgrund höherer Anforderungen an die Messtopologie die Wirtschaftlichkeit des Automatisierungssystems.

Aus diesem Grund wurden im Rahmen des Forschungsvorhabens umfassende Untersuchungen mit Vermaschung auf der Niederspannungsebene durchgeführt, um den Einfluss auf den Schätzfehler zu analysieren. Diese haben ergeben, dass der Einfluss dieser Topologieform auf die Genauigkeit der Zustandsidentifikation nicht relevant und daher grundsätzlich vernachlässigbar ist [97].

2.3.3.3 Unsymmetrie im Mittelspannungsnetz

Bei der Berechnung von Drehstromsystemen wird seit vielen Jahren die Berechnungsmethode mit Hilfe der symmetrischen Komponenten verwendet. Diese Methode erlaubt es, ein symmetrisch aufgebautes Drehstromnetz in drei voneinander unabhängige Komponentensysteme zu zerlegen [71], da sie in diesem Fall vollständig entkoppelt sind. Für die Berechnung des Netzzustandes im symmetrischen Netz genügen dann die Gleichungen für das Mitsystem der symmetrischen Komponenten. Zustände mit Unsymmetrie treten gewöhnlich nur bei Störungen des Netzes auf, in diesem Fall sind die symmetrischen Komponenten nicht mehr entkoppelt [98]. Da das entwickelte Automatisierungssystem für die Mittelspannung aber nicht für den Fehlerfall ausgelegt werden soll, kann dieser Zustand grundsätzlich ausgeschlossen werden.

Das Mittelspannungsnetz in Deutschland ist als symmetrisches Dreileitersystem aufgebaut, bei dem die Verbraucher und Einspeiser üblicherweise dreiphasig angeschlossen werden. Große, direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossene Einspeiser und Verbraucher dürfen laut den technischen Anschlussbedingungen zur Mittelspannung einen Unsymmetriegrad von 0,7 % nicht übersteigen [17, 71].

In der Niederspannungsebene kommt es dagegen durch eine ungleichmäßige Verteilung beim Anschluss von einphasigen Verbrauchern und Einspeisern häufiger zu einer Unsymmetrie. Diese Unsymmetrie tritt aber vor allem innerhalb des Netzes und nicht an der Sammelschiene der Ortsnetzstation auf. Um dies zu verifizieren, wurden, anhand von historischen Daten aus Netzen mit einer realisierten Niederspannungsautomatisierung, Untersuchungen zum Unsymmetriegrad an der Sammelschiene der Ortsnetzstation durchgeführt. Diese zeigen eine geringe Unsymmetrie von ca. 0,1 bis 0,4 %.

Damit sich diese, wenngleich geringe, unsymmetrische Belastung nicht im Mittelspannungsnetz fortsetzt, sind für die Ortsnetztransformatoren zusätzlich besondere Schaltgruppen vorgesehen. Durch die Auswahl der Schaltgruppe Dy5 oder Yz5 wird eine weitestgehende Symmetrierung unsymmetrischer Lasten des Niederspannungsnetzes erreicht [99, 100].

Vor diesem Hintergrund kann auf der Mittelspannungsseite der Ortsnetztransformatoren von einer symmetrischen Belastung ausgegangen werden. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher von einem symmetrisch betriebenen Mittelspannungsnetz ausgegangen.

2.3.4 Energietechnische Modellierung des Mittelspannungsnetzes

Nachdem die Rahmenbedingungen, unter denen eine Zustandsidentifikation in der Mittelspannungsebene arbeiten muss, definiert wurden, erfolgt nun die energietechnische Modellierung des Mittelspannungsnetzes. Diese muss für alle Netzstrukturen und Betriebsmittel des Netzes gültig und anwendbar sein.

2.3.4.1 Mittelspannungsleitungen

Unter der Annahme des symmetrischen Aufbaus der Netze können, wie in Abschnitt 2.3.3.3 beschrieben, die Netzkomponenten als Vierpol im Mitsystem beschrieben werden. Unter der realistischen Annahme, dass die Leitungslängen im Mittelspannungsnetz kleiner als 500 km sind und die Betriebsfrequenz nur geringfügig von der Netzfrequenz abweicht, kann das in Abbildung 2.4 dargestellte Ersatzschaltbild verwendet werden [101]. Von dieser als vollständiges π -Ersatzschaltbild benannten Darstellung können im Rahmen dieser Modellierung außerdem die mit $G_{ij}/2$ bezeichneten Ableitungsbeläge vernachlässigt werden [92].

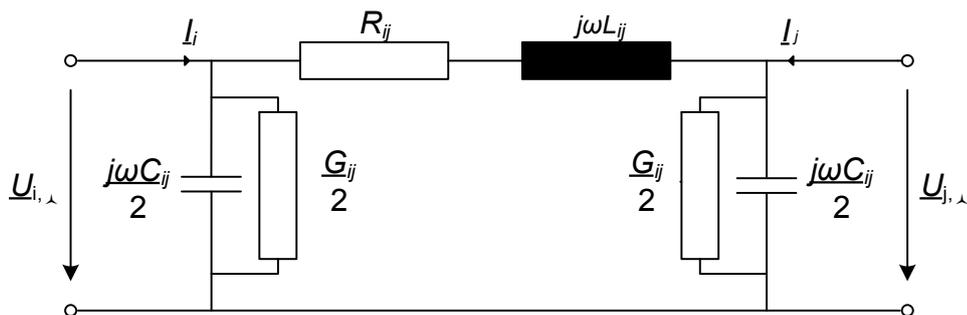


Abbildung 2.4: Einphasiges π -Ersatzschaltbild der elektrisch kurzen Leitung im Mitsystem [92]

2.3.4.2 Zentrale Netzeinspeisung

Die zentrale Netzeinspeisung des Mittelspannungsnetzes erfolgt aus dem übergeordneten Hochspannungsnetz im Umspannwerk. Das Spannungsniveau kann an diesen zentralen Knotenpunkten als bekannt vorausgesetzt werden, insofern kann die zentrale Netzeinspeisung über das Umspannwerk, bzw. die Sammelschiene auf Mittelspannungsebene des Umspannwerks, durchweg als konstante Spannungsquelle modelliert werden. Diese Annahme ist realistisch, da die Verbraucher und dezentralen Einspeiser im Mittelspannungsnetz nur geringen Einfluss auf die Stabilität der übergeordneten Spannungsebene ausüben. Wirk- und Blindleistung stellen sich an diesem Knoten so ein, dass im ganzen Netz ein Gleichgewicht zwischen den eingespeisten und bezogenen Leistungen, einschließlich der Netzverluste und des Blindleistungsbedarfs, besteht. Diese Knoten, von denen mindestens einer existieren muss, werden als Bilanz- oder Slackknoten

bezeichnet. Damit der Knoten trotz des unbekanntenen Phasenwinkels als sogenannter $U\varphi$ -Knoten modelliert werden kann, wird der Phasenwinkel auf $\varphi = 0^\circ$ fixiert [98].

2.3.4.3 Lasten

Die elektrischen Verbraucher des Netzes werden auch als Lasten bezeichnet. Die Leistungen an den Lastknoten können je nach Zusammensetzung und Charakteristik der Lasten von der Spannung abhängig sein. Diese Abhängigkeit wird vereinfacht durch die folgenden Funktionen beschrieben [71, 71, 98].

$$P = P_n \left(\frac{U}{U_n} \right)^p \quad (2.1)$$

$$Q = Q_n \left(\frac{U}{U_n} \right)^q \quad (2.2)$$

Die meisten in der Nieder- und Mittelspannungsebene angeschlossenen Verbraucher verhalten sich ohmsch-induktiv. In Abhängigkeit von der Art und Zusammensetzung der einzelnen Verbraucher an den Knoten werden die Knoten des Mittelspannungsnetzes mit unterschiedlichen Annahmen für die Leistungsexponenten p und q beschrieben. Je nach Größe dieser Exponenten sowie dem Verhältnis aus der vorliegenden Spannung U und der Nennspannung U_n ergibt sich eine von der Leistung bei Nennspannung (P_n bzw. Q_n) abweichende Wirk- bzw. Blindleistung. Auf diese Weise ergeben sich Knoten mit konstanter Abnahmeleistung ($p = q = 0$), konstantem Strom ($p = q = 1$) oder konstanter Impedanz ($p = q = 2$) [71].

Da an den Netzknoten des Mittelspannungsnetzes in der Regel über die Ortsnetzstationen und die dort angeschlossenen Niederspannungsnetze eine Vielzahl von Verbrauchern unterschiedlicher Art angeschlossen werden können, werden diese Knoten in der Regel mit konstanter Wirk- und Blindleistung modelliert [92]. Dies entspricht der konventionellen Modellierung der Lastknoten als sogenannte PQ -Knoten im Rahmen der Leistungsflussberechnung [35, 71, 98].

2.3.4.4 Erzeuger

Dezentrale Einspeisungen über die Knoten des Netzes, z.B. Einspeisungen aus Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), Windenergieanlagen (WEA) oder Blockheizkraftwerken (BHKW) können grundsätzlich auf zwei Arten modelliert werden. In der Regel werden diese Knoten in Abhängigkeit von der verfügbaren Information als PU - oder als PQ -Knoten modelliert. Sofern die Spannung am Anschlussort der Erzeugungsanlage gemessen und bekannt ist, wird der Knoten im Rahmen dieser Arbeit als PU -Knoten modelliert und davon ausgegangen, dass die Wirkleistung (P) sowie der Spannungsbetrag (U) im Berechnungszeitpunkt konstant sind. Der

Phasenwinkel sowie die Blindleistung sind in diesem Fall unbekannt und ergeben sich im Zuge der Leistungsflussberechnung.

Da dezentrale Erzeugungsanlagen häufig an einen gemeinsamen Knoten mit verschiedenen Verbrauchern angeschlossen sind, ist es oft von Vorteil, die dezentralen Einspeisungen ebenfalls unter der Annahme konstanter Leistung zu modellieren. Dezentrale Einspeisungen können dann als negative Lasten bezeichnet werden und werden analog zu den Verbrauchern (siehe Abschnitt 2.3.4.3) als PQ -Knoten mit konstanter Wirk- und Blindleistung modelliert [71, 98].

3 Topologiebewertung und Topologieanalyse im Mittelspannungsnetz

Die Identifikation des Netzzustandes im Mittelspannungsnetz und die darauf aufbauende Regelung von Netzkomponenten bzw. Netzteilnehmern sind nur auf Grundlage einer soliden Informationsbasis möglich. Die erforderlichen Eingangsdaten des Algorithmus lassen sich in die Kategorien *statische Netzparameter* und *dynamische Prozesswerte* unterteilen und müssen je nach Art dieser Daten zu unterschiedlichen Zeitpunkten ausgewertet werden (vgl. auch Abschnitt 4.2.1). Während die dynamischen Eingangsdaten im zyklischen Betrieb des Automatisierungssystems ausschließlich in die Berechnung der entsprechenden zyklischen Ergebnisse eingehen, beeinflussen die statischen Netzparameter während des gesamten Betriebes die Berechnungsergebnisse.

Die statischen Daten beinhalten Informationen zu den Betriebsmitteln des Netzes sowie zur Netztopologie. Diese müssen während der Parametrierung des Systems aus dem Geografischen Informationssystem (GIS), dem Netzleitsystem oder dem Netzberechnungsprogramm des Netzbetreibers erfasst und auf Gültigkeit und Konsistenz überprüft werden. Sie enthalten neben den Daten zu allen Leitungen im Netz detaillierte Information zu allen Ortsnetzstationen, genauer Leistungsdaten der angeschlossenen Niederspannungsnetze bzw. der dort versorgten Verbraucher und Erzeugungsanlagen. Ebenfalls übermittelt werden Informationen zu den installierten Sensoren sowie zu den vorhandenen Umschaltmöglichkeiten im Netzgebiet. Die Gesamtheit dieser Daten ergibt in Verbindung mit dem Status der Schalter die vorhandene Topologie des Netzes.

Nur wenn die Topologie richtig erfasst wird, kann der Zustand des Netzes zuverlässig und mit ausreichender Genauigkeit bestimmt werden. Auch Änderungen der Topologie aufgrund von Schalthandlungen, die durch geplante oder ungeplante Ereignisse ausgelöst werden, müssen erkannt und einkalkuliert werden. Aus diesem Grund wurde neben den Algorithmen zur Zustandsidentifikation und Regelung eine weitere Komponente im Automatisierungssystem implementiert, welche die vorliegende Topologie bestimmt, auswertet und für die nachfolgenden Berechnungen aufbereitet. Diese *Topologie-Initialisierung* wird im Folgenden beschrieben, der vollständige Ablauf der *Topologie-Initialisierung* wird in Abbildung 3.1 dargestellt.

Als erster Schritt werden während der Startphase des Systems die oben beschriebenen *statischen Netzparameter*, also alle unveränderlichen, relevanten Netzdaten eingelesen und auf deren Vollständigkeit und Konsistenz validiert. Dies erfolgt lediglich einmal während der Laufzeit des Systems.

Im Anschluss wird die dynamische Trennstellenüberwachung der *Topologie-Initialisierung* ausgeführt. Diese Überwachung reagiert auf Status-Veränderungen der parametrisierten Trennstellen. Nur bei Detektion einer Veränderung erfolgt im nächsten Schritt die Bewertung der vorliegenden Topologie auf Validität. Die Trennstellen-Überwachung und die Bewertung der Topologie-Validität werden ausführlich im ersten Abschnitt dieses Kapitels beschrieben. Im darauf folgenden Abschnitt wird die Analyse der vorliegenden Topologie sowie die Aufbereitung der für die Zustandsidentifikation erforderlichen Daten beschrieben, die nur durchgeführt werden, falls auch die Validität der Topologie bestätigt wurde.

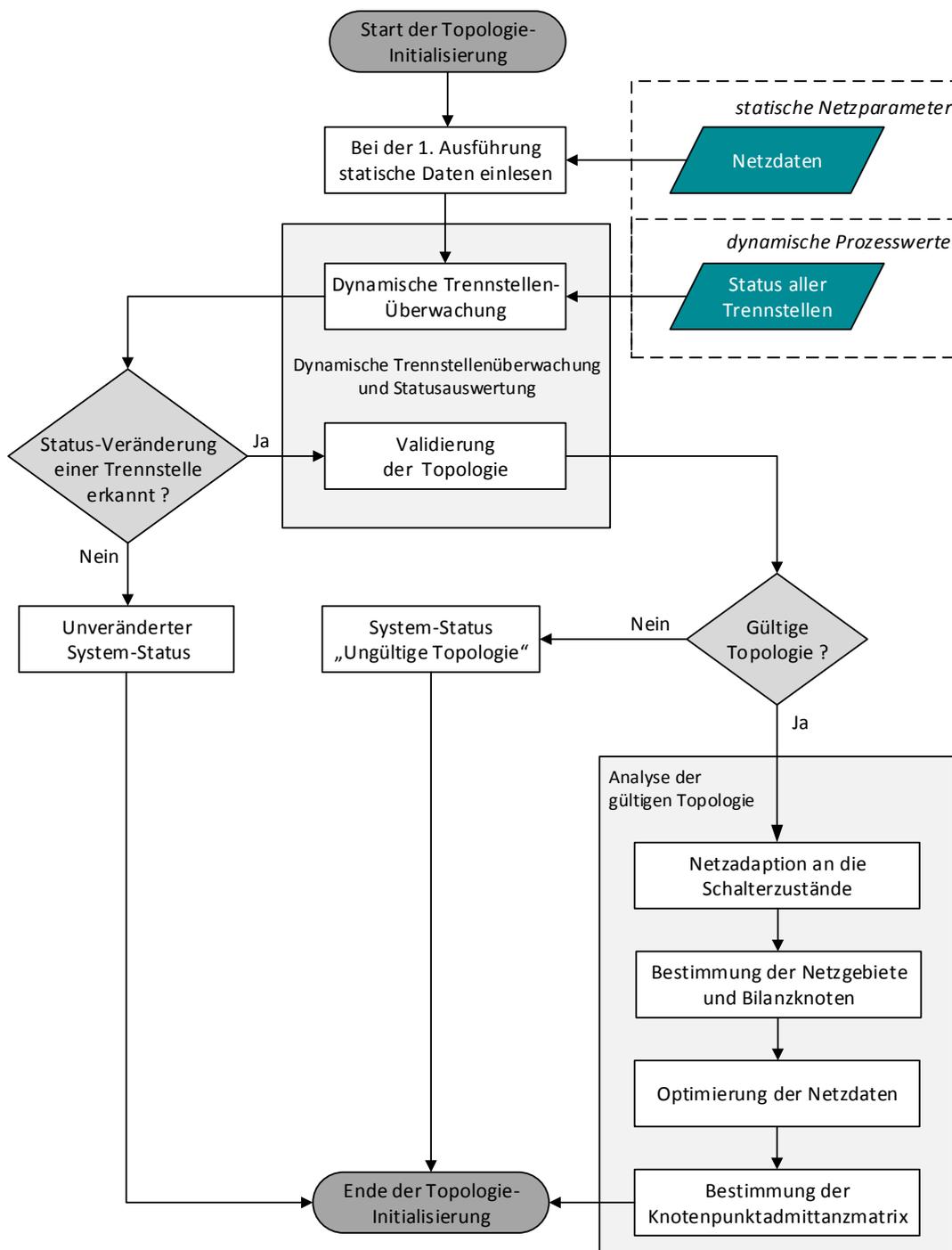


Abbildung 3.1: Ablauf der *Topologie-Initialisierung*

3.1 Dynamische Trennstellenüberwachung und Statusauswertung

3.1.1 Dynamisierung und Überwachung der Schalterstatus

Die Information über den Status aller Schalter im Netz liegt in der Mittelspannungsebene in der Regel im Leitsystem des Netzbetreibers vor. Aufgrund des dezentralen Ansatzes des umgesetzten Automatisierungssystems muss die durch die Schalterstatus beeinflusste Topologie des Netzes dem System zugänglich gemacht werden. Hierzu gibt es generell zwei Ansätze. Die erste Option ist die möglichst exakte Bestimmung der vorliegenden Netztopologie auf Grundlage der statischen Daten sowie der Messwerte mit Hilfe unterschiedlicher Berechnungsverfahren [35, 102, 103]. Aufgrund der spärlichen Messtopologie in den Mittel- und Niederspannungsnetzen sowie der vorhandenen Messfehler kann die Topologie mit diesen Verfahren jedoch üblicherweise nicht deterministisch, sondern nur probabilistisch mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit bestimmt werden [104].

Das umgesetzte Automatisierungskonzept verfolgt daher den Ansatz, die tatsächlichen Zustände aller Schalter im Netz zu überwachen und die vorliegende Topologie auf Grundlage der realen Daten zu bestimmen. Diese Information kann z.B. aus dem Leitsystem dem Automatisierungssystem übergeben werden, wenn eine entsprechende Schnittstelle vorhanden ist. Als Zustand eines Schalters wird im Rahmen dieser Arbeit die Information über den logischen Zustand des Schalters (0 = geöffnet, 1 = geschlossen) verstanden.² Befindet sich ein Schalter aufgrund eines Fehlers in einer Zwischenstellung oder ist der Zustand des Schalters aufgrund einer anderen Störung nicht definiert, so wird der übergebene Prozesswert als ungültig gekennzeichnet und dementsprechend behandelt.

Im Rahmen dieses Forschungsunterfangens wird die Übermittlung der Information zum Zustand der Schalter zunächst mit Hilfe einer Nutzer-Schnittstelle umgesetzt. Da in der Mittelspannungsebene nur eine begrenzte Anzahl von Schaltern fernwirktechnisch überwacht wird, wird die Information zum Zustand der nicht ferngemeldeten Schalter über die Nutzer-Schnittstelle zwischen Leitstelle und Automatisierungssystem übermittelt.

Dies bedeutet, dass der Status der ferngemeldeten Schalter automatisch an das Automatisierungssystem übermittelt wird, die nicht ferngemeldeten Schalter werden im Falle einer Schalthandlung über einen integrierten WEB-Server vom Leitstellenpersonal nachgeführt. Abbildung 3.2 stellt diesen Zusammenhang dar.

² Für den Algorithmus ist es unerheblich, ob es sich bei den betrachteten Schaltern um Leistungsschalter, Lasttrennschalter oder andere Typen handelt. Lediglich der logische Zustand ist relevant. Daher werden im Folgenden alle Schaltertypen gleichwertig behandelt und als Schalter oder Trennstelle bezeichnet.

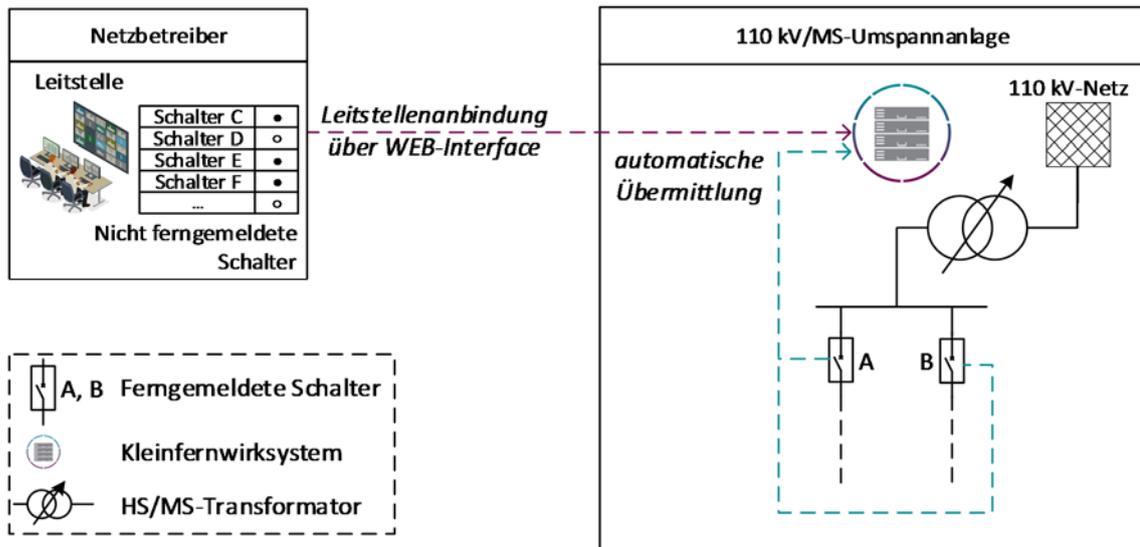


Abbildung 3.2: Vorgehensweise zur Übermittlung der Schalterstatus an das Automatisierungssystem

Als *dynamische Prozesswerte* (siehe Abbildung 3.1) sind die Zustände aller Schalter somit dem Automatisierungssystem zu jedem Zeitpunkt bekannt und werden als zyklische Werte dem Algorithmus übergeben. Mit dieser Information wird zunächst untersucht, ob sich der Status mindestens eines Schalters verändert hat, also ob ein Schalter geöffnet oder geschlossen wurde. Eine Status-Veränderung löst dabei automatisch die Validitäts-Bewertung der Topologie sowie, im Falle einer validen Topologie, die nachfolgenden Schritte in Abbildung 3.1 aus. Unterliegt keinem der Schalter einer Veränderung des Status, so bleibt das System im bisherigen Zustand und überspringt die übrigen Schritte der *Topologie-Initialisierung*.

Durch die Trennstellenüberwachung wird zusätzlich festgestellt, ob der Zustand eines Schalters aufgrund von Fehlern am Schalter oder in der Kommunikationsverbindung nicht eindeutig definiert und folglich ungültig ist. Diese Information wird dem Algorithmus vom Automatisierungssystem zur Verfügung gestellt. Sollte dies der Fall sein, stellt sich die Frage, ob der entsprechende Schalterzustand für die Zustandsidentifikation relevant ist. Bei einem relevanten Schalter ist im Falle eines ungültigen Schalterzustands die Zustandsidentifikation nicht mehr funktionsfähig und die Statusampel der Zustandsidentifikation wird auf *Rot* gesetzt.³ Anders wird bei Schaltern vorgegangen, die nicht für die Funktionsfähigkeit der Zustandsidentifikation relevant sind. Als solche werden z.B. Trennstellen definiert, über die ein Abgang in einer der Ortsnetzstationen versorgt bzw. unterbrochen wird. Wenn der Zustand an einem derartigen Schalter als ungültig übermittelt wird, wird die Ampel der Zustandsidentifikation auf den Zustand

³ Wie in Abschnitt 2.1 beschrieben, erhält das Leitstellenpersonal mit Hilfe von Zustandsampeln Informationen zum Zustand des Netzes und der Zustandsidentifikation. Die *grüne* Phase dieser Ampeln kennzeichnet den normgerechten, ungestörten Betrieb. Die *gelbe* Ampelphase deutet auf einen Zustand hin, in dem die Genauigkeit reduziert ist und der überprüft werden sollte, ein kritischer Netzzustand kann aber durch das System behoben und die Zustandsidentifikation noch ausgeführt werden. Die *rote* Ampelphase bedeutet, dass sich das Netz in einem nicht behebbaren, kritischen Zustand befindet bzw. die Zustandsidentifikation nicht mehr funktionsfähig ist.

Gelb gesetzt. Damit wird dem Nutzer des Systems eine verringerte Genauigkeit der Zustandsidentifikation angezeigt, sie arbeitet aber weiterhin funktionsgemäß.

3.1.2 Validierung der Topologie

Wurde während der dynamischen Trennstellen-Überwachung festgestellt, dass einer oder mehrere der Schalter ihren Zustand verändert haben, so wird im nächsten Schritt der *Topologie-Initialisierung* die Beurteilung der Topologie-Validität gestartet. Es erfolgt eine Analyse der vorliegenden Topologie und im Anschluss wird das Systemverhalten bestimmt. Diese Schritte werden, gemeinsam mit den Schritten der Trennstellen-Überwachung, in Abbildung 3.3 dargestellt, denn die Überprüfung aller Bedingungen (hinsichtlich Zustand, Gültigkeit, Topologie-Validität) wird separat für jeden vorhandenen Schalter durchgeführt. Am Ende jeder Überprüfung steht ein konkreter Status der Ampel der Zustandsidentifikation.

Die Überprüfung der Topologie-Validität erfolgt hierbei auf Basis von vordefinierten *Standard-Topologien*. Während der Parametrierungsphase des Systems wird bestimmt, welche möglichen Topologien im regulären, fehlerfreien Betrieb des Mittelspannungsnetzes auftreten können. Diese werden dem System über die *statischen Netzparameter* mittels der dann vorliegenden Schalterzustände mitgeteilt. Diese Vorauswahl ist notwendig, da die Anzahl der theoretisch möglichen Topologien grundsätzlich sehr hoch ist und das System keine Möglichkeit hat, selbstständig zu ermitteln, ob der Zustand der vorliegenden Topologie überhaupt bestimmt werden kann.

Sollte eine der Trennstellen nicht dem Zustand der parametrierten Topologien entsprechen, so ist die vorliegende Topologie unter Umständen nicht gültig. Dies ist wie zuvor von der Relevanz des Schalters für die Funktionsfähigkeit der Zustandsidentifikation abhängig.

Entspricht aber jeder Schalterzustand dem parametrierten Zustand einer gültigen Topologie, so ist die Zustandsidentifikations-Ampel lediglich in Abhängigkeit von der vorliegenden Topologie auf *Grün* oder *Gelb* zu setzen. Von den als gültig definierten *Standard-Topologien* kann während der Parametrierung des Systems nur eine begrenzte Anzahl mit Hilfe einer computergestützten Simulation berechnet und hinsichtlich des erwarteten Schätzfehlers analysiert werden (siehe Abschnitt 6.1). Für diese validierten Topologien ist die Genauigkeit der Zustandsidentifikation bekannt, der Indikator der Zustandsidentifikation kann daher mit der *grünen* Ampel angegeben werden. Für die übrigen Topologien ist die Funktionsfähigkeit der Zustandsidentifikation zwar prinzipiell gegeben, ihre Genauigkeit kann aber mitunter deutlich geringer sein. Dieser Umstand wird dem Leitstellenpersonal mit Hilfe der *gelben* Ampel angezeigt.

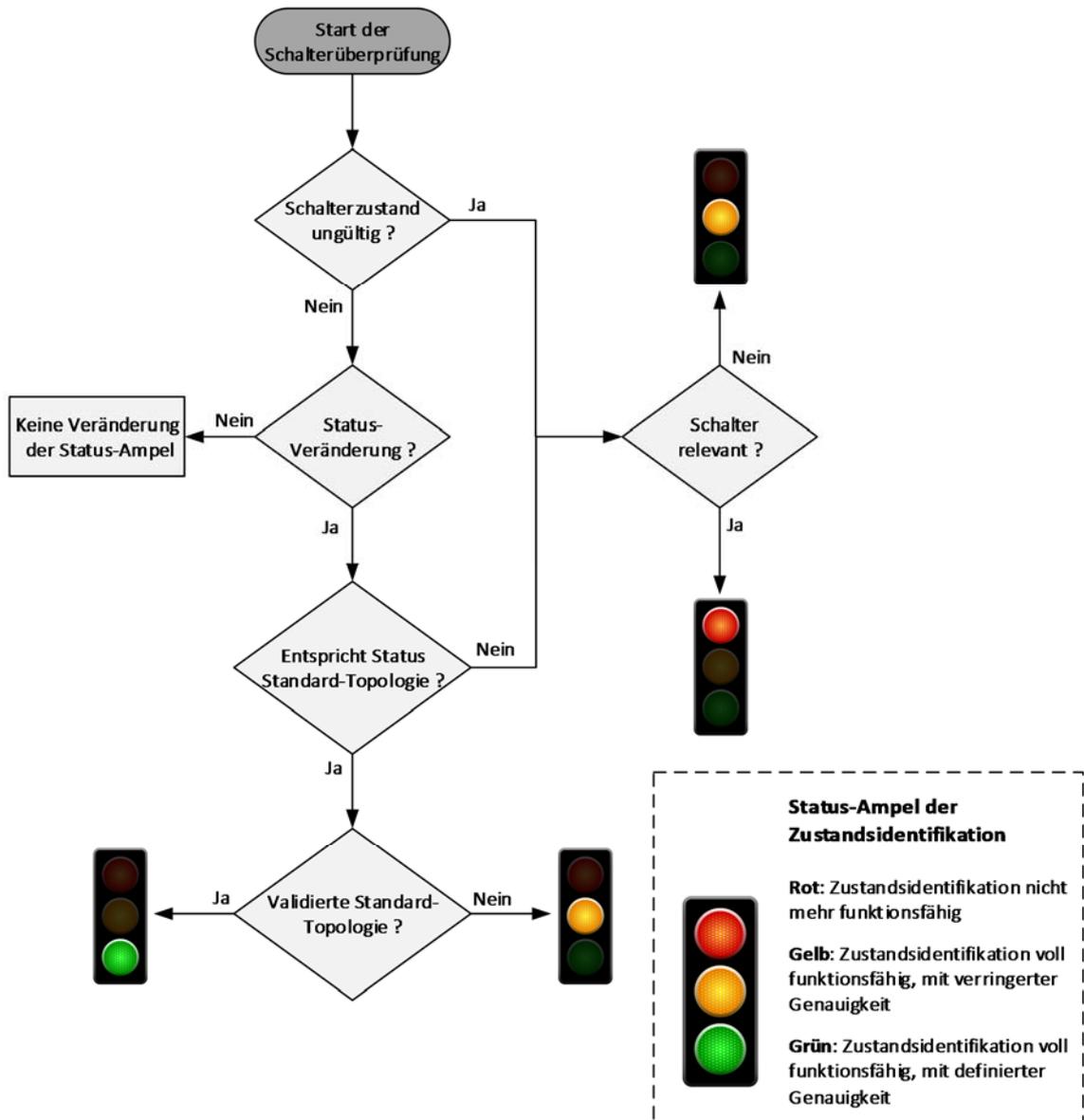


Abbildung 3.3: Gültigkeits- und Zustandsanalyse der Schalter

Damit ist die Auswertung der Schalter und der Topologie abgeschlossen. Sollte eine ungültige Topologie vorliegen, so verweilen die Zustandsidentifikation und Regelungsfunktion in einer Warteschleife. Die Überwachung und Regelung des Netzes ist in diesem Zustand nicht möglich. Die Kontrolle der Schalter wird aber zyklisch fortgeführt, bei Veränderung der Zustände in einen gültigen Bereich wird auch die Funktion der Zustandsidentifikation wieder aktiviert, sofern nicht andere Gründe (z.B. der Ausfall bestimmter Messungen oder die bewusste Deaktivierung durch das Leitstellenpersonal) dies verhindern.

3.2 Analyse der gültigen Topologie

Im vorherigen Abschnitt wurden die Schritte beschrieben, die zur Überprüfung der Gültigkeit der vorliegenden Topologie in jedem Berechnungszyklus durchgeführt werden. Wurde die Gültigkeit bestätigt, so erfolgt im nächsten Schritt der *Topologie-Initialisierung* eine Aufbereitung dieser Topologie für die Zustandsidentifikation.

3.2.1 Netzadaption an die Schalterzustände

Die Komponente zur Aufbereitung der gültigen Topologie hat zur Aufgabe, alle wesentlichen Informationen für die nachfolgenden Berechnungsschritte zu aggregieren und in einem generischen und schlanken Datenmodell zu bündeln. Der erste Schritt dieser Aggregation umfasst, wie in Abbildung 3.1 dargestellt, die Adaption des Netzes an die aktuellen Schalterzustände.

Der erste Funktionsbaustein der Netzadaption wird in Abbildung 3.4 dargestellt und dient der Bestimmung der Netzanschlusspunkte an das übergeordnete 110 kV-Netz. Der Algorithmus ist generell so ausgelegt, dass eine Versorgung des überwachten Netzgebietes durch mehr als einen HS/MS-Transformator analysiert werden kann. Dies kann z. B. der Fall sein, wenn zwei oder mehr voneinander getrennte, als Ringnetze betriebenen Mittelspannungsnetze oder zwei parallel auf eine Sammelschiene in der Umspannstation speisende Transformatoren durch das Automatisierungssystem überwacht werden sollen.

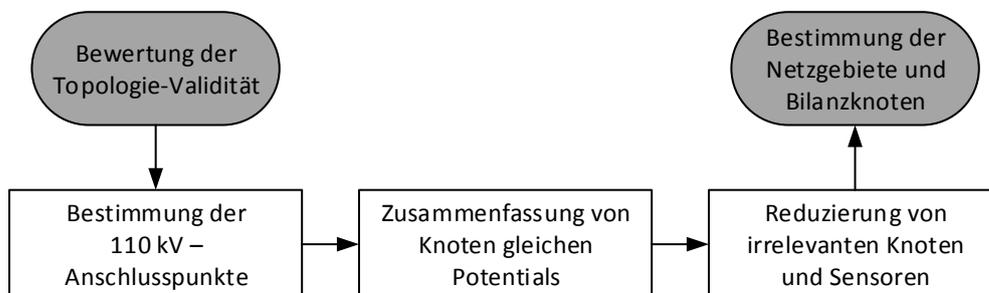


Abbildung 3.4: Stufen der Netzadaption in der chronologischen Reihenfolge

Die Bestimmung der 110 kV-Anschlusspunkte wird daher allgemeingültig umgesetzt. Hierzu wird zunächst generisch erfasst, welcher HS/MS-Transformator welche Ortsnetzstationen des zu überwachenden Gebiets versorgt. Die Verbindung der Stationen zu den Transformatoren wird mit Hilfe des Algorithmus von DIJKSTRA ermittelt [35, 105]. Diesem wird zunächst eine modifizierte Inzidenzmatrix I^{mod} zugeführt. Eine Inzidenzmatrix beschreibt die Verbindungen zwischen den Knoten des Netzes und gibt auf diese Weise an, welche Knoten direkt miteinander verbunden sind. Die Modifizierung der Matrix besteht darin, alle vorhandenen oder nicht vorhandenen Verbindungen innerhalb des Netzes in ihrem Zustand zu beschreiben, unabhängig von der Art der Verbindung. Das bedeutet, dass die durch geöffnete Trennschalter unterbrochenen Leitungen durch eine Streichung aus der Matrix nachgebildet werden, aber auch, dass

geschlossene Trennschalter ohne eine bestehende Leitung durch ein Einfügen von Verbindungen berücksichtigt werden. Die modifizierte Inzidenzmatrix enthält also alle tatsächlichen Verbindungen der Knoten im Netz, unabhängig von der Art der Verbindung (also auch unabhängig davon, ob es sich z.B. tatsächlich um eine Leitung handelt, oder um einen Trennschalter zwischen zwei Sammelschienen).

Abbildung 3.5 repräsentiert die Bestimmung der Anschlusspunkte beispielhaft für zwei Knoten des Netzes. Die türkis eingezeichnete Verbindung ist die durch die Anwendung des DIJKSTRA-Algorithmus erkannte Verbindung zwischen den beiden dargestellten Lastknoten und dem versorgenden HS/MS-Transformator aufgrund aller vorhandenen Verbindungen zwischen den Knoten.

Ortsnetzstationen, zwischen denen keine Verbindung besteht, liegen nicht in einem gemeinsam versorgten Netzgebiet. Am Ende dieses Schrittes ist jeder Knoten des überwachten Gebietes mindestens einem HS/MS-Transformator zugeordnet. Sollte dies für einen Knoten nicht der Fall sein, so wird dieser Knoten als nicht versorgt betrachtet und eine entsprechende Meldung wird ausgegeben.

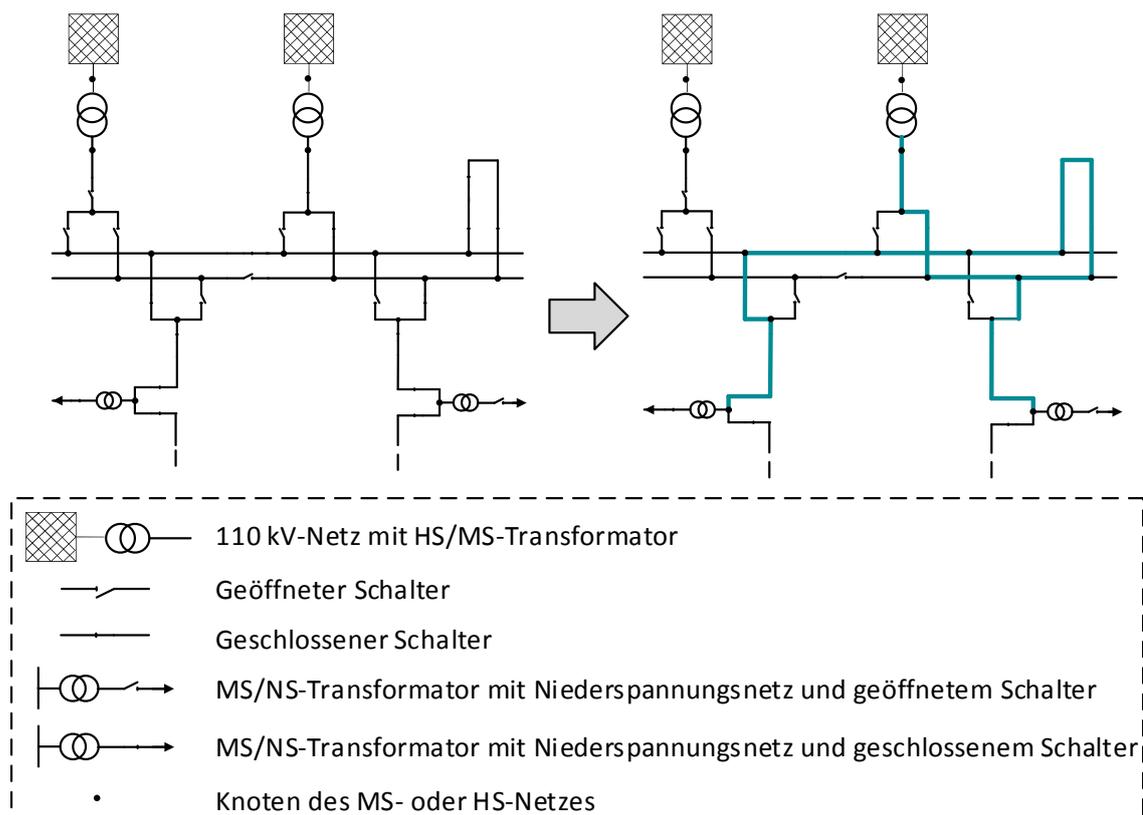


Abbildung 3.5: Bestimmung der 110 kV-Anschlusspunkte an einem Beispiel

Der zweite Funktionsbaustein der Netzadaption hat die Reduzierung des Netzes zum Ziel. Durch diese soll ein schlankeres und effizienter zu berechnendes Netz entstehen, das jedoch mathematisch und elektrotechnisch betrachtet die gleichen Eigenschaften wie das ursprüngliche

Netz aufweist. Dies wird durch eine Verschmelzung von Knoten erreicht, die elektrotechnisch das gleiche Spannungspotential aufweisen bzw. deren Potentialdifferenz im Vergleich zum übrigen Netz keine Relevanz besitzt. Hierbei handelt es sich vorwiegend um Knoten im Umspannwerk, aber auch um Knoten innerhalb der Ortsnetzstationen, die nur über einen Trennschalter verbunden sind. Sind beispielsweise zwei Sammelschienen im Umspannwerk (die jeweils einen Knoten darstellen) über eine Längskupplung verbunden, so ist ihre Spannung im Rahmen dieser Arbeit aufgrund der geringen Spannungsdifferenz als gleichwertig anzusehen. Alle Knoten, für die diese Beschreibung zutrifft (die also nicht durch Betriebsmittel mit einer relevanten Impedanz verbunden sind), werden in diesem Schritt zusammengefasst (vgl. Abbildung 3.6). Alle wesentlichen Daten des Netzes werden dabei so berücksichtigt und modifiziert, dass keine Information verloren geht. Es entsteht eine Topologie, die mit deutlich weniger Knoten und Verbindungen beschrieben werden kann. Dieser Umstand hat wiederum aufgrund einer verringerten Größe des Gleichungssystems eine deutliche Laufzeitverringerung der Algorithmen zur Folge.

Der dritte Schritt der Netzadaption behandelt alle Knoten des Netzes, die nach der Verschmelzung der verbundenen Knoten noch vorhanden sind, jedoch für die Netzberechnungen der Netzzustandsidentifikation nicht mehr von Bedeutung sind. Dazu gehören Knoten, die aufgrund von Veränderungen von Schalterzuständen nicht mehr mit dem Netz verbunden sind. In diesem Zusammenhang werden auch vorhandene Messsensoren ermittelt, deren Messwerte aufgrund des fehlenden Anschlusses an das Netz nicht mehr von Belang sind. Sowohl diese Knoten als auch die Sensoren werden aus dem bereits reduzierten Datenmodell entfernt.

Zusätzlich können jedoch auch Sensoren auftreten, die nicht außerhalb des versorgten Netzgebietes liegen, die aber aufgrund von geöffneten Schaltern nicht mehr alle Messwerte zur Verfügung stellen können. In der Regel überwachen alle für das System parametrisierten Sensoren des Automatisierungssystems die Spannung, den Strom sowie den Wirk- und Blindleistungsfluss. Durch die Öffnung eines Schalters an einer Sammelschiene kann aber z. B. ein Sensor entstehen, der nicht mehr alle diese Werte erfassen kann. Szenarien dieser Art werden von dem dafür zuständigen Funktionsbaustein der *Topologie-Initialisierung* erkannt, und die resultierende Beschreibung der Sensoren wird für die weiteren Berechnungen gespeichert. Die Sensoren werden daher alle überprüft und in Abhängigkeit von den Schalterzuständen modifiziert.

3.2.2 Bestimmung der Netzgebiete und Bilanzknoten

Die bisherigen Schritte der *Topologie-Initialisierung* haben zu einer reduzierten Datenmenge geführt, die nun weiter in Bezug auf die vorliegenden Netzgebiete untersucht wird. Es wird in diesem Funktionsbaustein eine modelltheoretische Betrachtungsweise herangezogen, da im Zuge der Zustandsidentifikation nur noch die gebündelten Informationen zu den Knoten, den Leistungen sowie den Impedanzen der Verbindungen von Relevanz sind.

Zur Bestimmung der Netzgebiete und des Bilanzknotens wird auf die bis dahin aufgearbeiteten Daten zurückgegriffen. Wie alle Schritte im letzten Abschnitt wird auch diese Analyse nur dann ausgeführt, wenn es aufgrund einer Veränderung in den Schalterzuständen zu einer neuen Analyse des Netzes kommt. Üblicherweise geschieht dies nur in seltenen Fällen im Abstand von einigen Tagen oder Wochen. Dieser Schritt ist jedoch notwendig, da die Allgemeingültigkeit eine Betrachtung erfordert, die dem Automatisierungssystem bzw. der Zustandsidentifikation für jede parametrisierte Standardtopologie (siehe Abschnitt 3.1.2) die Netzgebiete und Bilanzknoten zur Verfügung stellt.

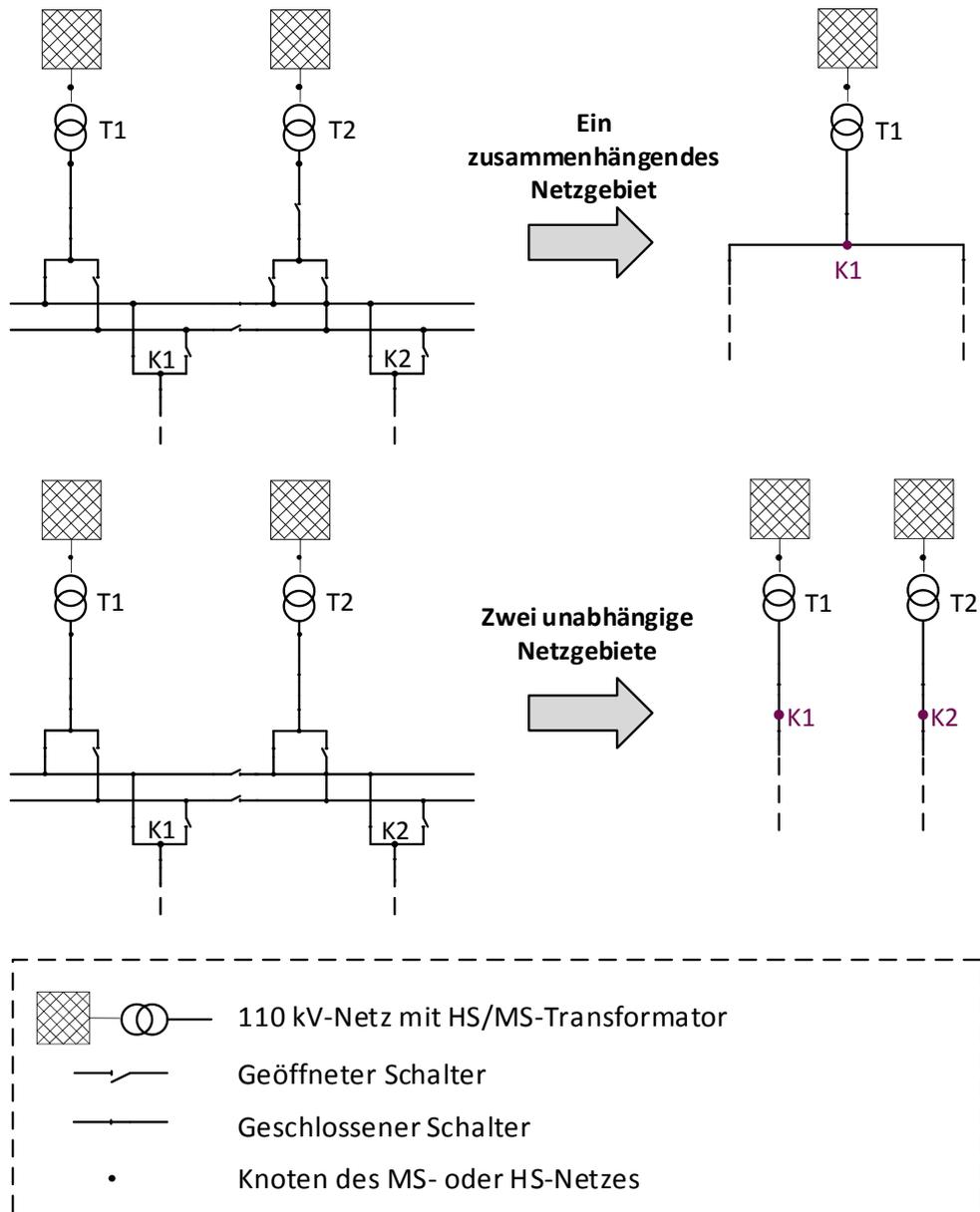


Abbildung 3.6: Bestimmung der Netzgebiete durch die Topologie-Initialisierung

Dies verdeutlicht Abbildung 3.6 am Beispiel zweier Netzformen. In Abhängigkeit der Schalterstellungen und der parametrisierten HS/MS-Transformatoren im Umspannwerk liegt in der oberen Abbildung ein geschlossenes Netzgebiet vor, das durch HS/MS-Transformator T1

versorgt wird. Im unteren Teil der Abbildung versorgen beide Transformatoren unabhängig voneinander zwei Netzgebiete, die beide durch das Automatisierungssystem überwacht werden.

Der Funktionsbaustein zur Bestimmung der Netzgebiete erkennt demnach, aufbauend auf den Informationen aus Abschnitt 3.2.1, die vorliegenden Netzgebiete und die relevanten HS/MS-Transformatoren und bildet diese zu einem späteren Zeitpunkt in einem Netzmodell ab. Zusätzlich wird analysiert, ob die Zustandsidentifikation- bzw. die Regelungsfunktionen mit der festgestellten Netzgebietsform umgehen können, oder ob das System nach einer entsprechenden Meldung in den inaktiven Zustand wechseln muss. Dies geschieht beispielsweise, wenn Netzgebiete vorliegen, die gleichzeitig von zwei HS/MS-Transformatoren (z. B. im Betriebsmodus mit Gegenstationen, siehe Abschnitt 2.3.2.3) versorgt werden. In diesem Fall ist das System aufgrund der evtl. hohen Ausgleichsströme nicht mehr im regulären Betrieb. Die Zustandsidentifikation wird zwar weiter ausgeführt, es können aber keine Regelungsfunktionen mehr durchgeführt werden.

Nach Bestimmung der Netzform wird den festgestellten Netzgebieten ein Knoten zugeordnet, der in der energietechnischen Modellierung als Bilanzknoten agiert (siehe Abschnitt 2.3.4.2). Diese Knoten sind in Abbildung 3.6 farblich markiert. Die Zustandsidentifikation und die darauf aufbauende Leistungsflussberechnung sind so aufgebaut, dass diese Knoten ebenfalls in der Mittelspannungsebene liegen. Der dazugehörige HS/MS-Transformator wird zwar durch einen Sensor überwacht und so in die Überwachung des Netzzustandes mit einbezogen, im Zuge der Leistungsflussberechnung wird aber kein Knoten in der 110 kV-Ebene betrachtet. Da die Regelung jedoch selbstverständlich Informationen zu den relevanten Transformatoren benötigt, werden diese in der *Topologie-Initialisierung* nicht gestrichen, sondern gehen mit in das gebildete Datenmodell ein.

3.2.3 Optimierung der verfügbaren Netzdaten

Nach den zuvor beschriebenen Schritten liegt ein modifiziertes und vor allem stark reduziertes Netz-Modell vor, das jedoch in dieser Form aufgrund einiger Restriktionen der Zustandsidentifikation nicht berechenbar ist. Dies gilt vor allem für die Knotennummerierung, die nach den im ersten Teil des Abschnitts 3.2 beschriebenen Modifizierungen Lücken aufweist, d.h. die Knotenanzahl ist geringer als die maximale Knotennummer und die Nummerierung damit nicht durchgehend. Nur mit deutlich höherem Rechenaufwand ließe sich mit diesem Modell der Zustand berechnen. Daher wird eine neue, algorithmusinterne und durchgehende Knotennummerierung eingeführt. Für die Zuordnung der ursprünglichen Knotennummern entsteht eine Übersetzungstabelle, mit deren Hilfe alle Meldungen des Systems mit den korrekten Knotennummern ausgegeben werden können.

Abbildung 3.7 stellt die gesamten Auswirkungen der *Topologie-Initialisierung* durch Reduzierung des Netzes sowie durch Umbenennung der Knotennummern an einem einfachen Beispiel dar. Das als offenes Ringnetz betriebene Netz wird anhand der Schalterstatus ausgewertet und die damit vorliegende Topologie analysiert. Am Ende steht das reduzierte und vereinfachte Netzabbild, das elektrotechnisch betrachtet nahezu identisch ist.

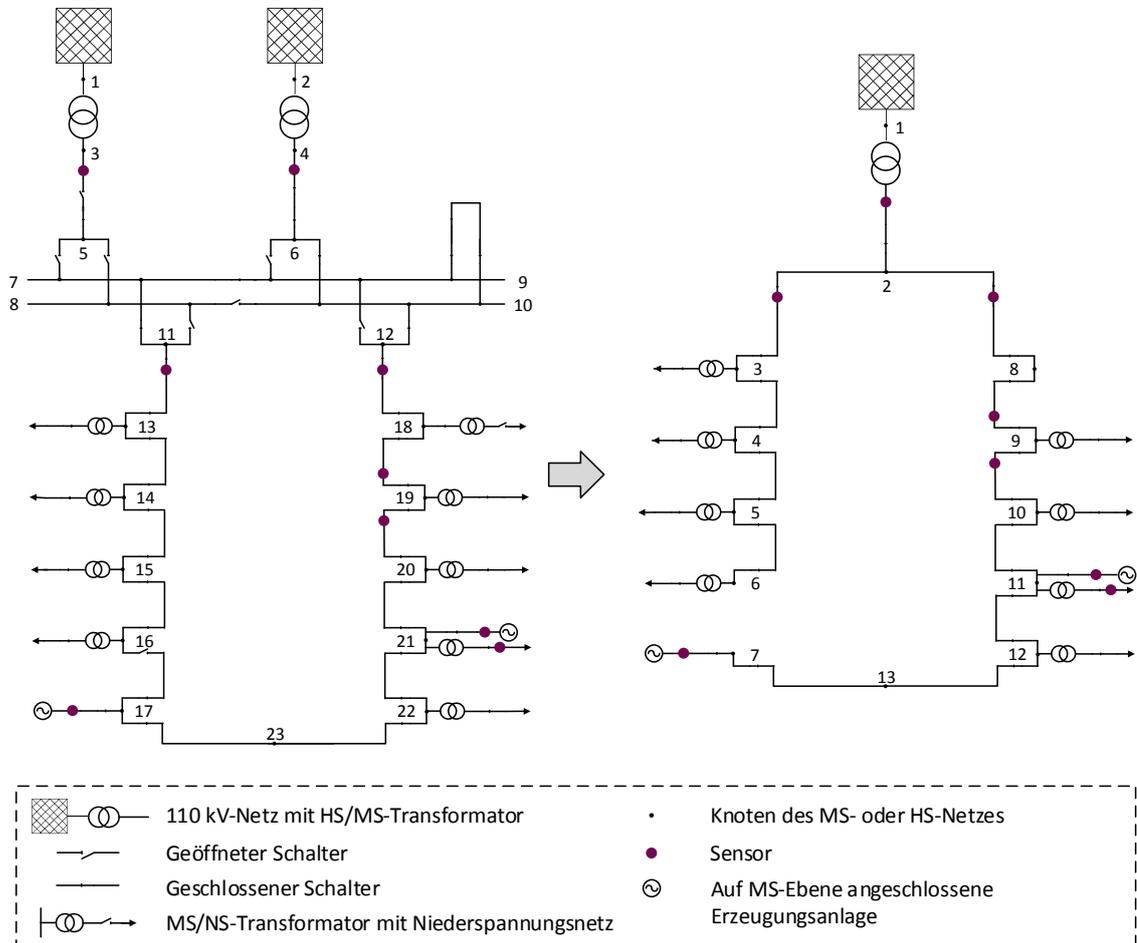


Abbildung 3.7: Auswirkung der *Topologie-Initialisierung* an einem beispielhaften Ringnetz

Der Umwandlungsprozess für das abgebildete Netz beinhaltet verschiedene Schritte. Das gesamte Netz wird durch den rechten HS/MS-Transformator versorgt, der linke wird daher im internen Netzabbild gestrichelt. Die Mittelspannungsknoten im Umspannwerk (Nr. 3-12) werden zu einem gemeinsamen Knoten zusammengefasst. Der entstehende Knoten (Nr. 2) wird in der Leistungsflussberechnung als Bilanzknoten betrachtet, während die Informationen über den Knoten 1 und den HS/MS-Transformator für die Regelungsfunktionen gespeichert, aber nicht in die Leistungsflussberechnung einbezogen werden. Der Mittelspannungsring des Netzes wird offen betrieben, die Trennstelle am Knoten 16, in Richtung Knoten 17, unterbricht den Ring. Zusätzlich ist in einer der Ortsnetzstationen (Nr. 18) der Trennschalter auf der Niederspannungsebene geöffnet, daher wird dieser Abgang aus dem Netzmodell gestrichelt, der daraus resultierende Knoten (Nr. 8) ist ein Netzknoten ohne angeschlossene Verbraucher oder Erzeuger.

Das auf diese Weise erzeugte Netzabbild wird im nächsten Schritt in ein Datenmodell überführt, das einen effizienten Zugriff auf alle Datenelemente ermöglicht.

3.2.4 Bestimmung der Knotenpunktadmittanzmatrix

Zur Verbesserung der Laufzeit des Algorithmus müssen alle laufzeitintensiven Berechnungen vor dem Start des zyklischen Betriebs abgeschlossen werden. Zu diesen Berechnungen gehört insbesondere die Bestimmung der für die Leistungsflussberechnung notwendigen Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} , da sich die Werte dieser Matrix bei bestehender Topologie nicht mehr ändern.

Die Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} wird zur Aufstellung der Knotenpunktgleichungen nach Gleichung (3.1) bzw. (3.2) benötigt, die den Zusammenhang zwischen den Knotenströmen eines Netzes sowie den Knotenspannungen wiedergeben. Auf diesen Gleichungen basiert das in Abschnitt 4.2.3 beschriebene Newton-Raphson-Verfahren zur Leistungsflussberechnung.

$$\underline{Y}_{KK} \underline{u} = \underline{i} \quad (3.1)$$

$$\begin{bmatrix} \underline{y}_{11} & \underline{y}_{12} & \cdots & \underline{y}_{1i} & \cdots & \underline{y}_{1N} \\ \underline{y}_{21} & \underline{y}_{22} & \cdots & \underline{y}_{2i} & \cdots & \underline{y}_{2N} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \underline{y}_{i1} & \underline{y}_{i2} & \cdots & \underline{y}_{ii} & \cdots & \underline{y}_{iN} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \underline{y}_{M1} & \underline{y}_{M2} & \cdots & \underline{y}_{Mi} & \cdots & \underline{y}_{MN} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \cdots \\ \underline{U}_i \\ \cdots \\ \underline{U}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \cdots \\ \underline{I}_i \\ \cdots \\ \underline{I}_N \end{bmatrix} \quad (3.2)$$

Das Nichtdiagonalelement \underline{y}_{ij} der Knotenpunktadmittanzmatrix enthält die zwischen den Knoten i und j liegende Längsadmittanz mit negativem Vorzeichen. Falls die Knoten nicht direkt verbunden sind, ist das entsprechende Nichtdiagonalelement gleich null. Das Diagonalelement \underline{y}_{ii} enthält die Summe aller an den Knoten i angeschlossenen Längsadmittanzen, zuzüglich der Queradmittanz, die sich aus den in Abbildung 2.4 dargestellten Kapazitäten ergibt [98]. Die Matrix ist aufgrund der, in Bezug auf die Anzahl der Elemente, geringen Anzahl an Verbindungen nur spärlich besetzt, enthält also viele Einträge mit dem Wert $\underline{y}_{ij} = 0$. Dieser Umstand kann während der Leistungsflussberechnung für eine effiziente und damit zügige Berechnung verwendet werden.

4 Zustandsidentifikation im Mittelspannungsnetz

Die grundlegende Aufgabe eines Automatisierungssystems auf der Mittelspannungsebene ist zunächst die Identifikation des aktuellen Netzzustandes. Die Kenntnis über den Zustand bildet die elementare Voraussetzung für jeden möglichen Eingriff in die Einspeise- und Lastsituation des Netzes zur Beeinflussung dieses Zustandes. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Netzzustand als ein Vektor verstanden, der die Beträge sowie die Winkel der komplexen Knotenspannungen des Mittelspannungsnetzes enthält [29, 60, 98, 106]. Als davon abhängige Sekundärvariablen lassen sich aus diesem Zustandsvektor Zweigströme und Leistungsflüsse ableiten [35].

Die Bestimmung des Netzzustandes im Verteilungsnetz unterliegt, wie bereits in Abschnitt 2.3.3.1 beschrieben, aufgrund der spärlichen Messtopologie einem inhärenten Schätzfehler. Dieser ist abhängig von der Messtopologie, aber auch vom verwendeten Verfahren der Zustandsidentifikation. Daher wird im ersten Abschnitt dieses Kapitels eine Auswahl an existierenden Verfahren beschrieben. Aus diesen werden im Rahmen dieser Arbeit zwei besonders geeignete Verfahren für die Implementierung und den Echtzeit-Einsatz in einem Automatisierungssystem bestimmt. Die beiden Verfahren werden formal modelliert sowie im Detail in ihrer Funktionsweise beschrieben, inklusive aller zur Beantwortung der Forschungsfrage getätigten Erweiterungen.

Aufgrund des großen Einflusses der Messtopologie auf die Schätzgüte der Verfahren wird im Anschluss daran auf die Optimierung der Messtopologie eingegangen. Dazu wird zunächst das Optimierungsproblem bezüglich der Sensorausstattung eines Mittelspannungsnetzes beschrieben. Anschließend werden im Rahmen der Forschungsarbeiten entwickelte, verfahrensspezifische Lösungswege aufgezeigt und auf die Grenzen der Verfahren eingegangen.

4.1 Auswahl geeigneter Verfahren

Verfahren zur Zustandsidentifikation können, wie in Abschnitt 2.3.3.1 dargestellt, nach dem Umfang der Eingangsdaten unterschieden werden, die sie für ihre Funktionsfähigkeit benötigen. Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden verschiedene Verfahren hinsichtlich ihrer Einsatzfähigkeit in einem Automatisierungssystem bewertet. Für den Echtzeit-Einsatz im Automatisierungssystem muss das Verfahren hinsichtlich der Genauigkeit, aber auch hinsichtlich der Rechenzeit und Robustheit bei fehlerhaften oder fehlenden Messwerten gewisse Anforderungen erfüllen. Der berechnete Zustand soll den tatsächlichen Zustand des Netzes widerspiegeln, weshalb der Algorithmus innerhalb eines möglichst kleinen Zeitintervalls zyklisch aufgerufen werden muss. Da die Rechenkapazität des Kleinfernwirksystems begrenzt ist und neben den hier beschriebenen Algorithmen auch die Systemfunktionen des Systems ausgeführt werden müssen, darf das eingesetzte Verfahren nicht zu aufwendig und rechenintensiv sein.

Zusätzlich müssen die wirtschaftlichen Restriktionen eines Netzbetreibers berücksichtigt werden, weshalb der Aufwand an Messtechnik ebenfalls einzukalkulieren ist. Zusammengefasst müssen also folgende Kriterien berücksichtigt und die Verfahren dahingehend bewertet werden:

- Genauigkeit des berechneten Netzzustandes
- Rechenzeit des Algorithmus
- Robustheit bei Ausfall von Sensoren
- Wirtschaftlichkeit der Messtopologie

Im Folgenden werden die verglichenen Verfahren in ihrer Funktionsweise beschrieben, im Anschluss daran werden die zum Vergleich der Verfahren angewandten Testnetze sowie die Ergebnisse des Vergleichs vorgestellt. Auf Grundlage dieser Ergebnisse sowie der beschriebenen Kriterien erfolgt danach eine Auswahl der Verfahren, die im Automatisierungssystem zum Einsatz kommen.

4.1.1 Verfahren zur Zustandsidentifikation

Zur Berechnung des Netzzustandes auf der Mittelspannungsebene wurden die folgenden Verfahren auf die beschriebenen Anforderungen hin analysiert. Für die Auswahl und den Vergleich der Verfahren sind sowohl die Funktionsweise jeder Methode, als auch die verwendeten Messwertgeber von Bedeutung.

4.1.1.1 Boundary Load Flow

Das Boundary Load Flow - Verfahren beruht auf der Tatsache, dass die gesuchten Zustandsvariablen eines Netzes, wie z.B. die Spannungen an allen Knoten, lediglich innerhalb bestimmter Grenzen physikalisch auftreten können.

Ein Beispiel dafür ist die Leistung, die über eine Ortsnetzstation innerhalb eines Mittelspannungsnetzes in das Niederspannungsnetz übertragen werden kann. Durch die Beschränkung jeder Station, z.B. auf die Bemessungsleistung der installierten Transformatoren, wird in der Folge auch das Spannungsband der Knoten des Mittelspannungsnetzes auf ein bestimmtes Intervall beschränkt. Das Verfahren ermittelt auf diese Art und Weise mögliche Intervalle für die Spannungen und Ströme im Netz. Im Gegensatz zu den im Folgenden beschriebenen Verfahren ist das Boundary Load Flow - Verfahren jedoch keine Methode zur Abschätzung eines tatsächlichen Netzzustandes, sondern stellt lediglich eine Einschränkung des unendlichen Lösungsraums auf ein abgeschlossenes Intervall dar. Daher eignet sich dieses nicht für eine Echtzeit-Zustandserkennung in einem dezentralen Automatisierungssystem und wurde deshalb in die weiteren Untersuchungen nicht mit einbezogen [60].

4.1.1.2 Grid Reduction

Das Verfahren der Grid Reduction basiert auf einer starken Vereinfachung des Netzgebietes auf ein berechenbares Netz. Um aus dem unterbestimmten Netzgleichungssystem ein bestimmtes Gleichungssystem zu erhalten, wird das Netz so lange iterativ reduziert, bis eine deterministische Leistungsflussberechnung möglich ist. Um dies zu erreichen, werden Knoten, an denen keine Messungen vorliegen, zu Hilfsknoten zusammengefasst. Für diese Knoten werden auf Grundlage der vorhandenen Messungen äquivalente Leistungswerte berechnet. Stränge, deren Enden nicht überwacht werden, werden zur Reduzierung gestrichen. Auf diese Weise ergibt sich ein vereinfachtes Netzgebiet, in dem jeder Knoten hinsichtlich seiner Leistung bestimmt ist. Der Zustand dieses reduzierten Netzes wird anschließend mit Hilfe einer konventionellen Leistungsflussberechnung berechnet. Im letzten Schritt des Verfahrens werden die zuvor gestrichenen Knoten wieder iterativ hinzugefügt und die Zustände an diesen Knoten auf Grundlage der berechneten Werte der Hilfsknoten kalkuliert. Auf diese Weise wird eine Schätzung des Zustandes an allen Knoten des tatsächlichen Netzgebietes ermittelt. Eine detaillierte Beschreibung des Verfahrens findet sich in [29].

Die Zusammenfassung der Knoten zu Hilfsknoten während der Reduktionsphase des Verfahrens ist auf Messwertgeber angewiesen, welche die Spannung an den Knoten sowie den Leistungsfluss im Netz überwachen. Daher kommen bei der Grid Reduction vor allem Zweigmessungen auf der Mittelspannungsebene zum Einsatz.

4.1.1.3 Weighted Least Square - Verfahren

Diese Methode der Zustandsbestimmung leitet sich aus dem in der Hoch- und Höchstspannungsebene eingesetzten Verfahren der *State Estimation* ab. Das Weighted-Least-Square-Verfahren (WLS-Verfahren) basiert auf der Grundlage eines überbestimmten Netzes, bei dem die Anzahl der Eingangsgrößen (Messwerte) größer ist als die Anzahl der gesuchten Zustandsvariablen. Zur Berechnung des Zustandes benötigt das Verfahren neben den Messwerten die Information zur Genauigkeit dieser Werte [56, 57].

Die Berechnung des Zustandes erfolgt im Zuge einer Ausgleichsrechnung, bei der iterativ eine Lösung des Gleichungssystems gesucht wird, bei der die Summe der quadratischen Abweichungen des berechneten Zustandes von den Messwerten der Sensoren minimiert wird. Dadurch wird versucht, den Messfehler der Eingangsgrößen zu minimieren. In die Berechnung geht die Genauigkeit bzw. der Fehler der Messwerte in Form einer Gewichtung ein. Je genauer ein Messwert angegeben wird, desto mehr Gewicht erhält die Messung im Rahmen der Berechnung [107–109]. Der Zusammenhang zwischen Messwerten und Zustandsvariablen wird durch Gleichung (4.1) beschrieben.

$$\mathbf{z} = \mathbf{h}(\mathbf{x}) + \mathbf{e} \quad (4.1)$$

Dabei beschreibt \mathbf{z} den Vektor der Messwerte, \mathbf{x} den Vektor der Zustandsvariablen, \mathbf{h} einen Vektor nichtlinearer Funktionen, die den Zusammenhang zwischen dem Netzzustand und den Messungen beschreiben, und \mathbf{e} repräsentiert den Vektor der Messfehler. Innerhalb der Berechnung wird nun versucht, über eine Minimierung der in Gleichung (4.2) dargestellten Fehlerfunktion $\mathbf{J}(\mathbf{x})$ den Messfehler \mathbf{e} zu minimieren. \mathbf{W} stellt hierbei die Gewichtungsmatrix dar, welche der Inversen der Kovarianzmatrix des Messfehler-Vektors entspricht. Mit der Annahme, dass die Messfehler voneinander unabhängig sind, enthält die Kovarianzmatrix auf der Hauptdiagonalen die Varianzen der Messfehler, alle Nebendiagonalelemente haben den Wert 0.

$$\mathbf{J}(\mathbf{x}) = [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})]^T \mathbf{W} [\mathbf{z} - \mathbf{h}(\mathbf{x})] \quad (4.2)$$

Da das Gleichungssystem nicht linear ist, wird iterativ versucht, die Abweichung zwischen den mit Messfehlern behafteten Messwerten und dem berechneten Zustand zu minimieren. Die Variable m steht für die Anzahl der Messwerte.

$$\min \mathbf{J}(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^m [\mathbf{z}_i - \mathbf{h}_i(\mathbf{x})]^T \mathbf{W} [\mathbf{z}_i - \mathbf{h}_i(\mathbf{x})] \quad (4.3)$$

Da in der Mittelspannungsebene das Gleichungssystem unterbestimmt ist, funktioniert das Weighted Least Square - Verfahren dort nur, wenn zusätzliche, sogenannte Pseudo-Messwerte generiert werden, die im Anschluss mit einer hohen Fehlerkennzahl in das Verfahren eingespielt werden. Zur Generierung dieser Pseudo-Messwerte können z.B. Lastprofilaten, Schleppzeigerwerte oder auf historischen Messdaten beruhende Prognoseverfahren verwendet werden. Die Unabhängigkeit aller Messwerte voneinander muss hierbei gegeben sein. Dadurch wird eine genügend hohe Anzahl von Messwerten erzielt, um trotz der spärlichen Messtopologie eine höhere Anzahl an Messwerten als Zustandsvariablen zu erhalten.

Das Weighted-Least-Square-Verfahren ist bezüglich der Messtopologie sehr flexibel einsetzbar. Als Messwerte, unabhängig davon, ob es sich um reale oder Pseudo-Messwerte handelt, können neben den Messungen im Umspannwerk sowohl Zweigmessungen als auch Abgangsmessungen in den Ortsnetzstationen des Netzes verwendet werden. Jeder vorhandene Messwert wird im Rahmen des Verfahrens eingelesen, mit einem Messfehler bewertet und in die Berechnung einbezogen.

4.1.1.4 Sensitivitätsanalyse

Das Verfahren der Sensitivitätsanalyse basiert auf der Tatsache, dass sich alle Knoten des Netzes gegenseitig hinsichtlich der Spannung beeinflussen. Eine Leistungsänderung an einem Knoten des Netzes hat über die Leitungsimpedanzen auch Einfluss auf die Spannung an den übrigen

Knoten. Der Faktor, mit dem eine Änderung der Leistung bzw. des Stroms an einem Knoten die Spannung an einem anderen Knoten beeinflusst, wird durch ihre Sensitivität beschrieben. Zur Berechnung des Zustandes anhand der Sensitivitäten werden die nicht-linearen Netzzustandsgleichungen in einem bestimmten Arbeitspunkt mit Hilfe einer Taylor-Reihe linearisiert. Mit den vorhandenen Messungen im Netz kann im Anschluss daran auf Grundlage einer Matrix, welche die Sensitivitäten zwischen allen Knoten enthält, die Differenz der Knotenspannungen vom Arbeitspunkt ermittelt werden [29]. Abschnitt 4.2.4.2 enthält eine detaillierte Beschreibung des Verfahrens.

Die Sensitivitätsanalyse benötigt für die korrekte Funktionsweise Messwertgeber, welche die Abgänge⁴ der Ortsnetzstationen und insbesondere die dort eingespeiste oder bezogene Leistung überwachen. Sensoren, die den Leistungsfluss zwischen den Knoten des Mittelspannungsnetzes überwachen, kommen außerhalb des Umspannwerks nicht zum Einsatz. Dies ermöglicht die Installation von Sensoren auf der Niederspannungsseite der vorhandenen Ortsnetzstationen und eine Umrechnung der Messwerte auf die Mittelspannungsebene mit Hilfe eines Transformator-Modells. Aufgrund der niedrigeren Kosten dieser Messungen bedeutet dies einen deutlichen wirtschaftlichen Vorteil dieses Verfahrens.

4.1.1.5 Netzwerkpartitionierung

Das übergreifende Konzept der Verteilungsnetzautomatisierung baut, wie in Abschnitt 2.1 dargestellt, auf einem vorhandenen System auf der Niederspannungsebene auf. Das Verfahren der Netzwerkpartitionierung entstand im Rahmen der Entwicklung dieses Systems [82, 110, 111]. Aufbauend auf den Erkenntnissen im Niederspannungsnetz wurde das Verfahren für die Mittelspannungsebene adaptiert und erweitert.

Mit diesem Verfahren wird das Netz in Abhängigkeit von im Netz verteilten Sensoren in einzelne Partitionen, auch Netzbezirke genannt, aufgeteilt. Jeder Netzbezirk wird bezüglich seiner Leistung autark und an den Grenzen überwacht, so dass dem System zu jedem Zeitpunkt die Leistung, die in einen Bezirk hinein- oder aus ihm herausfließt, bekannt ist. Diese Leistung wird im Anschluss auf alle im Netzbezirk enthaltenen Netzknoten nach einem bestimmten Schlüssel verteilt, so dass für jeden nicht gemessenen Knoten ein Ersatzwert gebildet wird [97]. Der Verteilungsschlüssel ist von verschiedenen Faktoren abhängig, wie zum Beispiel der Bemessungsleistung der angeschlossenen MS/NS-Transformatoren, der Leistung der angeschlossenen Erzeugungsanlagen oder der Leistung der auf Mittelspannungsebene angeschlossenen Kunden. Nach der Bestimmung der Ersatzwerte für alle Knoten im Netz kann

⁴ Als Abgang wird im Folgenden der Sammelschienen-Abgang innerhalb einer Ortsnetzstation verstanden, der auf Mittelspannungsebene über einen MS/NS-Transformator ein Niederspannungsnetz versorgt, oder eine auf MS-Ebene angeschlossene Erzeugungsanlage (z. B. Windenergieanlage) anschließt.

mittels einer konventionellen Leistungsflussberechnung der Zustand des Netzes bestimmt werden. Abschnitt 4.2.3 enthält eine genaue Beschreibung der Leistungsflussberechnung.

Wie das Verfahren der Grid Reduction benötigt auch die Netzwerkpartitionierung Sensoren zur Überwachung der Leistungsflüsse im Netz. Zur Bildung der Bezirke und der Überwachung der Leistung innerhalb der Bezirke kommen im Rahmen dieses Verfahrens daher Zweigmessungen zum Einsatz. Abgangsmessungen in den Ortsnetzstationen können zwar zur eindeutigen Bestimmung der Leistung dieser Station verwendet werden (es wird also kein Ersatzwert für diese benötigt), führen aber nicht zu veränderten Netzbezirken und damit zu keiner verfahrensspezifischen Verbesserung der Netzwerkpartitionierung.

4.1.2 Aufbau und Struktur der verwendeten Testnetze

Die in Abschnitt 4.1 beschriebenen Verfahren wurden in umfangreichen Untersuchungen geprüft, verglichen und bewertet. Für eine zielgerichtete Überprüfung der Tauglichkeit für den Einsatz in einem dezentralen Automatisierungssystem wurde eine Simulationsumgebung entwickelt, die den Betrieb des Automatisierungssystems bzw. dessen Komponente der Zustandsidentifikation in verschiedenen Testnetzen realitätsnah emuliert. Die Verfahren wurden in mehreren Testnetzen mit Hilfe einer Vielzahl von definierten Simulationsszenarien untersucht. Die Definition dieser Szenarien ermöglichte eine wiederholte Prüfung aller Verfahren unter den gleichen Voraussetzungen, um auf diese Weise ein allgemeingültiges Ergebnis über die Güte der Verfahren zu erzielen. Die Eigenschaften und die Funktionsweise der Simulationsumgebung werden im Detail in Kapitel 6 beschrieben.

Die Verfahren zur Zustandsidentifikation wurden primär in Bezug auf die Genauigkeit ihrer Zustandsschätzung getestet. Da der Fehler der Ströme in direkter Abhängigkeit der Spannungen steht und Spannungsbandverletzungen die weitaus häufigeren Zustandsverletzungen im Mittelspannungsnetz darstellen, wurde bei der Auswahl des Verfahrens der Zustandsidentifikation primär die Genauigkeit in Bezug auf die Spannungen an allen Knoten berücksichtigt. Die Robustheit und Geschwindigkeit der Verfahren wurden lediglich als sekundäre Kriterien betrachtet.

Es kamen bei dem Vergleich der Zustandsidentifikations-Verfahren insgesamt drei Testnetze zum Einsatz, Abbildung 4.1 stellt diese vereinfacht visuell dar. Wie zu erkennen ist, kamen sowohl Strahlen- und Ringnetze als auch ein vermaschtes Mittelspannungsnetz zum Einsatz. Während das Ringnetz in Abbildung 4.1a sowie das vermaschte Netz in Abbildung 4.1c fiktive Netze mit typischen Netzparametern der Mittelspannungsebene darstellen, handelt es sich bei dem Ringnetz in Abbildung 4.1b mit insgesamt drei offen betriebenen Ringen um Daten eines real existierenden Netzes. Alle drei Netze wurden zum Vergleich der Verfahren in der Simulationsumgebung abgebildet und mit verschiedensten Erzeugungs- und Lastszenarien einer Berechnung unterzogen.

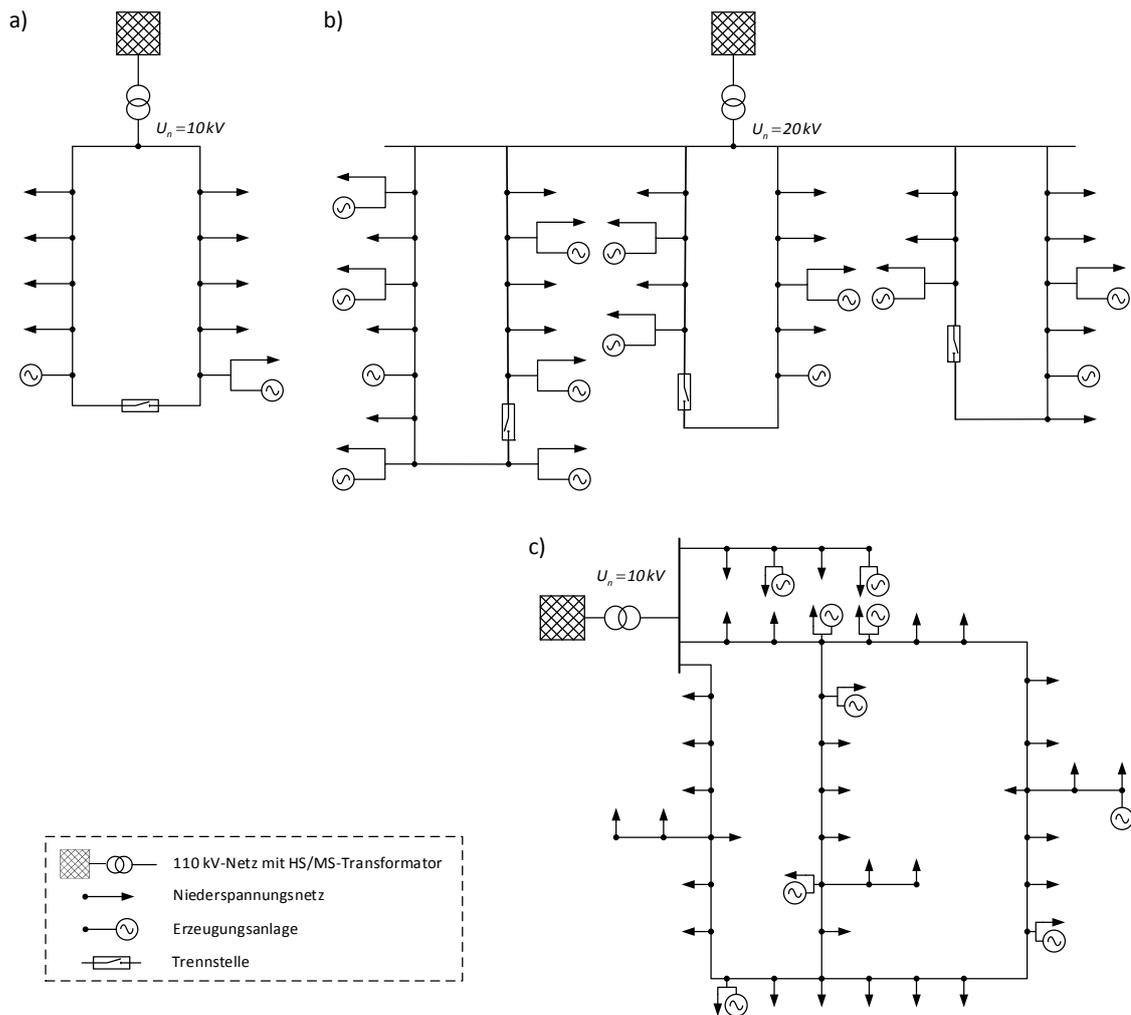


Abbildung 4.1: Testnetze zur Auswahl des Verfahrens für die Zustandsidentifikation, a) Testnetz mit offenem Ring, b) Reales Netz mit offenen Ringen, c) Vermaschtes Testnetz

Diese Netze repräsentieren die in Abschnitt 2.3.2 beschriebenen Netztopologien vollständig und bilden damit den Großteil der Mittelspannungsnetze in Deutschland realitätsnah nach [71]. Auch die als Gegenstation bezeichnete Topologie wird durch diese Testnetze abgebildet, denn elektrisch betrachtet bestehen mit Gegenstation betriebene Netze, wenn sie wie üblich mit offenen Trennstellen betrieben werden, ebenfalls aus mehreren Strängen und sind damit in ihrem elektrischen Zustand durch die oberen beiden Testnetze aus Abbildung 4.1 vertreten.

4.1.3 Bewertung und Auswahl der Verfahren für die Zustandsidentifikation

Wie im letzten Abschnitt beschrieben, ist das wichtigste Kriterium bei der Auswahl von geeigneten Verfahren die Genauigkeit der Zustandsidentifikation in Bezug auf den tatsächlichen Netzzustand. Da diese Genauigkeit bzw. der Fehler der Zustandsidentifikation durch die eingesetzte Messtopologie maßgeblich beeinflusst werden, muss beim Vergleich der Verfahren ein Ansatz verwendet werden, bei dem jedes Verfahren unter den gleichen Rahmenbedingungen zum Einsatz kommt.

Da die Wirtschaftlichkeit des Automatisierungssystems von großer Bedeutung für dessen potentiellen Einsatz ist, werden die verglichenen Verfahren⁵ zunächst mit einer optimalen Messtopologie ausgestattet. Die in Abschnitt 4.1.1 beschriebenen, spezifischen Anforderungen jeder Methode an die verwendeten Sensoren führen hierbei zu unterschiedlichen Kosten einer Messtopologie. Um den Einsatz der Verfahren für das Automatisierungssystem zu testen, wurde jedem Verfahren daher das gleiche wirtschaftliche Budget für die eingesetzten Sensoren eingeräumt. Auf diese Weise konnte die Tauglichkeit der Verfahren unter den gleichen Voraussetzungen ermittelt werden. Beispielhaft werden in Abbildung 4.2 und Abbildung 4.3 die Ergebnisse für die beiden Testnetze *b* und *c* dargestellt, die Ergebnisse wurden mit einer Nennspannung von 10 kV (*c*) bzw. 20 kV (*b*) ermittelt.

Zunächst wurde dazu für das vermaschte Netz und das Verfahren der Netzwerkpartitionierung auf Grundlage einer Vielzahl von Simulationen eine individuelle, optimierte Messtopologie bestimmt, mit der die maximale Abweichung des Verfahrens für alle Datenpunkte nicht größer als 1 % in Bezug auf die tatsächliche Spannung am jeweiligen Knoten ist.

Die Zustandsidentifikation wurde für einen Zeitraum von einem Monat simulatorisch durchgeführt, auf diese Weise ergaben sich bei 41 Knoten im beschriebenen Netz sowie 1440 Minutenwerten pro Tag ca. 1,7 Millionen Datenpunkte in Form von Knotenspannungen.

Anschließend wurden, auf Grundlage von realen Kosten für Nieder- bzw. Mittelspannungsmessungen, die gesamten Kosten dieser Messtopologie ermittelt. Die Preise der Messwertgeber wurden im Kontext des Entwicklungsprojektes von einem Projektpartner zur Verfügung gestellt. Es ergaben sich Kosten von ca. 50.000 € für die Installation der notwendigen Sensoren, inklusive der Hardware- und der Personalkosten.

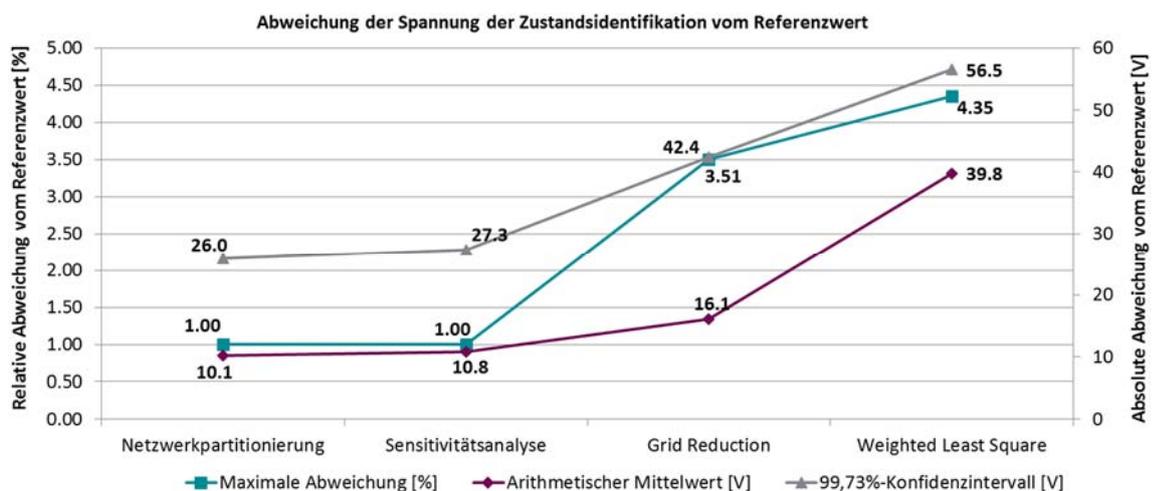


Abbildung 4.2: Schätzfehler der Spannungen für das vermaschte Testnetz

⁵ Das Boundary Load Flow - Verfahren wurde nicht mehr mit in die Betrachtung einbezogen, da es, wie beschrieben, keinen eindeutigen Zustand liefert und damit für eine Zustandsidentifikation ungeeignet ist.

Im nächsten Schritt wurden für die übrigen drei Verfahren optimierte Messtopologien bestimmt, ebenfalls mit einem Budget von 50.000 €. Die Ergebnisse der Zustandsidentifikation für alle vier Verfahren wurden anschließend in ausgiebigen Simulationen ermittelt. Abbildung 4.2 stellt die Ergebnisse für das Testnetz *c* grafisch dar.

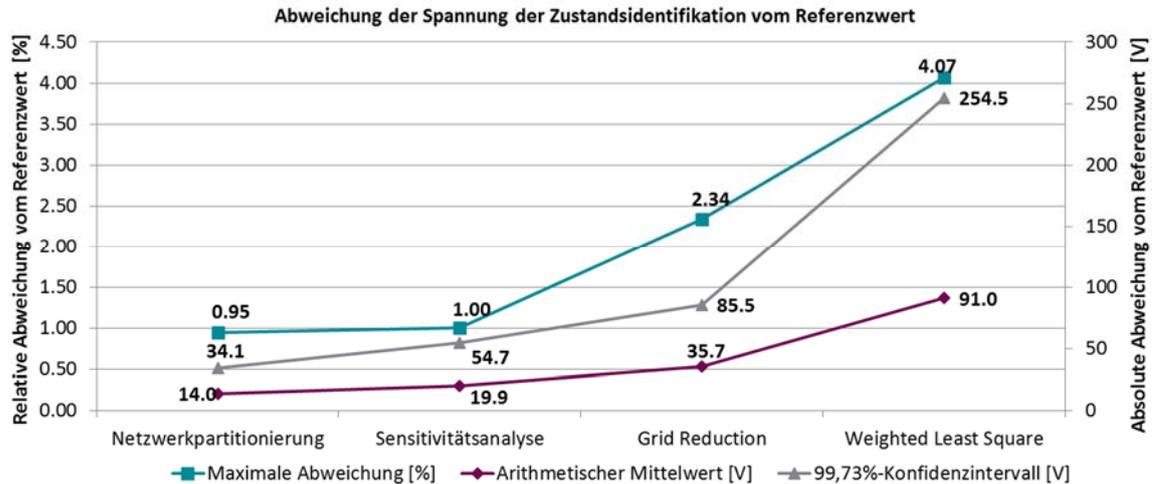


Abbildung 4.3: Schätzfehler der Spannungen für das reale Testnetz

Abbildung 4.3 zeigt die Genauigkeit der Verfahren für das Testnetz *b* aus Abbildung 4.1 und einen Simulationszeitraum von einem Monat. Mit insgesamt 133 Knoten im Netz ergaben sich hier mehr als 5 Mio. berechnete Datenpunkte.

Wie zu erkennen ist, liegt der Schätzfehler der Sensitivitätsanalyse und der Netzwerkpartitionierung deutlich unter den Fehlern der beiden anderen Verfahren. Vor allem der maximale Fehler ist deutlich niedriger, aber auch in Bezug auf den Mittelwert und das 99,73 % Konfidenzintervall erzielen beide Verfahren deutlich genauere Ergebnisse. Die Netzwerkpartitionierung erlangt beispielsweise im realen Netz eine Genauigkeit, bei der 99,73 % aller Datenpunkte mit der berechneten Spannung nicht mehr als 34,1 V vom tatsächlichen Wert der Spannung abweichen.

Die Sensitivitätsanalyse und die Netzwerkpartitionierung waren durchgängig in allen Testnetzen und Simulationen die beiden Verfahren mit den geringsten Fehlerkennzahlen. Auch hinsichtlich der Geschwindigkeit der Berechnung ist sowohl das Verfahren der Grid Reduction als auch das Weighted-Least-Square-Verfahren deutlich schlechter im Ergebnis. Im Durchschnitt ergaben sich beim Weighted Least Square - Verfahren doppelt so lange Laufzeiten wie bei der Netzwerkpartitionierung oder der Sensitivitätsanalyse, die Grid Reduction benötigte vereinzelt noch länger für die Berechnung des Zustandes. Auf Basis der Erfahrungen aus den Simulationen werden die Verfahren in Tabelle 4.1 zusätzlich mit dem Blick auf die in Abschnitt 4.1 beschriebenen Kriterien qualitativ bewertet.

Tabelle 4.1: Qualitative Bewertung der Verfahren zur Zustandsidentifikation hinsichtlich der Anforderungen an ein Automatisierungssystem

Verfahren der Zustandsidentifikation	Netzwerkpartitionierung	Sensitivitätsanalyse	Grid Reduction	Weighted Least Square
Genauigkeit des berechneten Netzzustandes	+++	++	+	-
Rechenzeit des Algorithmus	+++	++	-	+
Robustheit bei Ausfall von Sensoren	+	++	-	++
Wirtschaftlichkeit der Messtopologie	+	+++	-	++

Auf Grundlage der Bewertung in Tabelle 4.1 wurden das Verfahren der Grid Reduction und das Weighted Least Square - Verfahren für den Einsatz in einem dezentralen Automatisierungssystem mit einer Echtzeit-Zustandsidentifikation ausgeschlossen. Das Verfahren der Netzwerkpartitionierung war in der Mehrzahl der Simulationen das genauere Verfahren als die Sensitivitätsanalyse. Doch aufgrund der nahezu gleichwertigen Einsatzfähigkeit für die Zustandsidentifikation und der Tatsache, dass die Sensitivitätsanalyse die kostengünstigere Option der Nutzung von Niederspannungsmessungen bereitstellt und robuster auf den Ausfall einzelner Sensoren reagiert, wurde entschieden, dass für beide Verfahren eine nähere Betrachtung sinnvoll ist und eine Implementierung im Automatisierungssystem erfolgen soll.

4.2 Aufbau und Bestandteile der Verfahren für die Zustandsidentifikation

Im diesem Abschnitt werden die ausgewählten Verfahren der Netzwerkpartitionierung und Sensitivitätsanalyse detaillierter beschrieben. Dazu werden zunächst die benötigten Eingangsgrößen sowie die berechneten Ausgangsgrößen der Verfahren beschrieben, um im Anschluss die einzelnen Komponenten und deren Funktionsweise darzulegen.

4.2.1 Eingangs- und Ausgangsgrößen der Zustandsidentifikation

Zur Schätzung des Netzzustandes, trotz einer spärlichen Messtopologie und einer damit verbundenen Unterbestimmung des Gleichungssystems, werden Daten zu und aus dem Netz benötigt, die dem Algorithmus der Zustandsidentifikation zur Verfügung gestellt werden müssen.

Diese Eingangsdaten lassen sich in statische und dynamische Eingangsdaten unterteilen, wobei die statischen Netzdaten alle Informationen umfassen, die sich im laufenden Betrieb des Systems nicht verändern (siehe Abbildung 4.4).

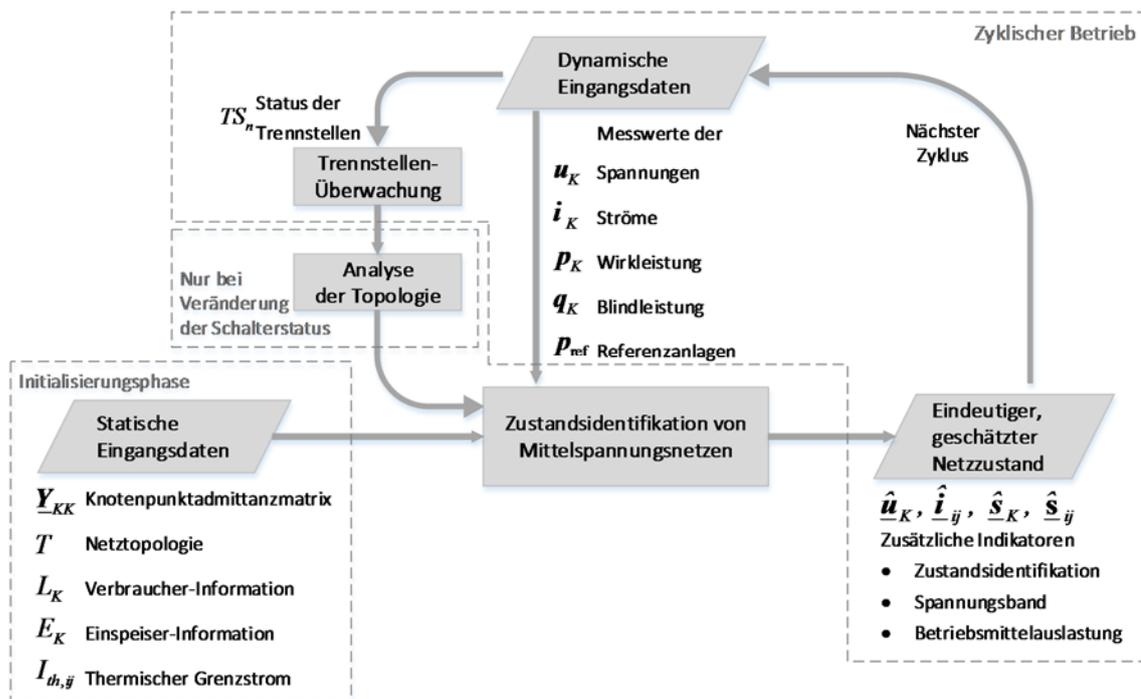


Abbildung 4.4: Eingangs- und Ausgangsgrößen der Zustandsidentifikation

Die statischen Daten umfassen u. a. die Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} (vgl. Abschnitt 3.2.4), welche die Betriebsmitteldaten enthält. Dazu gehören die Leitungslänge, der Widerstandsbelag, der Reaktanzbelag sowie der Kapazitätsbelag einer Leitung zwischen den Knotenpunkten i und j des Netzes. Zur Auswertung kritischer Betriebsmittelzustände enthalten die statischen Daten zusätzlich den thermischen Grenzstrom $I_{th,ij}$ jedes Betriebsmittels sowie weitere Topologie-Informationen des zu überwachenden Netzes, wie z.B. Informationen über existierende Trennschalter, Messwertgeber und Referenz-Erzeugungsanlagen.

Um die geringe Datenbasis durch Messungen auszugleichen sind auch Informationen zu Lasten und Einspeisern im Netz in den statischen Eingangsdaten enthalten. Diese Daten stellen dem Algorithmus sowohl Informationen zu den Ortsnetzstationen und den dort vorhandenen Transformatoren als auch die installierte Leistung und den Primärenergieträger der Erzeugungseinheiten im Netz zur Verfügung. Ergänzend zu den Bemessungsleistungen der Transformatoren werden die dort maximal aufgetretenen Leistungen übergeben. Die installierte Erzeugungsleistung an den Knoten wird hierbei aggregiert, d. h. die Leistungen etwaiger, dezentraler Erzeugungsanlagen (DEA) in den untergeordneten Niederspannungsnetzen und direkt auf Mittelspannungsniveau angeschlossener Erzeuger werden zusammengefasst und als Summenleistung pro Sammelschienenabgang der Ortsnetzstation beschrieben.

Die dynamischen Eingangsdaten der Zustandsidentifikation umfassen zum einen die Zustände aller in den statischen Daten angegebenen Trennschalter in jedem Berechnungszyklus. Nur in dem Fall, dass sich der Zustand eines Schalters verändert, wird, wie in Kapitel 3 beschrieben, die

Topologie-Analyse der *Topologie-Initialisierung* erneut ausgeführt und die Knotenpunkt-admittanzmatrix nochmals berechnet (siehe Abschnitt 3.2). Da dies in der Regel selten geschieht, wird diese Matrix den statischen Daten zugeordnet. Zu den dynamischen Eingangsgrößen zählen auch die Messwerte aus den im betrachteten Netz installierten Messungen (Spannung, Strom, Wirk- und Blindleistung jedes Sensors) sowie die Messwerte der Wirkleistung aus den Referenzanlagen zur Abschätzung der erzeugten Leistung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen. Auf der Mittelspannungsebene erfasste Messwerte werden dem Algorithmus direkt zur Verfügung gestellt, Messwerte von Sensoren, die auf der Niederspannungsseite der Ortsnetz-Transformatoren erfasst werden, werden zunächst auf die Mittelspannungsseite umgerechnet.

Die Ausgangsgrößen des Algorithmus umfassen einen eindeutigen, geschätzten Netzzustand, der sich aus den Beträgen und Winkeln der komplexen Knotenspannungen ergibt. Die Zweigströme und Leistungsflüsse sind daraus unmittelbar ableitbar. Alle Größen werden zur Beurteilung kritischer Netzzustände mit ihren Beträgen bewertet, beide Verfahren der Zustandsidentifikation ermöglichen aber grundsätzlich eine komplexe Berechnung der Ausgangsgrößen.

4.2.2 Verfahrensaufbau

Der entwickelte Algorithmus zur Echtzeit-Überwachung des Netzzustandes im Mittelspannungsnetz besteht aus mehreren Komponenten. Die beiden ausgewählten Verfahren der Sensitivitätsanalyse und der Netzwerkpartitionierung stellen die Kernkomponente der Überwachung dar, werden aber von weiteren Elementen zur Vervollständigung der Zustandsidentifikation ergänzt.

Abbildung 4.5 beschreibt den Ablauf des Gesamtverfahrens nach Start des Automatisierungssystems. Nach der in Kapitel 3 beschriebenen *Topologie-Initialisierung* beginnt der eigentliche Aufruf der Netzzustandsidentifikation. Nach einigen initialisierenden Schritten beider Verfahren (wie z. B. die Bestimmung der Netzbezirke für die Netzwerkpartitionierung, siehe Abschnitt 4.2.4.1) erfolgen das zyklische Einlesen der dynamischen Parameter und der zyklische Aufruf der Hauptkomponente. Beim Aufruf der Hauptkomponente der Zustandsidentifikation wird zunächst die Benutzerauswahl über das zu verwendende Verfahren abgefragt. Falls dies vom Nutzer gewünscht ist, erfolgt die Auswahl des Verfahrens, auf Grundlage der verfügbaren Messwertgeber, automatisch durch den Algorithmus.

Obwohl beide Verfahren mit unterschiedlichen Ansätzen das Problem des unterbestimmten Gleichungssystems lösen, greifen sie beide im Zuge der Berechnungen auf eine Leistungsflussberechnung zu, die daher eine wesentliche Teilkomponente des Systems darstellt. Diese ist so aufgebaut, dass sie unabhängig von der aufrufenden Funktion und damit auch dem verwendeten Verfahren der Zustandsidentifikation arbeitet, so dass sie auch für weitere

Anwendungsfälle, wie z. B. der Validierung von Regelungseingriffen oder im Rahmen einer Zustandsprognose, eingesetzt werden kann.

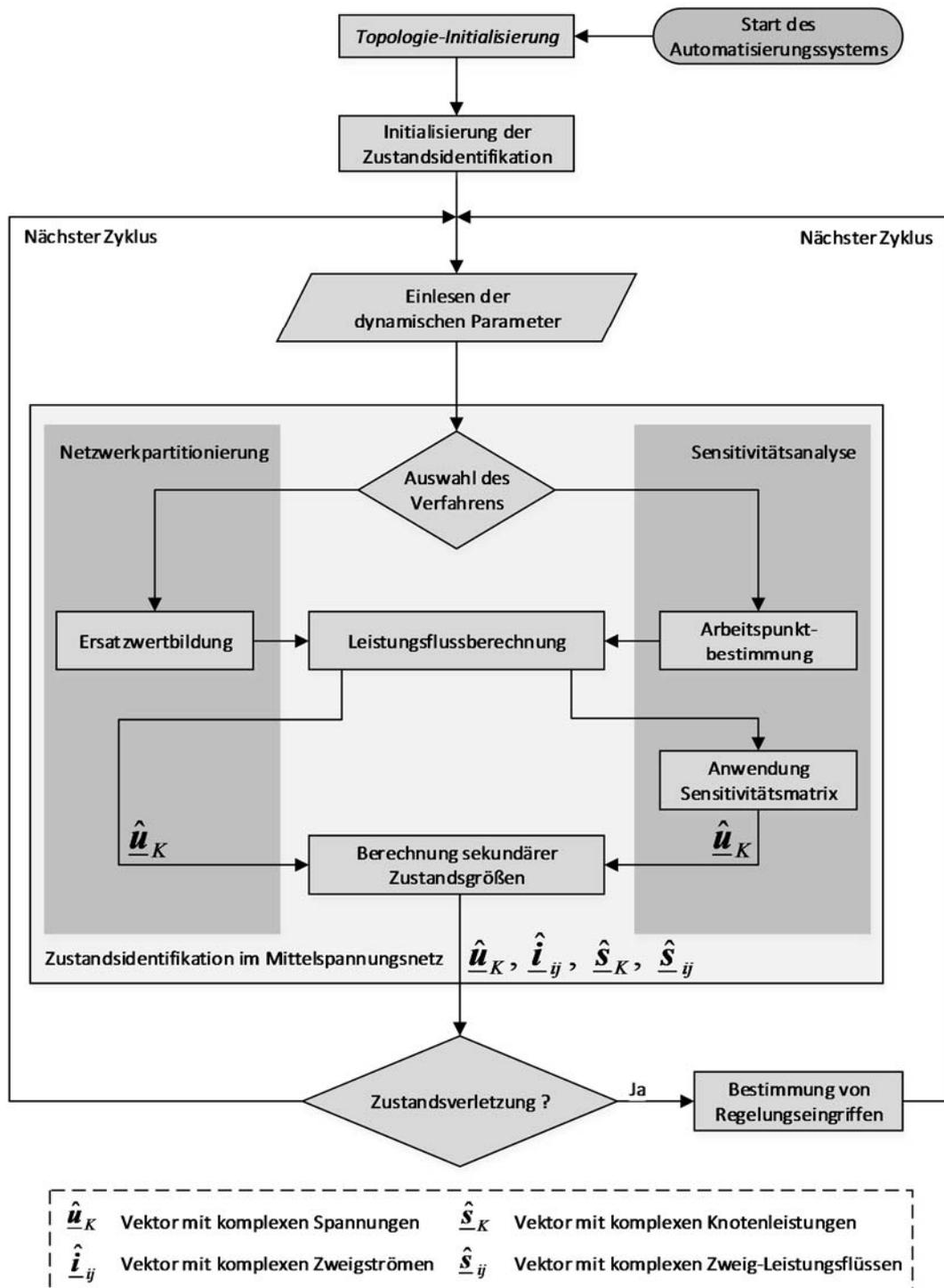


Abbildung 4.5: Ablauf der Zustandsidentifikation im Mittelspannungsnetz

Neben der Leistungsflussberechnung rufen die Berechnungsverfahren weitere Teilkomponenten auf, diese werden in Abschnitt 4.2.4 im Detail beschrieben. Das Ergebnis beider Verfahren ist ein Vektor $\hat{\underline{u}}_K$ mit den geschätzten, komplexen Spannungen an allen Knoten. Mit diesen Spannungen

und den daraus abgeleiteten sekundären Zustandsgrößen erfolgt im Anschluss eine Netzbewertung zur Detektion von kritischen Netzzuständen (siehe Abschnitt 4.2.4.3). Sollte diese Zustandsanalyse eine Überschreitung von Grenzwerten feststellen, erfolgt im nachgelagerten Regelungs-Algorithmus des Automatisierungssystems eine Berechnung von Regelungseingriffen. Die dafür zuständige Regelungs-Komponente ist in Abbildung 4.5 nur der Vollständigkeit halber abgebildet, sie ist nicht der Zustandsidentifikation zuzuordnen und ist Hauptgegenstand einer parallelen Untersuchung.

4.2.3 Modellierung der Leistungsflussbasis

Die Komponente der Leistungsflussberechnung dient der Ermittlung eines eindeutigen Netzzustandes, welcher durch einen Vektor mit den aktuellen Beträgen und Winkeln der komplexen Knotenspannungen des Netzes repräsentiert wird [60, 71, 98]. Diese Berechnung sollte schnell, aufwandsminimal und möglichst genau erfolgen und auf alle im Mittelspannungsnetz auftretenden Netzstrukturen anwendbar sein.

Die Leistungsflussberechnung basiert auf der Knotenpunktgleichung (3.1) über den Zusammenhang zwischen den Knotenströmen und den Knotenspannungen. Die Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} ist ebenfalls Bestandteil dieses Gleichungssystems, die komplexen Spannungen sind die unbekanntes, zu berechnenden Größen. Die Bildung der Admittanzmatrix erfolgt, wie in Abschnitt 3.2.4 beschrieben, im Zuge der *Topologie-Initialisierung*. Dazu müssen zunächst für jeden Netzzweig anhand der statischen Netzparameter die Längs- sowie die Queradmittanz gebildet werden, dargestellt in der Gleichung (4.4), respektive in der Gleichung (4.5).

$$\underline{Y}_{ij}^L = \frac{1}{l_{ij} \cdot (R'_{ij} + jX'_{ij})} \quad (4.4)$$

$$\underline{Y}_{ij}^C = \frac{j\omega C'_{ij}}{2} \cdot l_{ij} \quad (4.5)$$

Die Elemente der Knotenpunktadmittanzmatrix \underline{Y}_{KK} ergeben sich dann gemäß folgendem Bildungsgesetz:

$$\underline{y}_{ii} = \sum_{k=1, k \neq i}^n (\underline{Y}_{ik}^L + \underline{Y}_{ik}^C) \quad (4.6)$$

$$\underline{y}_{ij} = -\underline{Y}_{ij}^L \quad (4.7)$$

Wie in Abschnitt 3.2.4 beschrieben, ist das Element \underline{y}_{ii} auf der Hauptdiagonalen die Summe aller an den Knoten i angeschlossenen Längsadmittanzen zuzüglich der an den Knoten i angeschlossenen Queradmittanzen. Das Nebenelement \underline{y}_{ij} ist die Längsadmittanz des Zweiges zwischen den Knoten i und j mit (-1) multipliziert.

Zur Berechnung der Spannungen wird von der Leistungsbilanz an den Netzknoten ausgegangen. Zur Beschreibung der Leistungsbilanz wird die konjugiert komplexe Gleichung (3.1) mit dem Faktor 3 und der Diagonalmatrix der Knotenspannungen $\underline{U} = \text{diag}(\underline{u})$ linksseitig multipliziert [98]. Das führt mit der Annahme konstanter Knotenleistungen zu einem nichtlinearen Leistungsflussproblem, da die Leistungen quadratisch von der Spannung abhängen [71].

$$\underline{p}_N + j\underline{q}_N = 3 \cdot \text{diag}(\underline{u}) \cdot \underline{Y}^* \cdot \underline{u}^* = 3 \cdot \text{diag}(\underline{u}) \cdot \underline{i}^* = \underline{p}_K + j\underline{q}_K \quad (4.8)$$

Auf der linken Seite von Gleichung (4.8) stehen die in den Netzzweigen transportierten und umgesetzten Leistungen \underline{p}_N sowie \underline{q}_N und auf der rechten Seite die vorgegebenen Knotenleistungen \underline{p}_K und \underline{q}_K . Im stationären Betrieb stellen sich die Knotenspannungen so ein, dass Knoten- und Zweigleistungen nach Wirkleistungs- und Blindleistungsanteilen ausbalanciert sind.

$$\underline{p}_N - \underline{p}_K = \Delta \underline{p} = 0 \quad (4.9)$$

$$\underline{q}_N - \underline{q}_K = \Delta \underline{q} = 0 \quad (4.10)$$

Durch die Aufteilung in Real- und Imaginärteil wird der Zustandsvektor mit den Knotenspannungen in die die Spannungsbeträge $\underline{u} = [U_1 \dots U_n]$ und die Spannungswinkel $\underline{\delta} = [\delta_1 \dots \delta_n]$ aufgeteilt. Aufgrund des nicht-linearen Gleichungssystems ist ein Iterationsprozess notwendig, um das System lösen zu können. Mit dem dazu genutzten Newton-Raphson-Verfahren werden die Gleichungen für jeden Iterationsschritt s durch eine Taylor-Entwicklung im Arbeitspunkt linearisiert und in der Jacobimatrix \underline{J} zusammengefasst. Das lineare Gleichungssystem wird durch Gleichung (4.11) dargestellt,

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \frac{\partial \underline{p}}{\partial \underline{\delta}} & \frac{\partial \underline{p}}{\partial \underline{u}} \\ \frac{\partial \underline{q}}{\partial \underline{\delta}} & \frac{\partial \underline{q}}{\partial \underline{u}} \end{bmatrix}}_{\underline{J}_{(s)}} \cdot \Delta \underline{x}_{(s+1)} = \begin{bmatrix} \Delta \underline{p} \\ \Delta \underline{q} \end{bmatrix}_{(s)} \quad (4.11)$$

mit dem Zustandsvektor

$$\Delta \underline{x}_{(s+1)} = \begin{bmatrix} \Delta \underline{\delta} \\ \Delta \underline{u} \end{bmatrix}_{(s+1)} \quad (4.12).$$

Die Elemente der Jacobi-Matrix in Gleichung (4.11) werden gebildet, indem die nichtlinearen Gleichungen der Knotenwirk- und Knotenblindleistungen nach den Spannungsbeträgen und Spannungswinkeln der Knoten abgeleitet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die partiellen Ableitungen an der Stelle der Näherungen, die im letzten Iterationsschritt bestimmt wurden, gebildet werden. Die Jacobimatrix ist daher arbeitspunktabhängig und muss in jedem Iterationsschritt neu gebildet werden.

Das Verfahren benötigt mindestens eine Knotenspannung als Bezugs- bzw. Slackspannung $\underline{U}_s = U_s \cdot e^{j\varphi_s}$. An diesem Slackknoten verändern sich der Betrag sowie der Winkel der Spannung nicht, daher werden die entsprechenden Zeilen und Spalten gestrichen. Als weitere Eingangsgröße der Leistungsflussberechnung wird die bezogene bzw. eingespeiste Leistung an den PQ -Knoten des Netzes in Form von Wirk- und Blindleistung vorgegeben, die Beschreibung von PQ -Knoten erfolgte in Abschnitt 2.3.4.

Zusätzlich werden im angewandten Berechnungsverfahren an den gemessenen Knoten im Netz der Spannungsbetrag sowie die gemessene Wirkleistung der angeschlossenen Netzteilnehmer übergeben, analog zur Einordnung dieser Knoten als PU -Knoten. Hier erfolgt daher lediglich eine Anpassung der Blindleistung und des Spannungswinkels während der Berechnung, die entsprechenden Elemente der Jacobimatrix werden ebenfalls gestrichen.

Das um die gestrichenen Zeilen und Spalten reduzierte Gleichungssystem wird beginnend mit $s=0$ iterativ unter Anwendung des Gaußschen Eliminationsverfahrens gelöst [112]. Das Ablaufdiagramm der Leistungsflussberechnung ist in Abbildung 4.6 dargestellt. Am Ende jedes Iterationsschrittes wird der Zustandsvektor mit der im letzten Schritt berechneten Änderung aktualisiert und damit der neue Spannungsvektor ermittelt. Unterschreiten die Änderungen des Vektors einen gewissen im Programmcode festgelegten, konstanten Faktor, so verlässt der Algorithmus die Iterationsschleife und die Spannungsbeträge und -winkel werden ausgegeben.

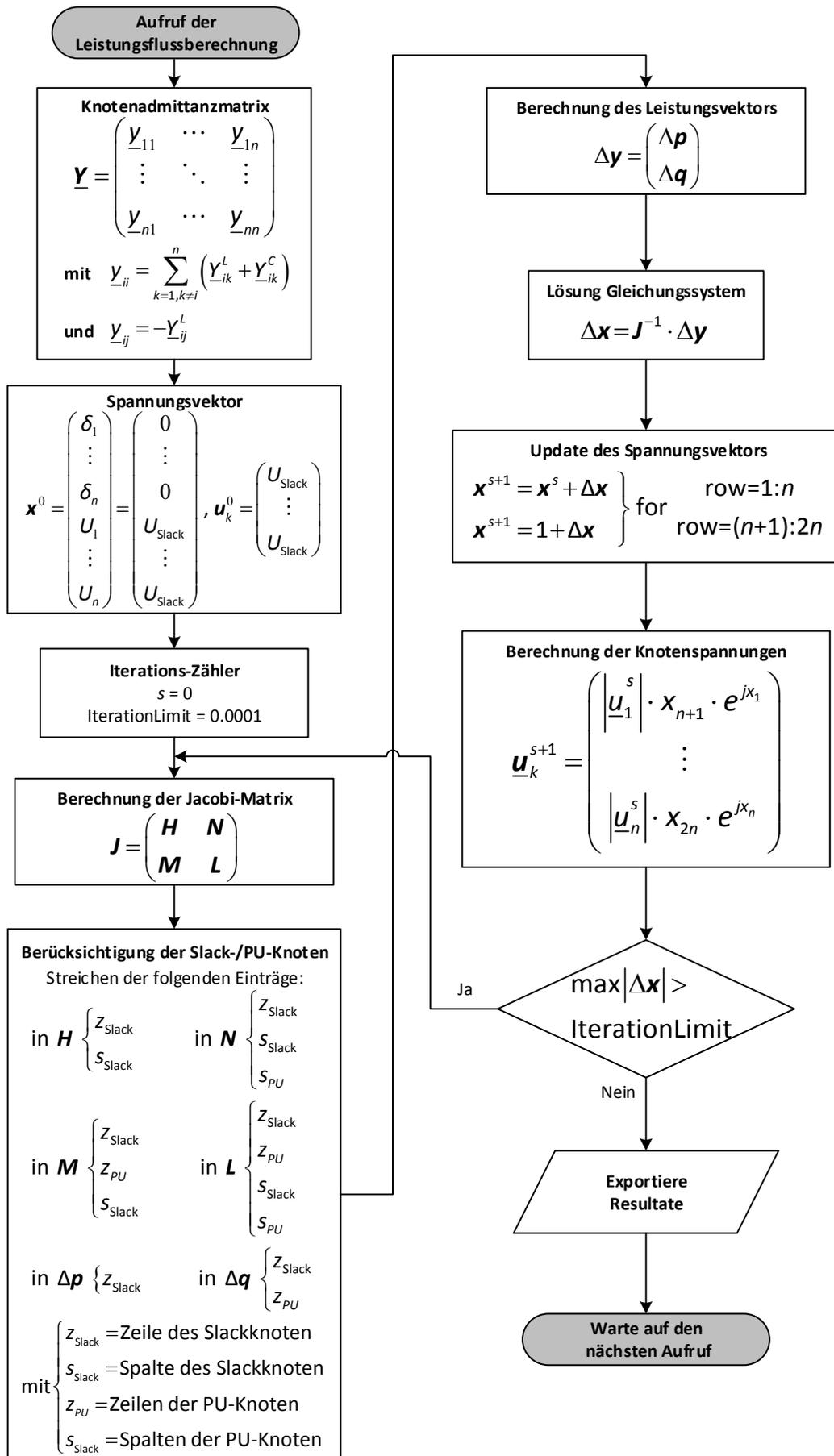


Abbildung 4.6: Ablaufdiagramm der Leistungsflussberechnung

4.2.4 Realisierte Verfahren der Zustandsidentifikation

Das im letzten Abschnitt beschriebene Verfahren zur Leistungsflussberechnung eines Netzes setzt die vollständige Information über die bezogene oder eingespeiste Leistung an allen Knoten im Netz voraus. Da das Mittelspannungsnetz aber, wie in Abschnitt 2.3.3.1 beschrieben, kein exakt bestimmtes Gleichungssystem aufweist, kann ohne weiteres keine eindeutige Lösung gefunden werden. Die im Folgenden beschriebenen Verfahren kompensieren die fehlenden Informationen mit unterschiedlichen Vorgehensweisen und finden so eine geschätzte, aber eindeutige Lösung für das Gleichungssystem.

4.2.4.1 Die Netzwerkpartitionierung

Zur Berechnung des Netzzustandes ist eine Leistungsflussberechnung grundsätzlich auf eine vollständige Datenbasis hinsichtlich der Lasten an allen Knoten angewiesen. Da eine Ausstattung aller Lastknoten mit geeigneten Messwertgebern unter Berücksichtigung wirtschaftlicher Faktoren nicht umsetzbar ist, ist grundsätzlich von einer unvollständigen Datenbasis auszugehen. Die Leistungsflussberechnung kann im Rahmen der Netzzustandsüberwachung grundsätzlich nur dann zum Einsatz kommen, wenn ihr geeignete Ersatzwerte zugeführt werden. Hierzu ist mit dem Verfahren der Netzwerkpartitionierung eine Ersatzwertbildung erforderlich.

Prinzip der Ersatzwertbildung

Für eine vollständige Datenbasis der Leistungsflussberechnung ist eine möglichst präzise Bestimmung von Ersatzwerten für alle nicht überwachten Knoten des Netzes erforderlich. Grundsätzlich sind verschiedene Ansätze zur Generierung dieser Prozesswerte im Rahmen der Netzzustandsidentifikation denkbar. Die Ableitung der Ersatzwerte aus Standard-Lastprofilen ist häufig fehlerbehaftet, da der momentane Wert der Leistung immer abhängig von einer Vielzahl schwer erfassbarer Parameter ist [59, 113, 114]. Es wird daher ein anderer Ansatz verfolgt.

Die Ersatzwerte werden dabei aus den Sensoren und deren Information über die Leistungsflüsse in den Zweigen gewonnen. Diese Sensoren können in den Netzstationen der Mittelspannungsebene installiert werden. Abbildung 4.7 zeigt den generellen Ablauf der Netzwerkpartitionierung mit der enthaltenen Ersatzwertbildung. Für jeden Knoten wird hier ein Ersatzwert gebildet, der in der anschließenden Leistungsflussberechnung der Bestimmung des Netzzustandes dient. Die in den Abgängen des Umspannwerks und in den Ortsnetzstationen gewonnenen Messungen ermöglichen die Separierung des zu überwachenden Netzes in einzelne, autarke Netzbezirke. Die einzelnen Messwerte werden in diesem Zusammenhang als Einspeise-Leistungen der gebildeten Netzbezirke betrachtet und ermöglichen dadurch eine Bestimmung der Summenlast jedes Netzbezirks. Auf diese Weise können Ersatz-Leistungen für die Knoten generiert werden.

Zunächst wird pro Knoten geprüft, ob am jeweiligen Knoten eine Messung vorhanden ist. Falls eine Messung existiert, so muss für diesen Knoten kein Ersatzwert ermittelt werden, der Messwert geht direkt in die Leistungsflussberechnung ein. Für nicht gemessene Knoten erfolgt eine Ersatzwertbildung mit Hilfe der während der Initialisierungsphase ermittelten Netzbezirke.

Auf der Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossene Erzeugungsanlagen können bei fehlender Messung der Einspeisung die Genauigkeit der Zustandsschätzung sehr stark reduzieren. Daher wird für die installierten Erzeugungsanlagen im überwachten Netzgebiet eine spezielle Ersatzwertbildung durchgeführt. Ab einer bestimmten Größe der erzeugten Leistung und abhängig von der Art dieser Erzeugung kann aber der Fehler dieser Ersatzwertbildung zu groß werden, um für die Zustandsidentifikation eine solide Datenbasis darzustellen. In diesen Fällen wird davon ausgegangen, dass der entsprechende Abgang der Ortsnetzstation grundsätzlich mit einer Messung ausgestattet wird. Diese gewonnenen Messungen dienen ebenfalls der Überwachung der Einspeise-Leistungen der gebildeten Netzbezirke.

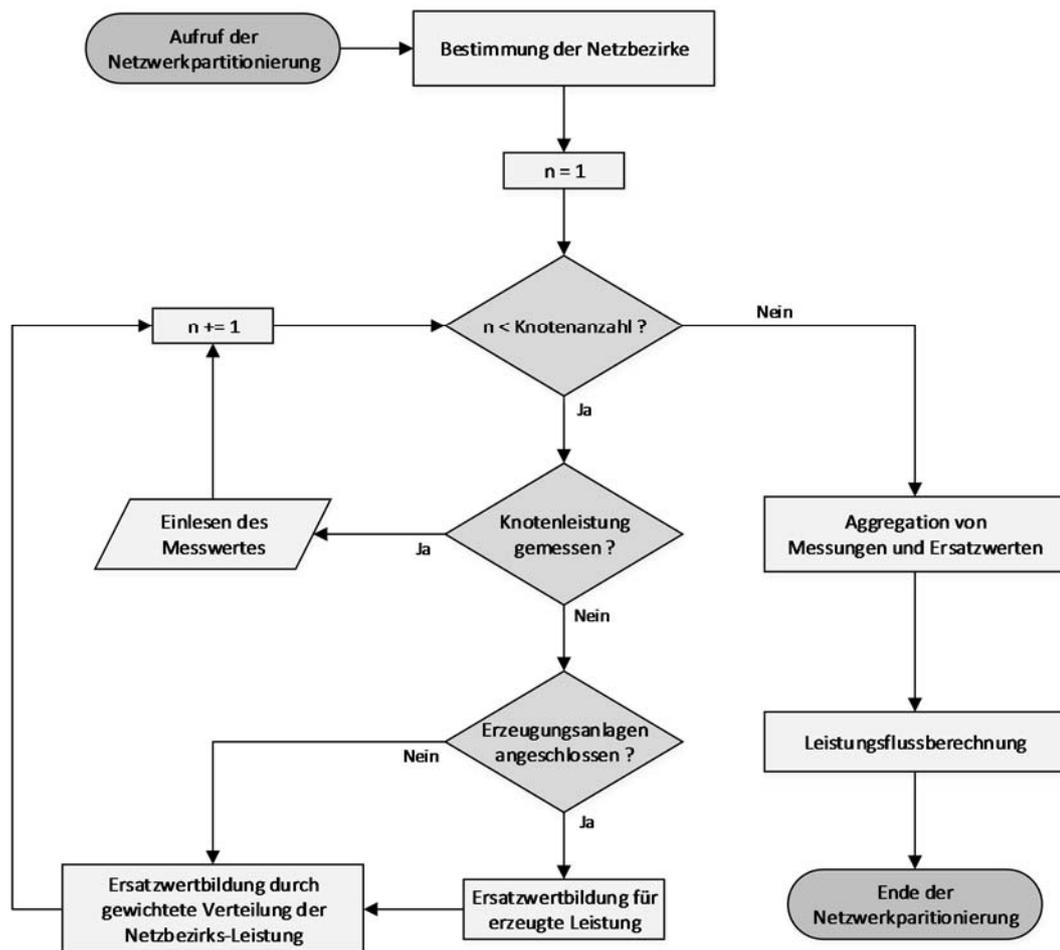


Abbildung 4.7: Ablaufdiagramm der Netzwerkpartitionierung

Die genaue Bestimmung dieser relevanten, mit einer Messung zu versehenen Stationen ist von der Netzstruktur und -größe abhängig und muss daher netzspezifisch während der

Parametrierungsphase des Systems bestimmt werden. Nähere Informationen dazu enthält Abschnitt 4.3, in dem die Bestimmung einer optimalen Messtopologie behandelt wird.

Dezentrale Erzeugungsanlagen auf der Niederspannungsebene werden im Rahmen dieser Arbeit grundsätzlich nicht gemessen. Da diese Erzeugungsanlagen aber ebenfalls einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Ersatzwertbildung haben, wird die auf Niederspannungsseite eingespeiste Leistung durch Bildung von Ersatzleistungen pro Ortsnetzstation berücksichtigt. Die daraus resultierenden Schätzwerte gehen in die Ersatzwertbildung für die Knoten ein.

Prinzip der autarken Netzbezirke

Wie in Abbildung 4.7 beschrieben, basiert die Ersatzwertbildung auf der Aufteilung des zu überwachenden Netzes in mehrere Netzbezirke. Unter einem autarken Netzbezirk wird im Rahmen dieses Verfahrens ein Netzabschnitt verstanden, dessen Einspeise-Leistungen mittels Sensoren vollständig erfasst werden. Als Einspeise-Leistungen gelten dabei nicht nur solche aus zentraler Einspeisung oder dezentraler Erzeugung, sondern auch alle Zweigleistungen, welche die Systemgrenze des autarken Netzbezirks passieren. Gemessene Leistungen, die in einen Netzbezirk hineinfließen, werden dabei mit positivem Vorzeichen der Summenlast des Netzbezirkes zugewiesen, Leistungen, die herausfließen, mit negativem Vorzeichen. Lastknoten, deren Leistungsentnahme durch eine Messung erfasst wird, können im Rahmen der Ersatzwertbildung als negative Einspeisungen berücksichtigt werden.

Abbildung 4.8 zeigt die Bildung von autarken Netzbezirken beispielhaft an einem vereinfachten Mittelspannungsnetz. Die Überwachung der Leistungen durch die Sensoren gestattet die Bildung von drei autarken Bezirken, deren Systemgrenzen und damit die bezogene bzw. eingespeiste Leistung bekannt sind. Diese Bezirke und deren Summenleistung wiederum erlauben die Berechnung von Ersatzwerten für die nicht gemessenen Ortsnetzstationen mittels gewichteter Aufteilung der Summenleistung. Damit können für alle Knoten auf Basis der gemessenen Leistungen Ersatzleistungen generiert werden.

Die Bestimmung der autarken Netzbezirke erfolgt automatisiert im Rahmen der Initialisierung der Zustandsidentifikation (siehe Abbildung 4.5 und Abbildung 4.7). Dazu wird eine Matrix \mathbf{L}_{Branch} verwendet, die im Rahmen der *Topologie-Initialisierung* entstanden ist, und die alle Netzzweige und ihre Längen enthält. Diese wird im Anschluss modifiziert, indem alle Verbindungen zwischen zwei Knoten aus der Matrix eliminiert werden, die mittels einer Zweigmessung überwacht werden. Die so modifizierte Matrix $\mathbf{L}_{Branch,mod}$ wird im Anschluss dem Algorithmus von *DIJKSTRA* zugeführt [105]. Es ist zu beachten, dass die Eingangsmatrix \mathbf{L}_{Branch} nicht der in Abschnitt 3.2.1, im Verlauf der *Topologie-Initialisierung* beschriebenen, Inzidenzmatrix \mathbf{I}^{mod} entspricht, die zur Berechnung von Versorgungsgebieten ebenfalls mit dem *DIJKSTRA*-Algorithmus verwendet wird. Im Gegensatz zu dieser entsteht die hier verwendete

Matrix L_{Branch} erst am Ende *Topologie-Initialisierung* und wird aus dem Datenmodell des Netzes gebildet, welches das Ergebnis der *Topologie-Initialisierung* darstellt.

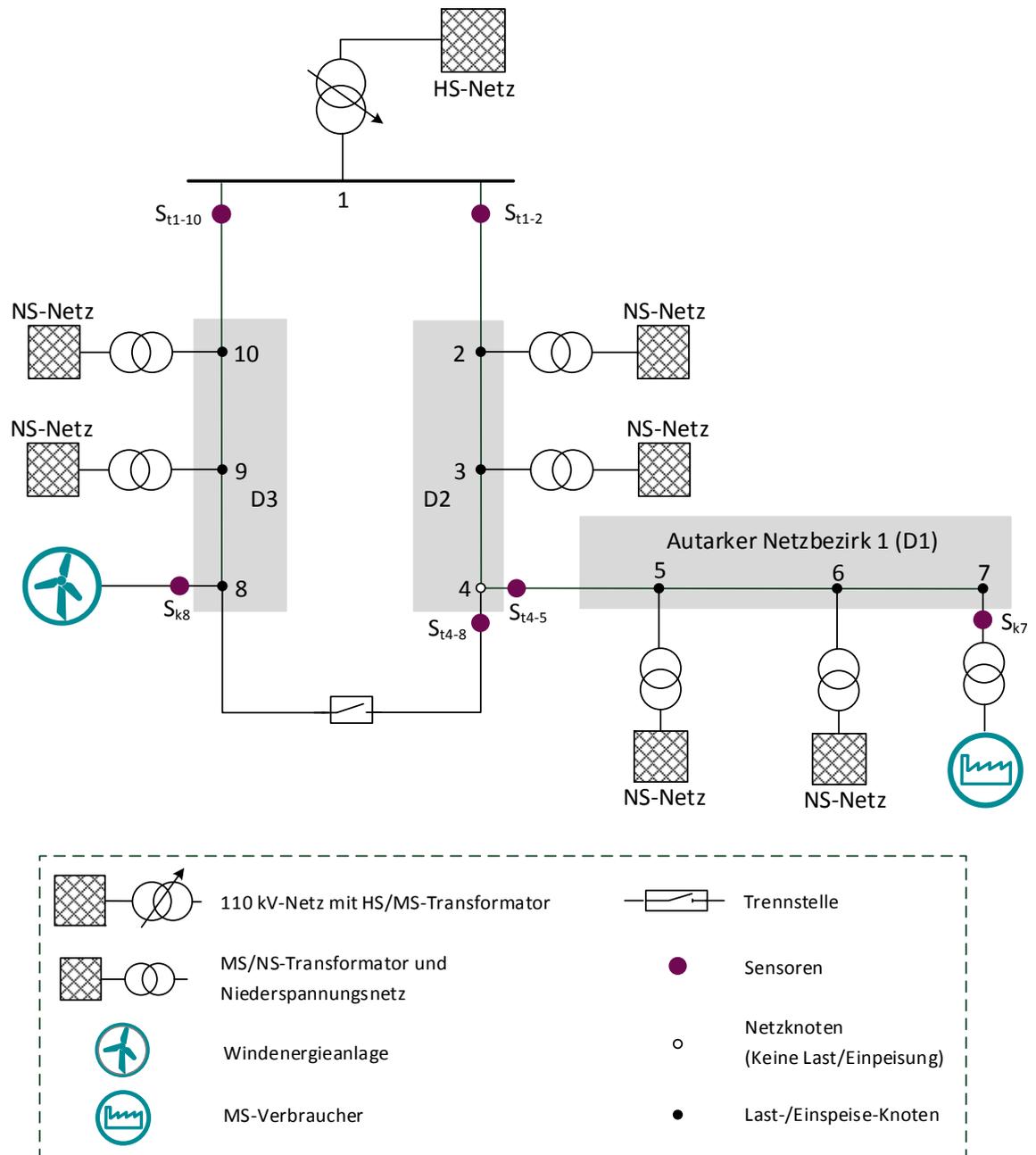


Abbildung 4.8: Bildung von autarken Netzbezirken auf Basis von Sensoren im Netz

Durch die Anwendung des *DIJKSTRA*-Algorithmus wird an jeden Knotenpunkt eine Bezirkszugehörigkeit vergeben. Anschließend werden auch die Zweigmessungen selbst den generierten Netzbezirken zugeordnet, um die Speiseströme der Netzbezirke determinieren zu können. Da eine Zweigmessung prinzipiell für zwei Netzbezirke als Einspeisepunkt modelliert wird, muss sie folgerichtig auch zwei Netzbezirken zugeteilt werden.

Ersatzwertbildung für dezentrale Erzeugungsanlagen

Die Genauigkeit der Zustandsidentifikation ist in großen Maßen von der installierten Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen abhängig. Da der Fehler der Ersatzwertbildung ohne eine Berücksichtigung der erzeugten Leistung im berechneten Zyklus für eine verlässliche Zustandsbestimmung zu groß wäre, muss die in das überwachte Netz eingespeiste Leistung möglichst genau geschätzt werden.

Es wurde eine Ersatzwertbildung entwickelt, die sich auf die erzeugte Leistung sowohl im Niederspannungsnetz als auch im Mittelspannungsnetz bezieht. In den statischen Eingangsdaten sind hierzu Informationen zu den installierten Leistungen von Photovoltaik-, Windenergie- und Wasserkraftanlagen enthalten. Zusätzlich wird die installierte Leistung von nicht dargebotsabhängigen Anlagen, wie z. B. Biomasseanlagen oder Blockheizkraftwerken, bereitgestellt. Damit sind alle wesentlichen Erzeugungsarten auf der Verteilungsnetzebene abgedeckt [12, 115].

Die Information zu den installierten Leistungen auf der Niederspannungsebene wird in aggregierter Form zusammengefasst. Die Messung von einzelnen Erzeugungsanlagen auf Niederspannungsseite, abgesehen von Referenzanlagen, ist nicht vorgesehen. Eine auf der Mittelspannungsebene angeschlossene Erzeugungsanlage wird daher hinsichtlich ihrer Leistung prinzipiell gleichwertig wie eine installierte Leistung in gleicher Höhe betrachtet, die durch die Aggregation mehrerer, kleiner Anlagen im Ortsnetz entsteht. Die eingespeiste Leistung am betrachteten Knoten ist in der Regel die Gleiche, wenn lokale Effekte, wie z.B. der Wolkenzug, vernachlässigt werden. Da jedoch die vermehrte Penetration der Ortsnetze mit Erzeugungsanlagen bei Überwachung jeder einzelnen dieser Anlagen eine deutliche Verschlechterung der wirtschaftlichen Gesamtbilanz der Automatisierungslösung zur Folge hätte, ist die Vernachlässigung durchaus gerechtfertigt.

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Ersatzwertbildung verwendet verschiedene Ansätze bei der Schätzung der Einspeisung von Photovoltaik-, Windenergie- und Wasserkraftanlagen sowie von verschiedenen, nicht dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen. Für die Erzeugung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen kommen Referenzmessungen zum Einsatz. Für Wasserkraftanlagen und nicht dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen wird vereinfachend angenommen, dass die erbrachte Leistung ihrer installierten Leistung entspricht. Bei Wasserkraftanlagen im Verteilungsnetz handelt es sich fast ausschließlich um Laufwasserkraftwerke, die von ihren Betreibern, außer im Falle einer Revision, durchgängig mit ihrer Nennleistung betrieben werden. Daher ist die Annahme, dass die Erzeugung jeder Wasserkraftanlage der ihrer installierten Leistung entspricht, weitestgehend zutreffend. Nicht dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen sollten aber aufgrund ihrer nicht vorhersehbaren Einspeisung nach Möglichkeit gemessen werden, damit der resultierende Schätzfehler nicht zu groß wird. Alternativ könnte in

Zukunft auch ein Ansatz verfolgt werden, bei dem, analog zum Einsatz von RLM-Messungen bei Kundenanlagen, Leistungswerte aus vorhandenen, viertelstündlichen Messungen für die Schätzung der Einspeisung verwendet werden (mehr Details zum Einsatz von RLM-Messungen werden im Abschnitt 4.3.3 beschrieben).

Die Schätzung von Photovoltaik- und Windenergieanlagen ist aufgrund dieser Vorgehensweise zwingend auf die Referenz mindestens einer Strahlungsmessung oder auf die Messung mindestens einer nicht bereits geregelten Referenzanlage angewiesen. Anhand dieser kann ein durchschnittlicher Auslastungsgrad der PV-Anlage und WEA ermittelt werden, der näherungsweise für alle Anlagen des Netzgebietes angesetzt werden kann.

Zur Erhöhung der Genauigkeit der Schätzung in einem großen Netzgebiet können zusätzlich verschiedene Referenzanlagen des gleichen Erzeugungstyps mehreren sogenannten *Referenzgebieten* zugeordnet werden. Die *Referenzgebiete* werden dem Algorithmus, zusammen mit den installierten Leistungen, mit Hilfe der statischen Daten übergeben. Innerhalb eines Gebiets wird dann die Erzeugung aller Anlagen gemäß der Referenzmessung geschätzt. Unterschiede in der Einspeisung der Anlagen, die aufgrund größerer geographischer Entfernungen entstehen, lassen sich so reduzieren.

Mit der Annahme einer ausreichenden Gleichzeitigkeit der Einspeisung im jeweiligen *Referenzgebiet* kann die an der Referenzanlage gemessene, durchschnittliche Auslastung für alle Anlagen des gleichen Erzeugungstyps in diesem Gebiet angesetzt werden. Innerhalb des Referenzgebietes a ergibt sich die Ersatz-Einspeiseleistung $P_{f, \text{Pred}}$ für jedes Ortsnetz (d. h. die Summe aller Anlagen auf NS-Ebene) bzw. Abgang f (für Anlagen auf MS-Ebene) in diesem Gebiet dann mit dem durchschnittlichen Auslastungsgrad e_{Avg}^a und der installierten Nennleistung $P_{n,f}$ näherungsweise über

$$P_{f, \text{Pred}} = e_{\text{Avg}}^a \cdot P_{n,f} \quad (4.13)$$

Bei dieser Schätzung wird davon ausgegangen, dass der Leistungsfaktor der Anlagen den Wert $\cos \varphi = 1$ hat, bei der eingespeisten Leistung handelt es sich also um eine reine Wirkleistung. Nachdem die dezentral erzeugte Leistung für jedes enthaltene Ortsnetz des zu überwachenden Mittelspannungsnetzes abgeschätzt wurde, wird diese im nächsten Schritt bei der Bildung der Ersatzwerte der Knotenleistungen berücksichtigt.

Ersatzwertbildung für nicht gemessene Knoten

Die Ersatzwertbildung der nicht gemessenen Knoten beginnt mit der Aufteilung des zu überwachenden Netzes in mehrere autarke Netzbezirke. Wie im vorletzten Abschnitt beschrieben, ist die Basis der Separierung die Ausstattung des Netzes mit Zweigmessungen. Nach Separierung in die autarken Netzbezirke werden die Lasten eines Netzbezirks mit der Summe der Einspeiseleistungen des Bezirks beworfen. Ziel der Ersatzwertbildung ist die Erzeugung einer vollständigen Datenbasis für die Leistungsflussberechnung in Form von Abnahme- bzw. Einspeiseleistungen für alle Knoten des Netzes.

Im weiteren Verlauf muss zwischen Zweigen und Abgängen unterschieden werden. Die Knoten des Netzes, die (abgesehen von Knoten im Umspannwerk) im Wesentlichen den Ortsnetzstationen entsprechen, werden dazu in ihre Sammelschienenabgänge aufgeteilt, im weiteren Verlauf *Abgang* (vgl. Abschnitt 4.1.1.4) oder auch *Feeder* genannt. So kann eine Ortsnetzstation in der Regel mehrere Transformatoren enthalten, über die z.B. einzelne Niederspannungsnetze, große Erzeugungsanlagen oder auch Kunden auf Mittelspannungsebene angeschlossen bzw. versorgt werden. Zweige dagegen bezeichnen die Verbindung zwischen zwei Ortsnetzstationen des Mittelspannungsnetzes.

Es ist zu berücksichtigen, dass die Lastverwerfung zur Ersatzwertbildung sowie die zuvor beschriebene Ersatzwertbildung für Erzeugungseinheiten nicht knotenscharf erfolgt, sondern für einen höheren Detaillierungsgrad pro Abgang jeder Ortsnetzstation. Jeder dieser Abgänge wird während der Ersatzwertbildung separat betrachtet, eine Aggregation pro Knoten erfolgt erst vor der Übergabe aller Ersatzwerte an die Komponente der Leistungsflussberechnung. Diese Vorgehensweise ermöglicht die Berücksichtigung einer detaillierteren Datenbasis und damit eine höhere Genauigkeit der Ersatzwertbildung.

Das Konzept dieser Ersatzwertbildung beruht auf der Tatsache, dass für die gesamte Anzahl A^D an Netzbezirken hinsichtlich der Leistungen gilt, dass die Summe der in einen autarken Netzbezirk $d \in [1 \dots A^D]$ hinein fließenden Leistungen $\sum \underline{S}_{\text{Supply},d}$ (Einspeiseleistungen) der Summe der durch die Lasten entnommenen Leistungen $\sum \underline{S}_{\text{Feeder},d}$ plus der Summe der Verlustleistungen $\sum \underline{S}_{\text{Loss},d}$ des Netzbezirks entspricht.

$$\sum \underline{S}_{\text{Supply},d} = \sum \underline{S}_{\text{Feeder},d} + \sum \underline{S}_{\text{Loss},d} \quad (4.14)$$

Unter der Annahme, dass die Verluste $\sum \underline{S}_{\text{Loss},d}$ wesentlich kleiner sind als die Summe der Verbraucherlasten $\sum \underline{S}_{\text{Feeder},d}$, kann die Verlustleistung der Netzbezirke im Rahmen der Ersatzwertbildung vernachlässigt werden.

Um auf Basis dieser Annahme die Ersatzwerte für alle *Feeder* zu bilden, wird daher zunächst die entnommene Leistung des Netzbezirks $\sum \underline{S}_{\text{LoadSum},d}$ berechnet. Dazu werden die gemessenen Leistungen der in diesen Bezirk mündenden Zweigmessungen $\sum \underline{S}_{\text{BranchMeas},d}$ und die an den überwachten Abgängen entnommene Leistung $\sum \underline{S}_{\text{FeederMeas},d}$ zusammengefasst. Die entnommene Leistung wird dabei als Entnahme mit negativem Vorzeichen berücksichtigt.

$$\sum \underline{S}_{\text{FeedIn},d} = \sum \underline{S}_{\text{BranchMeas},d} - \sum \underline{S}_{\text{FeederMeas},d} \quad (4.15)$$

Diese Leistung wiederum wird um die im betrachtenden Bezirk erzeugte, geschätzte Leistung $\sum \underline{S}_{\text{Gen},d}$ erweitert, wodurch sich die tatsächlich von den Verbrauchern abgenommene Leistung $\sum \underline{S}_{\text{LoadSum},d}$ ergibt, unabhängig davon, ob sie im Bezirk erzeugt oder aus dem Mittelspannungsnetz bezogen wurde.

$$\sum \underline{S}_{\text{LoadSum},d} = \sum \underline{S}_{\text{FeedIn},d} + \sum \underline{S}_{\text{Gen},d} \quad (4.16)$$

Aufgrund der Annahme, dass die Erzeugungsanlagen als Leistungsfaktor den Wert $\cos \varphi = 1$ haben, entspricht $\sum \underline{S}_{\text{Gen},d}$ der Summe aller $P_{f,\text{Pred}}$ in diesem Bezirk. Durch Einsetzen von Gleichung (4.15) in Gleichung (4.16) ergibt sich:

$$\sum \underline{S}_{\text{LoadSum},d} = \sum \underline{S}_{\text{BranchMeas},d} - \sum \underline{S}_{\text{FeederMeas},d} + \sum \underline{S}_{\text{Gen},d} \quad (4.17).$$

Diese Leistung wird dann auf die im Netzbezirk enthaltenen, nicht gemessenen *Feeder* verteilt, gewichtet nach der maximalen, bezogenen Scheinleistung. Diese Maximalleistung wird mit Hilfe der statischen Eingangsdaten oder, falls dieser Wert nicht vorhanden ist, der Bemessungsleistung des MS/NS-Transformators bestimmt (falls ein NS-Netz vorliegt), zuzüglich der maximalen Scheinleistung eventuell vorhandener Mittelspannungsverbraucher. Der Anteil $a_{f,d}$ eines Abgangs f (auch als Gewichtungsfaktor der Leistungszuteilung bezeichnet) an der gesamten Verbrauchsleistung $\sum \underline{S}_{\text{LoadSum},d}$ berechnet sich damit aus dem Verhältnis des Betrags der maximalen Scheinleistungswertes $D_{f,d}$ eines Niederspannungsnetzes und des Betrags der maximalen Scheinleistung eines Mittelspannungsverbrauchers $L_{f,d}$ zur Summe aller Maximalleistungen in diesem Bezirk.

$$a_{f,d} = \frac{D_{f,d} + L_{f,d}}{\sum_{f \in d} (D_{f,d} + L_{f,d})} \quad (4.18).$$

Als letzter Schritt der Ersatzwertbildung wird die anteilige Leistung jedes Abgangs um die am entsprechenden Abgang erzeugte Leistung reduziert, um die tatsächlich aus dem Mittelspannungsnetz bezogene Leistung zu erhalten.

$$\underline{S}_{\text{Substitute},f} = a_{f,d} \cdot \sum \underline{S}_{\text{LoadSum},d} - \underline{S}_{\text{Gen},f,d} \quad (4.19)$$

Diese Vorgehensweise wird im Folgenden exemplarisch mit Hilfe von Abbildung 4.9 beschrieben. $\sum \underline{S}_{\text{BranchMeas},1}$ entspricht in dieser Abbildung der Summe der Scheinleistungsmesswerte der Sensoren $\underline{S}_{1-2_BranchMeas,1}$ und $\underline{S}_{8-4_BranchMeas,1}$, also der Summe der beiden Zweigmessungen, die die Grenzen des Netzbezirks *DI* bilden. Da die Leistung am Sensor $\underline{S}_{8-4_BranchMeas,1}$ aufgrund der geöffneten Trennstelle den Wert 0 hat, entspricht $\sum \underline{S}_{\text{BranchMeas},1}$ der gemessenen Leistung am Sensor $\underline{S}_{1-2_BranchMeas,1}$.

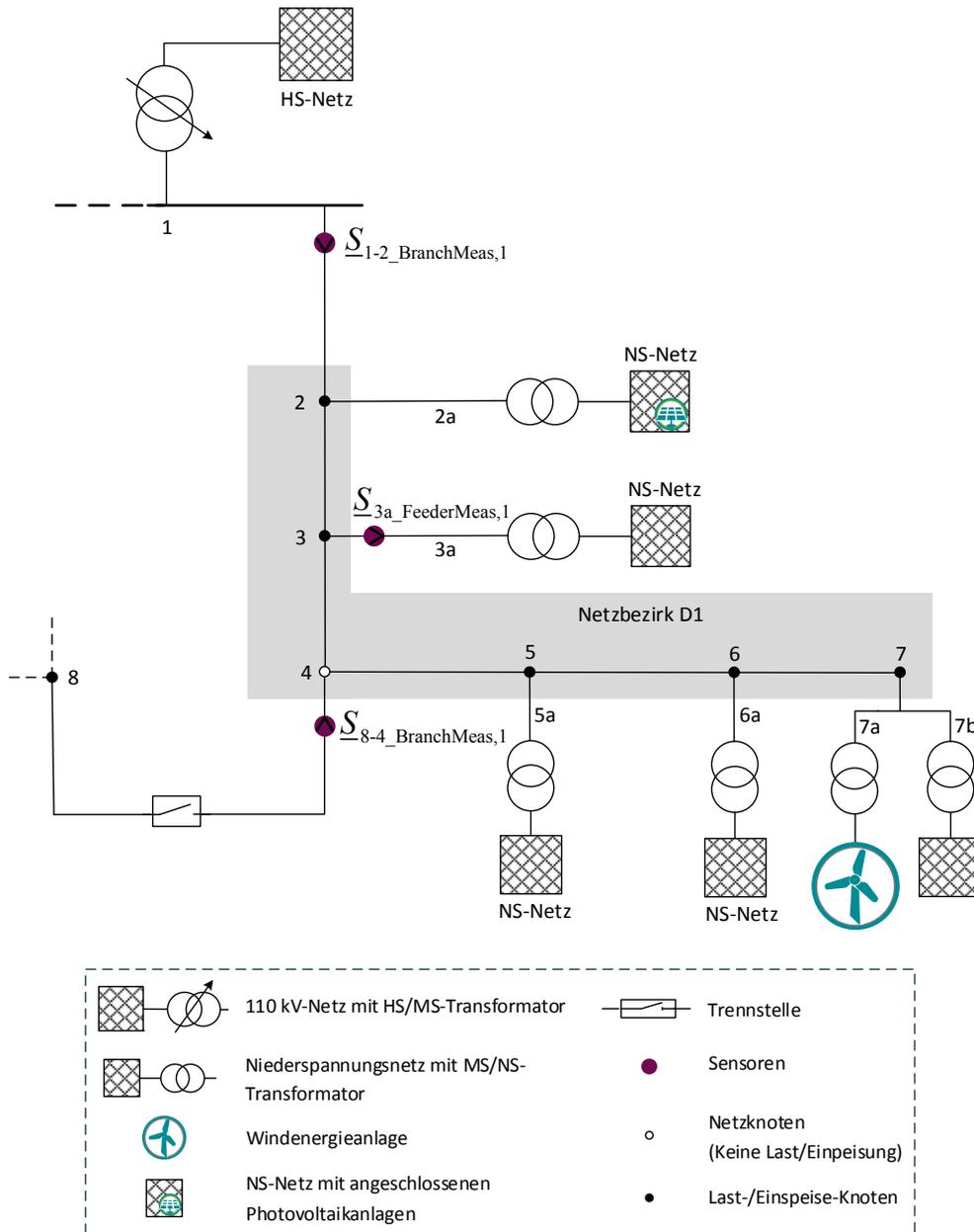


Abbildung 4.9: Netzbezirks mit sechs *Feedern* zur Erklärung der Ersatzwertbildung

Am Knoten 3, genauer gesagt am *Feeder 3a*, liegt die einzige Abgangsmessung $\underline{S}_{3a_FeederMeas,1}$ in diesem Netzbezirk. Der Leistungsbezug des dort gemessenen Niederspannungsnetzes bildet damit alleine die Leistungssumme $\sum \underline{S}_{\text{FeederMeas},1}$ dieses Bezirks.

Die im Bezirk erzeugte Leistung $\sum \underline{S}_{\text{Gen},1}$ wird von den Photovoltaikanlagen am *Feeder 2a* in das Niederspannungsnetz und von der Windenergieanlage am *Feeder 7a* in das Mittelspannungsnetz eingespeist. Anhand von Referenzanlagen wird ihre eingespeiste Leistung geschätzt. Diese Referenzanlagen liegen nicht im gleichen Netzbezirk, daher werden sie hier nicht abgebildet.

Die gemessene Leistung am Sensor $\underline{S}_{1-2_BranchMeas,1}$ abzüglich der gemessenen Leistung am *Feeder 3a*, zuzüglich der geschätzten, erzeugten Leistung an den *Feedern 2a* und *7a* ergeben damit die bezogene Summenleistung $\sum \underline{S}_{\text{LoadSum},1}$. Diese wird im Anschluss mit Hilfe des Gewichtungsfaktors der Leistungszuteilung auf alle Abgänge aufgeteilt.

Da am *Feeder 7a* weder ein Niederspannungsnetz noch ein auf MS-Ebene angeschlossener Verbraucher vorliegt, haben sowohl $D_{f,d}$ als auch $L_{f,d}$ den Wert 0. Der *Feeder 7a* hat daher einen Gewichtungsfaktor $a_{7a,1} = 0$ und ihm wird folglich keine der entnommenen Leistung zugewiesen. Sowohl am *Feeder 2a* als auch *7b* ist kein Mittelspannungsverbraucher angeschlossen, $L_{f,d}$ hat aus diesem Grund für beide Abgänge den Wert 0. Mit $D_{f,d}$ für die angeschlossenen Niederspannungsnetze berechnet sich aber ein Gewichtungsfaktor größer 0, und über die erneute Berücksichtigung der geschätzten, erzeugten Leistung in Gleichung (4.19) wird für beide *Feeder* ein Ersatzwert korrekt bestimmt.

Hieraus resultieren Ersatzwerte für jeden *Feeder* im Netzbezirk. Die Bestimmung von Ersatzwerten für Mittelspannungsverbraucher mit dem beschriebenen Ansatz kann aufgrund der unterschiedlichen Verbraucherprofile solcher Lasten einen großen Fehler aufweisen. Jedoch ist ein genauerer Ansatz zur Ersatzwertbildung ohne weitere Informationen über den jeweiligen Verbraucher, wie z. B. hinterlegte Verbraucherprofile, nicht realisierbar. Alternativ bleibt nur die Option der Messung der entsprechenden Abgänge mit den damit verbundenen negativen Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des Systems. Daher muss im Rahmen der Projektierung des Systems netzindividuell entschieden werden, ob der resultierende Schätzfehler der Zustandsidentifikation tolerierbar ist, oder der Abgang gemessen werden muss. Ein alternativer Ansatz unter Nutzung der registrierenden Leistungsmessung (RLM) wird in Abschnitt 4.3.3 beschrieben.

4.2.4.2 Sensitivitätsanalyse

Neben der Netzwerkpartitionierung wurde das Verfahren der Sensitivitätsanalyse modifiziert und implementiert. Da das Verfahren im Gegensatz zur Netzwerkpartitionierung Messwerte auswerten kann, die in den Abgängen der Ortsnetzstationen gewonnen werden, ist es mit der Sensitivitätsanalyse möglich, auf der Niederspannungsseite einer Ortsnetzstation gewonnene Messwerte zu verwenden. Die mit Hilfe eines Transformatormodells umgerechneten und der Berechnungslogik zur Verfügung gestellten Mittelspannungswerte können im Anschluss daran

für die Netzzustandsschätzung auf Mittelspannungsebene eingesetzt werden. Diese Möglichkeit bietet durch die geringeren Kosten der Sensoren auf Niederspannungsebene deutliche Vorteile für eine kostengünstige Installation des Automatisierungssystems. Abgangsmessungen sind im Zuge der folgenden Beschreibung Messungen eines *Feeders*, die in einer der Netzstationen des Mittelspannungsnetzes durchgeführt werden. Im Unterschied zu den von der Netzwerkpartitionierung verwendeten Zweigmessungen erfassen die Abgangsmessungen Leistungen, die über eine Ortsnetzstation aus dem Mittelspannungsnetz bezogen oder in das Mittelspannungsnetz eingespeist werden. Mit wenigen Ausnahmen befinden sich diese Messungen auf der Niederspannungsseite des MS/NS-Transformators.

Abbildung 4.10 stellt den Ablauf der Sensitivitätsanalyse dar. Wie bereits in Abbildung 4.5 gezeigt, wird zunächst ein Arbeitspunkt ermittelt, in dem die Berechnung der Sensitivitäten und damit des Netzzustandes erfolgt. Der Arbeitspunkt, in dem die Netzgleichungen aufgrund der Nichtlinearität des Gleichungssystems linearisiert werden, ist prinzipiell frei wählbar, der Fehler des Verfahrens steigt jedoch mit steigender Abweichung des Arbeitspunktes vom tatsächlichen Netzzustand [29].

Bestimmung des Arbeitspunktes

Zur Bestimmung des Arbeitspunktes gibt es mehrere Ansätze. Die einfachste Variante besteht darin, alle Knotenleistungen als Null anzunehmen. Dieser Arbeitspunkt ist empfehlenswert, wenn das betrachtete Netzgebiet nur sehr schwach belastet ist. Ist die Belastung des Netzes allerdings hoch, bietet es sich an, stattdessen die Bemessungsleistung der angeschlossenen Ortsnetzstationen als Last an den Knoten anzunehmen. Ist die Differenz zwischen tatsächlicher und angenommener Lastsituation aber groß, steigt der Fehler des Verfahrens deutlich an [29, 59].

Im Rahmen dieser Arbeit wurde deshalb eine automatische Arbeitspunkterkennung entwickelt, durch die der maximale Fehler der Zustandsidentifikation deutlich reduziert wird. Der auf Basis dieses Arbeitspunktes angenommene Netzzustand liegt in ausreichender Nähe des tatsächlichen Netzzustandes und dient während der anschließenden Anwendung der Sensitivitätsmatrix als Grundlage, um den Netzzustand des Mittelspannungsnetzes zu bestimmen. Die automatische Arbeitspunkterkennung beruht auf einer Vorgehensweise, bei der anhand der gemessenen Leistungswerte ein möglichst realitätsnaher Arbeitspunkt ermittelt wird.

Um dies zu ermöglichen, werden auch hier die vorhandenen Maximalleistungen oder alternativ die Bemessungsleistungen der Transformatoren in den Ortsnetzstationen verwendet. Der hieraus entnommene bzw. berechnete Leistungswert wird als maximale Leistung am jeweiligen Abgang verwendet. Weitere Eingangsdaten bestehen aus dem Messdatenvektor \mathbf{m} , in dem die Werte der bezogenen oder eingespeisten Wirk- und Blindleistung an den gemessenen Abgängen eingetragen

werden. Der Vektor enthält für jeden Knoten einen Eintrag, die nicht gemessenen Einträge haben den Wert 0.

Mit diesen Werten wird im ersten Schritt, wie in Abbildung 4.10 dargestellt, innerhalb der Arbeitspunktbestimmung eine Auslastung der gemessenen Abgänge bestimmt. Die gemessene Leistung wird, analog zur Vorgehensweise der Netzwerkpartitionierung, um die geschätzte, erzeugte Leistung an diesen Standorten bereinigt. Durch die Berücksichtigung der Leistung aus Erzeugungsanlagen (Schritt zwei der Arbeitspunktbestimmung in Abbildung 4.10) entsteht eine Kennziffer, die ausschließlich die Verbraucherauslastung \underline{a}_f an den gemessenen Abgängen repräsentiert. Die Höhe der erzeugten Leistung geht damit nicht in die Auslastung ein. Hierbei stellen in Gleichung (4.20) $p_{m,f}$ und $q_{m,f}$ die gemessene Wirk- bzw. Blindleistung, $P_{f,\text{Pred}}$ die geschätzte, erzeugte Wirkleistung und $S_{r,f}$ den Betrag der Maximalleistung (bzw. alternativ Bemessungsleistung) am jeweiligen, gemessenen Abgang f dar.

$$\underline{a}_f = \frac{\left((p_{m,f} + j \cdot q_{m,f}) + P_{f,\text{Pred}} \right)}{S_{r,f}} \quad (4.20)$$

Bei der Berechnung der Auslastung an gemessenen Abgängen spielt es keine Rolle, ob der Abgang direkt gemessen wird oder evtl. vorhandene Zweigmessungen an allen Zweigen des Knotens vorhanden sind. Im letzteren Fall wird mit Hilfe der Zweigmessungen eine Pseudomessung des Knotens bestimmt und als Grundlage zur Berechnung der Auslastung herangezogen.

Aus der berechneten Auslastung \underline{a}_f an allen gemessenen Abgängen wird die durchschnittliche Verbraucherauslastung $\underline{a}_{\text{avg}}$ ermittelt und auf die nicht gemessenen Knoten übertragen. Die geschätzte Leistung $\underline{S}_{\text{est},f}$ an jedem nicht gemessenen Abgang wird so nach Gleichung (4.21) mit Hilfe der durchschnittlichen Auslastung $\underline{a}_{\text{avg}}$, der Maximalleistung der Abgänge $S_{r,f}$ und der geschätzten Erzeugungsleistung $P_{f,\text{Pred}}$ bestimmt.

$$\underline{S}_{\text{est},f} = \underline{a}_{\text{avg}} \cdot S_{r,f} - P_{f,\text{Pred}} \quad (4.21)$$

Anhand der so bestimmten Leistungen für alle Abgänge kann, nach Aggregation der Knotensummen $\underline{S}_{K,AP}$, im Anschluss eine Leistungsflussrechnung zur Bestimmung des Arbeitspunktes durchgeführt werden, die zu einem Netzzustand entsprechend dieser Belastungssituation führt. Diese Berechnung ist in Abbildung 4.10 als externe Komponente abgebildet, da sie, wie in Abschnitt 4.2.2 beschrieben, einen unabhängigen Funktionsbaustein darstellt. Dieser berechnete, hypothetische Netzzustand $\underline{u}_{K,AP}$, der die komplexen Spannungen aller Knoten enthält, stellt den Arbeitspunkt dar, in dem die Identifikation des tatsächlichen Netzzustandes auf Basis der Sensitivitätsmatrix erfolgt. $\underline{p}_{K,AP}$ und $\underline{q}_{K,AP}$ stellen die Wirk- und Blindleistungen des Vektors mit den geschätzten Scheinleistungen im Arbeitspunkt $\underline{S}_{K,AP}$ dar.

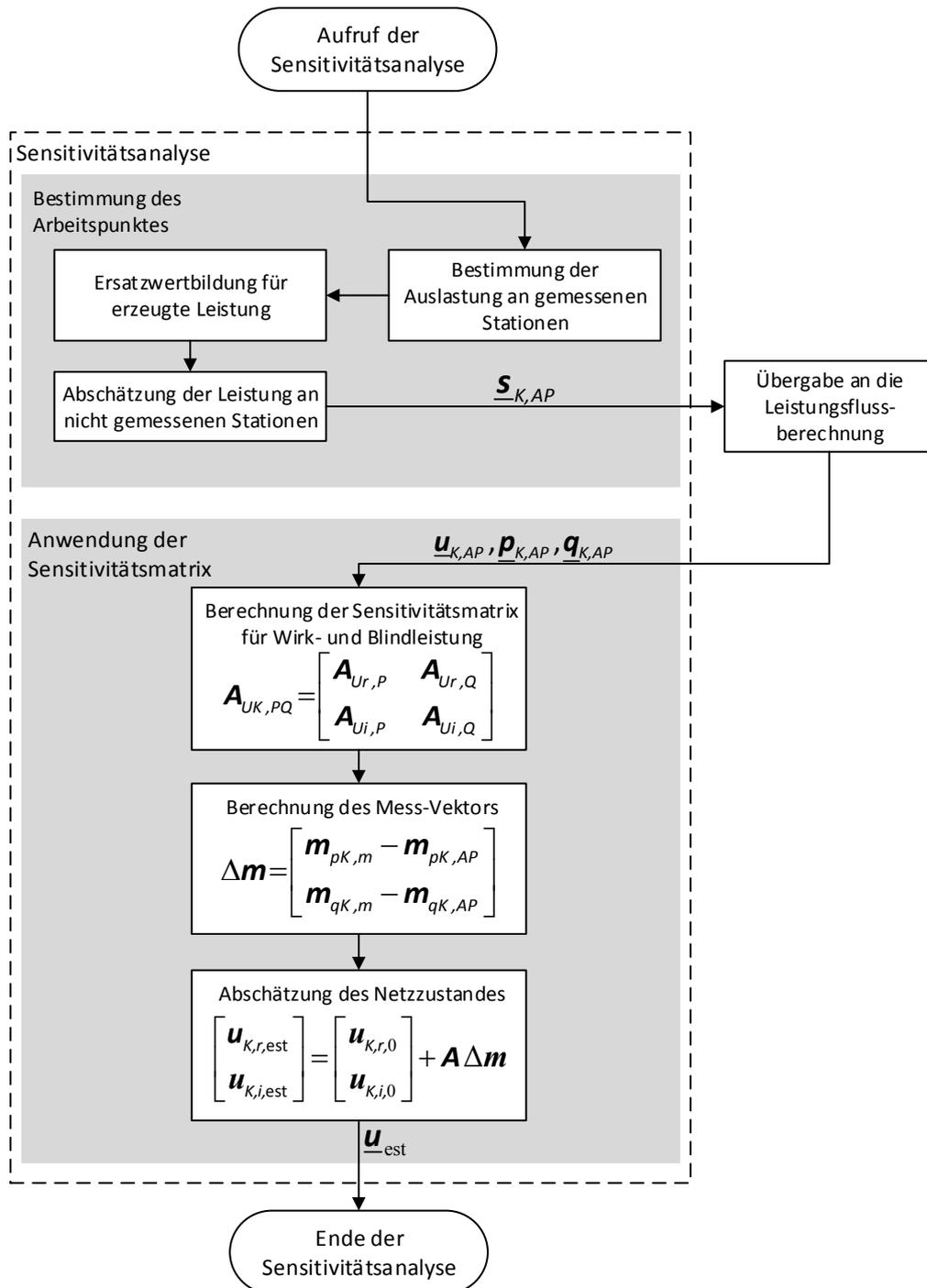


Abbildung 4.10: Ablauf der Sensitivitätsanalyse

Anwendung der Sensitivitätsmatrix zur Identifikation des Netzzustandes

Die Sensitivitätsmatrix A setzt sich aus Untermatrizen zu den verschiedenen Einflussgrößen zusammen. Grundsätzlich existiert jeweils eine Matrix für den Real- und den Imaginärteil des Knotenstroms ($A_{Ur,I}$ bzw. $A_{Ui,I}$), der Knotenscheinleistung ($A_{Ur,S}$ bzw. $A_{Ui,S}$), der Knotenwirkleistung ($A_{Ur,P}$ bzw. $A_{Ui,P}$) und der Knotenblindleistung ($A_{Ur,Q}$ bzw. $A_{Ui,Q}$) [29]. Unter Berücksichtigung der in Abschnitt 2.3.4 beschriebenen Modellierung der Knoten als PQ-Knoten und der vorhandenen Messwerte an jedem Sensor werden im Rahmen dieser Arbeit lediglich die

Untermatrizen für die Knotenwirkleistung und die Knotenblindleistung verwendet. Damit entsteht die in Gleichung (4.22) beschriebene, den Einfluss einer Wirk- oder Blindleistungsänderung repräsentierende Sensitivitätsmatrix \mathbf{A} .

$$\mathbf{A}_{UK,PQ} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{Ur,P} & \mathbf{A}_{Ur,Q} \\ \mathbf{A}_{Ui,P} & \mathbf{A}_{Ui,Q} \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Die Reihenfolge der Untermatrizen ist beliebig, sie korrespondiert mit der Reihenfolge der Messwerte im später eingeführten Messdatenvektor $\Delta \mathbf{m}$. Die Verwendung der Sensitivitätsmatrizen in Polarkoordinatenform würde aufgrund der starken Nichtlinearität der Quadratwurzel- und Arkustangens-Funktion zu einem großen Fehler führen, daher findet hier die Verwendung in kartesischen Koordinaten Anwendung [29].

Um die Elemente der Matrix zu erhalten, wird von der in Gleichung (4.23) beschriebenen Knotenscheinleistung ausgegangen. Hierbei wird der konjugiert komplexe Vektor der im letzten Abschnitt berechneten, komplexen Knotenspannungen im Arbeitspunkt $\underline{\mathbf{u}}_{K,AP}$ verwendet (im Folgenden zur Vereinfachung $\underline{\mathbf{u}}_K$ genannt).

$$\underline{\mathbf{S}}_K = 3 \cdot \text{diag}(\underline{\mathbf{u}}_K) \times \underline{\mathbf{Y}}_K^* \times \underline{\mathbf{u}}_K^* \quad (4.23)$$

In kartesischen Koordinaten ausgedrückt ergibt sich das Gleichungssystem nach Gleichung (4.24). Alle Elemente der Matrizen und Vektoren werden in ihren Real- (Index r) und ihren Imaginärteil (Index i) aufgeteilt. \mathbf{p}_K und \mathbf{q}_K repräsentieren die Wirk- und Blindleistung an allen Knoten [29].

$$\begin{bmatrix} \mathbf{p}_K \\ \mathbf{q}_K \end{bmatrix} = 3 \begin{bmatrix} \mathbf{U}_{K,r} & \mathbf{U}_{K,i} \\ \mathbf{U}_{K,i} & -\mathbf{U}_{K,r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{K,r} & -\mathbf{Y}_{K,i} \\ \mathbf{Y}_{K,i} & \mathbf{Y}_{K,r} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{u}_{K,r} \\ \mathbf{u}_{K,i} \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

Zur Lösung des nichtlinearen Gleichungssystems wird dieses in der Umgebung des Arbeitspunktes durch eine Taylor-Entwicklung mit Abbruch nach dem ersten Glied linearisiert [98], die entstehende Jacobi-Matrix \mathbf{J}_{PQ} wird durch Gleichung (4.25) beschrieben.

$$\mathbf{J}_{PQ} = \frac{\delta \begin{bmatrix} \mathbf{p}_K \\ \mathbf{q}_K \end{bmatrix}}{\delta \begin{bmatrix} \mathbf{u}_{K,r}^T & \mathbf{u}_{K,i}^T \end{bmatrix}} = 3 \begin{bmatrix} \mathbf{U}_{K,r,0} & \mathbf{U}_{K,i,0} \\ \mathbf{U}_{K,i,0} & -\mathbf{U}_{K,r,0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{K,r} & -\mathbf{Y}_{K,i} \\ \mathbf{Y}_{K,i} & \mathbf{Y}_{K,r} \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

Nach Reduktion um die Zeilen und Spalten des Bilanzknotens kann die Gleichung zu $\mathbf{J}_{PQ,red}^{-1}$ invertiert werden und ergibt die gesuchten Untermatrizen der Sensitivitätsmatrix. Die Untermatrizen stellen, wie eingangs beschrieben, die Einflüsse der Knotenwirk- und Knotenblindleistungen dar, aufgeteilt in Real- und Imaginärteil.

$$\mathbf{A}_{UK,PQ} = \mathbf{J}_{PQ,red}^{-1} = \begin{bmatrix} \mathbf{A}_{Ur,P} & \mathbf{A}_{Ur,Q} \\ \mathbf{A}_{Ui,P} & \mathbf{A}_{Ui,Q} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Die Abweichung der Spannung vom Arbeitspunkt und damit der geschätzte Netzzustand ergeben sich wie folgt durch Gleichung (4.27).

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{u}_{K,r} \\ \Delta \mathbf{u}_{K,i} \end{bmatrix} = \mathbf{A}_{UK,PQ} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{p}_K \\ \Delta \mathbf{q}_K \end{bmatrix} \quad (4.27)$$

$\Delta \mathbf{p}_K$ und $\Delta \mathbf{q}_K$ stellen hierbei die Differenz zwischen dem tatsächlichen Wirk- bzw. Blindleistungswert am Knoten K und dem Leistungswert im Arbeitspunkt dar. Die tatsächliche Leistung wird in der Berechnung durch die gemessene Wirk- bzw. Blindleistung an den Messstandorten angegeben. Hierzu wird im nächsten Schritt der Messdatenvektor $\Delta \mathbf{m}$ gebildet.

Bestimmung des Messdatenvektors und des Netzzustandes

Die im letzten Abschnitt berechnete Sensitivitätsmatrix wird im folgenden Schritt verwendet, um mit Hilfe der gemessenen Knoten und Gleichung (4.27) eine Abweichung der Knotenspannungen von der Spannung im Arbeitspunkt zu berechnen. Dazu wird zunächst der Messvektor \mathbf{m} ermittelt, der, aufgeteilt in $\mathbf{m}_{p,K}$ und $\mathbf{m}_{q,K}$, alle verfügbaren Messwerte beinhaltet. An den nicht gemessenen Knoten wird das entsprechende Element durch eine Null ersetzt.

$$\mathbf{m} = \begin{bmatrix} \mathbf{m}_{p,K} \\ \mathbf{m}_{q,K} \end{bmatrix} \quad (4.28)$$

Aufgrund der Bestimmung eines Arbeitspunktes, der nicht dem Netzzustand entspricht, der sich bei einem unbelasteten Netz einstellt, wird jedoch ein korrigierter Messdatenvektors $\Delta \mathbf{m}$ benötigt. Dieser bildet in Gleichung (4.27) den Vektor mit den Elementen $\Delta \mathbf{p}_K$ und $\Delta \mathbf{q}_K$. An den nicht gemessenen Knoten wird der Messwert als Null angenommen, das Element des korrigierten Messdatenvektors entspricht an diesen Knoten daher dem Leistungswert im Arbeitspunkt mit negativem Vorzeichen. Die Elemente der gemessenen Knoten enthalten die Differenz zwischen dem gemessenen Leistungswert und dem Leistungswert im Arbeitspunkt.

$$\Delta \mathbf{m} = \mathbf{m} - \begin{bmatrix} \mathbf{p}_{K,AP} \\ \mathbf{q}_{K,AP} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{m}_{p,K} - \mathbf{p}_{K,AP} \\ \mathbf{m}_{q,K} - \mathbf{q}_{K,AP} \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

Nach der Bestimmung des korrigierten Messdatenvektors $\Delta \mathbf{m}$ können die Abweichungen der Leistungswerte vom angenommenen Arbeitspunkt mit Hilfe der Sensitivitätsmatrix in Abweichungen von den Knotenspannungen im Arbeitspunkt übertragen werden. Der Netzzustand kann somit über den folgenden Zusammenhang angenähert werden

$$\begin{bmatrix} \mathbf{u}_{K,r,est} \\ \mathbf{u}_{K,i,est} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{u}_{K,r,AP} \\ \mathbf{u}_{K,i,AP} \end{bmatrix} + \mathbf{A}_{UK,PQ} \cdot \Delta \mathbf{m} \quad (4.30)$$

Damit ergibt sich als Ergebnis der Sensitivitätsanalyse der in Abbildung 4.10 dargestellte Vektor $\underline{\mathbf{u}}_{est}$, der den geschätzten Zustand in Form eines Vektors mit komplexen Knotenspannungen enthält.

4.2.4.3 Sekundäre und tertiäre Berechnungsgrößen

Die mit Hilfe der in den letzten beiden Abschnitten beschriebenen Verfahren ermittelten, komplexen Spannungen an allen Knoten $\underline{\mathbf{u}}_{est}$ werden im nächsten Schritt dazu verwendet, die sekundären Berechnungsgrößen der Zustandsidentifikation zu berechnen. Dazu zählen die Zweigströme sowie die Leistungsflüsse im überwachten Netzgebiet. Der Zweigstrom zwischen den Netzknoten i und j ergibt sich zu

$$\underline{I}_{ij} = \underline{Y}_{ij} \cdot [\underline{U}_i - \underline{U}_j] \quad (4.31)$$

\underline{U}_i und \underline{U}_j entsprechen dabei den Einträgen des Knotens i bzw. j im Vektor $\underline{\mathbf{u}}_{est}$. \underline{Y}_{ij} entspricht dem Element der Knotenpunktadmittanzmatrix für den Netzweig ij . Die Gesamtleistung \underline{S}_{ij} die am Knoten i in den Netzweig ij fließt, ergibt sich durch Einsetzen von Gleichung (4.31) in

$$\underline{S}_{ij} = 3 \cdot \underline{U}_i \cdot \underline{I}_{ij}^* \quad (4.32)$$

Die primären und sekundären Berechnungsgrößen zum Netzzustand werden im Anschluss dahingehend untersucht, ob sich Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes oder der Grenzwerte der Betriebsmittel erkennen lassen. Zu diesem Zweck werden einige tertiäre Berechnungsgrößen definiert, die unmittelbar aus den primären (Knotenspannungen) und sekundären Berechnungsgrößen (Zweigströme) abgeleitet werden können. Die beiden wichtigsten tertiären Berechnungsgrößen sind die Abweichung des Spannungsniveaus von der Nennspannung des Netzes und die Betriebsmittelauslastung [35].

Die vorzeichenbehaftete, prozentuale Abweichung $\alpha_{U,Dev,i}$ des errechneten Spannungsniveaus am Knoten i von der Nennspannung berechnet sich mit

$$\alpha_{U,Dev,i} = \left[\frac{(\sqrt{3} \cdot |\underline{U}_i| - U_n)}{U_n} \right] \cdot 100\% \quad (4.33)$$

U_n stellt die Nennspannung des Netzes dar. Die vorzeichenlose, prozentuale Auslastung $\alpha_{I,Util,ij}$ eines Betriebsmittels zwischen den Knoten i und j ergibt sich aus dem Quotienten des errechneten Zweigstroms und des maximal zulässigen Betriebsstroms $I_{th,ij}$ des Betriebsmittels

$$\alpha_{I, \text{Util}, ij} = \frac{|I_{ij}|}{I_{th, ij}} \cdot 100 \% \quad (4.34).$$

Mit diesen Berechnungsgrößen lassen sich zuverlässig und eindeutig kritische Netzzustände identifizieren und in übersichtlicher Form dem nachfolgenden Regelungsalgorithmus zur Verfügung stellen.

4.3 Optimierte Messtopologie

Die Güte der Zustandsidentifikation und des Automatisierungssystems als ganzheitliche Lösung sind in großem Maße von zwei Faktoren abhängig. Zum einen ist die Genauigkeit der Zustandsidentifikation unmittelbar die wichtigste Kennzahl für ihre Güte. Nur mit einer ausreichend hohen Genauigkeit kann das System zuverlässig Zustandsverletzungen detektieren und beheben [116, 117]. Zum anderen wird sich das Automatisierungssystem nur gegen alternative Technologien behaupten können, wenn dessen Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Beide Faktoren sind zu einem großen Anteil von der Messtopologie abhängig, weshalb die Ausstattung des Netzes mit Sensoren einen Zielkonflikt zwischen der Genauigkeit und der Wirtschaftlichkeit darstellt.

Dieser Zielkonflikt stellt ein Optimierungsproblem dar, das im Zuge der Positionierung von Sensoren zu lösen ist. Die Anzahl der zu platzierenden Sensoren ist dabei zu minimieren, unter Berücksichtigung der Genauigkeitsvorgaben. In diesem Abschnitt wird daher zunächst das Optimierungsproblem mathematisch beschrieben, gefolgt von der Beschreibung der im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Verfahren zur Sensorpositionierung. Diese Verfahren bestimmen, unter Berücksichtigung der jeweiligen Besonderheiten der implementierten Verfahren zur Zustandsidentifikation, die optimale Anzahl und Position der Sensoren für ein gegebenes Netz. Sie beziehen dabei eine geforderte Berechnungsgenauigkeit der Zustandsidentifikation ein und beschreiben die erforderliche Messtopologie zur Einhaltung dieser Genauigkeit mit einer minimalen Sensorkonfiguration.

4.3.1 Beschreibung des Optimierungsproblems

Mathematisch betrachtet stellt die Bestimmung der optimalen Anzahl der Sensoren ein Optimierungsproblem dar, das ganzzahlig gelöst werden muss. Analog zur Lösung des Problems auf der Niederspannungsebene wird das Problem folgendermaßen beschrieben [35].

$$\min \left\{ n_M \mid f_U \leq f_U^{\max}, f_I \leq f_I^{\max}, n_M^{\min} \leq n_M \leq n_M^{\max}, f_U \in \mathbb{R}_{>0}, f_I \in \mathbb{R}_{>0}, n_M \in \mathbb{N} \right\} \quad (4.35)$$

Das Ziel ist die Minimierung der Anzahl der Messungen n_M unter Einhaltung mehrerer Nebenbedingungen. Zum einen bedingt die Erreichung einer bestimmten Genauigkeit der

Zustandsidentifikation die Begrenzung des Fehlers der geschätzten Knotenspannungen f_U , wobei die Fehlerkennzahl hinsichtlich des Betrags der Leiter-Erde-Spannung an allen Knoten des Netzes betrachtet wird [59, 82]. Für den Fall, dass auch die Betriebsmittelauslastung des Netzes überwacht werden soll, muss auch die Schätzfehlerrestriktion f_I^{\max} hinsichtlich der Beträge der Zweigströme eingehalten werden, um eine genügend genaue Bestimmung der Ströme zu gewährleisten. Die maximalen Fehler f_U^{\max} und f_I^{\max} sind durch den Benutzer frei parametrierbar. Eine sinnvolle Einschätzung für beide Kennziffern wird in Kapitel 6 erfolgen.

Zusätzlich ist bei der Minimierung der Anzahl der Messungen die Einhaltung der unteren und oberen Grenze zu beachten. Die untere Grenze der Anzahl der Sensoren n_M^{\min} wird durch die Anzahl der obligatorischen Sensoren des Systems gebildet. Diese beschreiben die Messungen im betrachteten Netz, die für die ordnungsgemäße Funktionsweise der Zustandsidentifikation mindestens notwendig sind. Die Bestimmung der obligatorischen Sensoren wird in Abschnitt 4.3.2.1 beschrieben. Die maximale Anzahl der Sensoren n_M^{\max} im Netz wird durch die wirtschaftlichen Restriktionen determiniert, da eine Überdimensionierung der Messtopologie die Wirtschaftlichkeit des Systems beeinträchtigen würde.

4.3.2 Verfahrensspezifische Lösung des Optimierungsproblems

In diesem Abschnitt wird die systematische Vorgehensweise beschrieben, nach der die entwickelten Verfahren zur Sensorpositionierung die optimale Anzahl und Position der Sensoren bestimmen. Eine Grundlage der Sensorpositionierung bildet dabei die in Kapitel 6 vorgestellte Simulationsumgebung zur Validierung der Zustandsidentifikation. Diese berechnet als externes Hilfsmittel für eine gegebene Messtopologie den voraussichtlichen Fehler der Zustandsidentifikation in Bezug auf den Betrag der Spannungen und Ströme. In diesem Abschnitt soll zunächst nur die Methodik beschrieben werden, nach der die Positionierung der Sensoren unter Verwendung der Simulationsumgebung durchgeführt wird.

Innerhalb der Forschungsarbeiten wurden zwei Verfahren der Zustandsidentifikation implementiert. Diese unterscheiden sich grundlegend in der Vorgehensweise und erfordern daher auch einen differenzierten Ansatz bei der Ermittlung der optimalen Sensorausstattung. Im Folgenden wird daher zunächst auf die für beide Verfahren gültigen Abläufe eingegangen, erst im Anschluss daran erfolgt eine Beschreibung der verfahrensspezifischen Abläufe.

4.3.2.1 Generischer Ablauf der Sensorpositionierung

Definition des tolerierten Fehlers

Zu Beginn der Sensorpositionierung muss der tolerierte Fehler der Spannungs- und Stromberechnung f_U^{\max} bzw. f_I^{\max} definiert werden. Die Auswahl der konkreten Fehlerkennzahl hat weitreichende Auswirkungen auf das Ergebnis der Positionierung.

Die Beschränkung des Schätzfehlers f_U auf eine maximale, relative Abweichung des Betrags der Spannungen $\Delta U_{\text{rel,max}}$ und die Beschränkung des Schätzfehlers f_I^{max} auf eine maximale, relative Abweichung des Betrags der Ströme $\Delta I_{\text{rel,max}}$ gewährleistet eine extrem hohe Zuverlässigkeit der Zustandsschätzung, kann aber zu einer Überdimensionierung der Messtopologie führen. Zusätzlich kann die Auswahl des maximalen, relativen Fehlers als relevante Größe für die Sensorpositionierung zu einer fehlenden Konvergenz des Optimierungsverfahrens führen. Denn grundsätzlich ist zwar mit zunehmender Anzahl von Sensoren eine Verringerung des Fehlers der Zustandsidentifikation zu erwarten. Aufgrund der stochastischen Modellierung der Simulationsumgebung und der Funktionsweise der Verfahren zur Zustandsidentifikation kann es jedoch in Einzelfällen dazu kommen, dass der erwartete, streng monotone Abfall der Fehlerfunktion nicht eintritt [35].

Daher kann die obere Schranke des tolerierten Fehlers auch alternativ durch eine weitere Kennzahl definiert werden. Im Rahmen der in Kapitel 6 beschriebenen Verfahrensvalidierung wurde festgestellt, dass der Schätzfehler der Zustandsidentifikation normalverteilt modelliert werden kann [30, 35, 59, 82]. Wird von einer Normalverteilung des Schätzfehlers ausgegangen, so ergibt sich aus allen Datenpunkten η_D ein Erwartungswert für den Schätzfehler der Spannungen von

$$\mu_{\Delta U} = \frac{1}{\eta_D} \cdot \sum_{i=1}^{\eta_D} \Delta U_i \quad (4.36)$$

sowie eine Standardabweichung von

$$\sigma_{\Delta U} = \sqrt{\frac{1}{\eta_D} \cdot \sum_{i=1}^{\eta_D} (\Delta U_i - \mu_{\Delta U})^2} \quad (4.37).$$

η_D ist hierbei die Menge aller Datenpunkte, die sich aus dem Berechnungszeitraum und der Anzahl der Knoten N ergeben. Bei einem simulierten Zeitraum von einem Jahr und 1440 Minuten am Tag ergibt sich eine Menge von

$$\eta_D = 1440 \cdot 365 \cdot N \quad (4.38)$$

Datenpunkten. Die alternative Kennzahl für den tolerierten Schätzfehler der Spannungen wird nun so definiert, dass 99,73 % aller Datenpunkte in einem Intervall von $\pm 3 \cdot \sigma_{\Delta U}$ um den Erwartungswert liegen. Der maximal tolerierte Schätzfehler wird daher mit

$$f_U^{\text{max}} = \mu_{\Delta U} + 3 \cdot \sigma_{\Delta U} \quad (4.39)$$

beschrieben. Es wird auf diese Weise gewährleistet, dass 99,73 % aller Datenpunkte einen Wert kleiner als f_U^{max} aufweisen. Diese Betrachtung erfolgt analog für die Schätzfehler der Ströme.

Zu Beginn der Sensorpositionierung kann demnach der tolerierte Schätzfehler mit der Kombination aus $f_U^{\max} = \Delta U_{\text{rel,max}}$ und $f_I^{\max} = \Delta I_{\text{rel,max}}$ oder alternativ mit der Kombination aus $f_U^{\max} = \mu_{\Delta U} + 3 \cdot \sigma_{\Delta U}$ und $f_I^{\max} = \mu_{\Delta I} + 3 \cdot \sigma_{\Delta I}$ definiert werden. Sobald jeweils beide Werte des Fehlers mit der gesetzten Anzahl von Sensoren im Netz unterschritten werden, ist die Sensorpositionierung abgeschlossen.

Obligatorische Messstandorte

Neben der Auswahl der Fehlerkennzahl wird für das gegebene Netz überprüft, welche Sensoren zwingend für die Funktionalität der Zustandsidentifikation notwendig sind. Für die ordnungsgemäße Funktionsweise des Algorithmus wird die Installation von Sensorik an den folgenden, obligatorischen Messstandorten vorausgesetzt:

1. an den Sammelschienen aller, für das überwachte Netzgebiet relevanten 110 kV/MS-Transformatoren,
2. an Sammelschienen-Abgängen im Umspannwerk, die Teil des überwachten Netzgebietes sind,
3. an allen Abgängen von Ortsnetzstationen mit angeschlossenen Erzeugungsanlagen mit signifikanter Nennleistung (üblicherweise auf der NS-Seite des MS/NS-Transformators),
4. an allen Abgängen von Ortsnetzstationen, die auf Mittelspannungsebene angeschlossene Verbraucher mit signifikanter Nennleistung versorgen,
5. an Referenzanlagen. Insofern im Mittelspannungsnetz oder einem der unterlagerten Niederspannungsnetze PV- oder Windenergieanlagen installiert sind, so muss für die jeweilige Erzeugungsart mindestens eine Referenzanlage gemessen werden.

Für das Verfahren der Sensitivitätsanalyse ist zusätzlich noch ein weiterer obligatorischer Sensor für die Funktionsfähigkeit notwendig. Zur Bildung der Verbraucherauslastung \underline{a}_j nach Gleichung (4.20) gilt zusätzlich die folgende Regel für die obligatorischen Sensoren:

6. Überwachung mindestens eines Knotens mit angeschlossenem Niederspannungsnetz.

Dieser Messstandort ist notwendig, da die Sensitivitätsanalyse zur Berechnung der durchschnittlichen Auslastung nur Abgänge betrachtet, an denen ein Niederspannungsnetz angeschlossen ist. Daher ist mindestens ein solcher Abgang zu überwachen, da das Verfahren ansonsten nicht funktionsfähig ist. Und da Knoten vollständig überwacht werden müssen (d. h. es müssen bei mehr als einem Abgang an einem Knoten auch alle Abgänge überwacht werden), muss mindestens ein Knoten mit einem angeschlossenen Niederspannungsnetz überwacht werden.

Die Auswahl des Knotens erfolgt nach der Sensitivität der Knoten, d. h. nach dem Einfluss jedes Knotens auf die Spannungen an allen anderen Knoten im Falle einer Änderung der bezogenen

Leistung. Diese Sensitivitäten ergeben sich im Zuge der Initialisierung aus den Impedanzen der Leitungen.

4.3.2.2 Sensorpositionierung für die Netzwerkpartitionierung

Die Positionierung der Sensoren für die Netzwerkpartitionierung muss den Besonderheiten des Verfahrens und insbesondere der Bestimmung von Ersatzwerten mittels autarken Netzbezirken Rechnung tragen. Aufgrund des großen Einflusses der Netzbezirksbildung auf die Genauigkeit des Verfahrens kann nicht davon ausgegangen werden, dass ein iteratives Hinzufügen von Messstandorten eine geeignete Vorgehensweise zur Bestimmung der Sensorpositionen ist. Das bedeutet, dass ein bereits gewählter Standpunkt einer Messung bei Hinzufügen eines weiteren Knotens als Messstandort nicht zwingend auch weiterhin der beste Standort für eine Messung ist. Demnach muss bei jeder iterativen Erhöhung der Anzahl der gemessenen Knoten eine vollständige, neue Positionierung aller Sensoren erfolgen.

Die Herausforderung hierbei liegt in der hohen Anzahl der möglichen Kombinationen, wie eine bestimmte Anzahl von Sensoren an den Knoten in einem Netz zu platzieren ist [117]. Wird von einer Anzahl von z. B. nur 100 Knoten, an denen gemessen werden kann, ausgegangen, und nur 5 % dieser Knoten sollen gemessen werden, so ergibt dies bereits 75 Mio. mögliche Kombinationen der Messung [118]. Daher erfolgt für die Sensorpositionierung in diesem Fall eine Vorauswahl von Knoten, die in jedem Fall vorrangig gemessen werden müssen, unabhängig von einer simulatorischen Fehlerberechnung.

Die Auswahl dieser Knoten erfolgt auf Grundlage der Kenntnis, dass bestimmte Knoten dank ihrer strategischen Position von besonderem Wert für die Netzwerkpartitionierung sind. Dies sind zum einen Knoten mit mehr als zwei angeschlossenen Zweigen, also neuralgische Punkte des Netzes, an denen Verzweigungen des Netzes vorliegen, deren Positionen eine Aufteilung des Netzes in autarke Netzbezirke besonders sinnvoll machen.

Um die Kombinationsanzahl weiter zu reduzieren, schließt das Verfahren der Sensorpositionierung zusätzlich Knoten aus, an denen die Positionierung einer Messung keine Erhöhung der Genauigkeit der Zustandsidentifikation zur Folge hätte. Hierbei handelt es sich um alle Knoten, die das Ende eines Stranges darstellen, oder Knoten, die in den Netzsträngen unmittelbar neben einer bereits vorhandenen Messung (z. B. einer obligatorischen Messung) positioniert sind. An den Enden der Stränge erhöht die Installation eines Sensors die Genauigkeit des Algorithmus nicht, da die in den Netzbezirk fließende Leistung hier den Wert Null hat und damit bereits ohne Messung bekannt ist. In Abbildung 4.8 kann das exemplarisch am Sensor S_{14-8} dargestellt werden.

Durch die Vorauswahl und den Ausschluss von Knoten zu Beginn der Sensorpositionierung kann das Verfahren die Anzahl der möglichen Sensor-Kombinationen stark reduzieren. Damit kann das Verfahren in den iterativen Ablauf übergehen, währenddessen sukzessiv weitere Messstandorte hinzugefügt werden.

Zusätzliche, fakultative Messstandorte zur Erhöhung der Genauigkeit

Nach der Bestimmung der obligatorischen Messstandorte sowie der Vorauswahl und dem Ausschluss bestimmter Knoten wird die Positionierung zusätzlicher, fakultativer Messstandorte aufgerufen. Die dort installierten, fakultativen Messungen sind im Gegensatz zu den obligatorischen nicht für die Funktionalität der Zustandsidentifikation notwendig, sondern dienen der Erhöhung der Genauigkeit. Abbildung 4.11 stellt den Ablauf visuell dar und verdeutlicht, wie die Sensorpositionierung auf die externe Komponente der Simulationsumgebung zugreift, um den Schätzfehler einer bestimmten Messtopologie zu bestimmen.

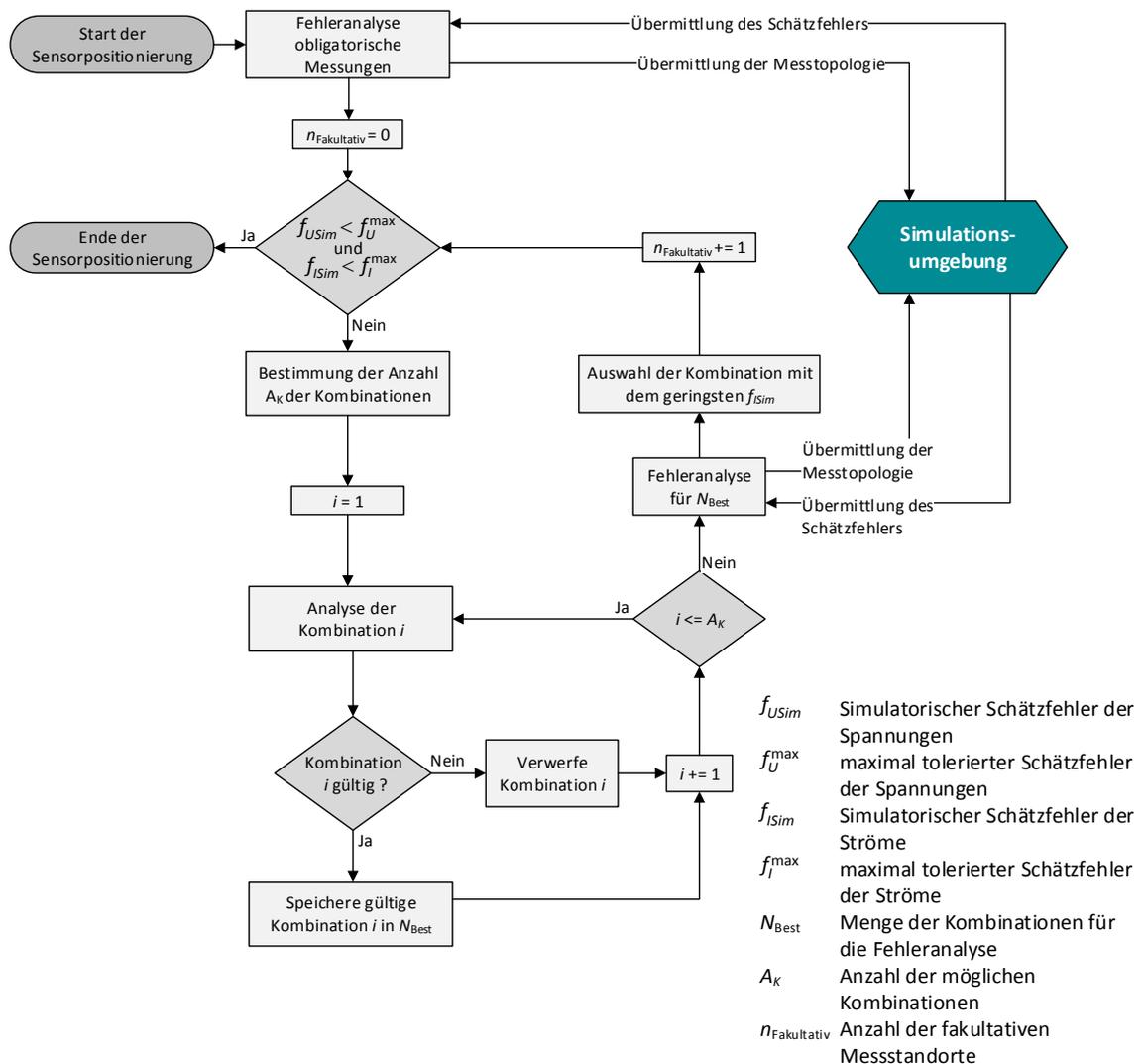


Abbildung 4.11: Positionierung von fakultativen Sensoren für die Netzwerkpartitionierung

Zunächst wird der Schätzfehler für die Messtopologie berechnet, die nur aus den obligatorischen Sensoren besteht. Im Anschluss daran beginnt die iterative Positionierung von fakultativen Sensoren, die Anzahl der mit Sensoren ausgestatteten Knoten wird also sukzessive erhöht, bis die geforderte Genauigkeit erreicht wird. Da, wie im letzten Abschnitt beschrieben, die Anzahl der Kombinationen gerade mit einer hohen Anzahl fakultativer Messstandorte sehr groß wird, erfolgt zunächst eine Voranalyse aller möglichen Messtopologien durch die Sensorpositionierung in Bezug auf ihre Güte.

Dies beinhaltet, neben der beschriebenen Vorauswahl und dem Ausschluss von Knoten, unter anderem eine Überprüfung, welche Kombinationen Messstandorte enthalten, die nur durch eine Leitung miteinander verbunden sind. Alle Kombinationen, bei denen dies der Fall sein sollte, werden verworfen, da eine Messtopologie, bei der zwischen zwei gemessenen Knoten kein weiterer Knoten platziert ist einen redundanten Einsatz von Sensoren bedeuten würde. Zusätzlich wird die Summenleistung angeschlossener Verbraucher und Erzeugungsanlagen innerhalb jedes Netzbezirks ermittelt, die bei der jeweiligen Messtopologie entstehen würde. Ist die Summenleistung je Netzbezirk möglichst gleichverteilt, so ist die Kombination für die Netzwerkpartitionierung als sinnvoll einzustufen.

Alle Kombinationen, die nicht durch die Analyse verworfen wurden, werden nach der Gleichmäßigkeit der verteilten Summenleistung sortiert, eine Menge von N_{Best} dieser Kombinationen wird zur Berechnung durch die Simulationsumgebung freigegeben. Diese Menge lässt sich durch den Anwender parametrieren, um in Abhängigkeit der Größe des Netzes und der gewünschten Laufzeit die Geschwindigkeit der Sensorpositionierung anzupassen.

Von den N_{Best} berechneten Messtopologien wird diejenige ausgewählt, die den geringsten Schätzfehler in Bezug auf den Betrag der Ströme aufweist. Die Erfahrungen aus der in Kapitel 6 beschriebenen Verfahrensvalidierung zeigen, dass die Reduzierung der Schätzfehler sowohl für die Spannungen als auch für die Ströme deutlich besser auf eine Auswahl der Messtopologie nach dem Schätzfehler der Ströme gelingt. Wird von den berechneten Kombinationen dagegen immer diejenige ausgewählt, die den geringsten Fehler in Bezug auf die Spannungen aufweist, so verringert sich der Fehler der Ströme nur sehr langsam mit zusätzlichen, fakultativen Sensoren. Mit der Auswahl der Messtopologie nach dem Schätzfehler der Ströme erhöht sich dagegen in der Regel auch die Genauigkeit der Spannungsschätzung, sodass die endgültige Messtopologie mit insgesamt weniger Sensoren erreicht wird.

4.3.2.3 Sensorpositionierung für die Sensitivitätsanalyse

Die Sensorpositionierung für die Sensitivitätsanalyse hat aufgrund der unterschiedlichen Ansätze beider Verfahren einen abweichenden Ablauf. Die Komplexität der Positionierung ist deutlich geringer als bei der Positionierung für die Netzwerkpartitionierung, da mit der fehlenden

Bezirksbildung bei diesem Verfahren davon ausgegangen werden kann, dass ein bereits gewählter Standpunkt für eine Messung bei Hinzufügen eines weiteren Messknotens nach wie vor der beste Standort für die bisherige Messung ist. Abbildung 4.12 beschreibt den Verlauf der Sensorpositionierung für die Sensitivitätsanalyse.

Wie bei der Netzwerkpartitionierung wird zunächst der Schätzfehler für die obligatorische Messtopologie bestimmt. Im Anschluss erfolgt wieder eine iterative Erhöhung der Anzahl der fakultativen Sensoren bzw. der Anzahl der Messstandorte. Von den bisher nicht gemessenen Knoten werden iterativ alle Knoten ausgewählt, die potentielle Messstandorte darstellen. Für jede der entstehenden, temporären Messtopologien wird mit Hilfe der Simulationsumgebung eine Fehleranalyse durchgeführt und der so bestimmte Schätzfehler gespeichert.

Von allen berechneten Topologien wird erneut diejenige ausgewählt, die den geringsten Schätzfehler f_{Sim} aufweist. Die Bevorzugung von f_{Sim} vor f_{USim} erfolgt aus den gleichen Gründen wie bei der Netzwerkpartitionierung. Diese Sensorausstattung stellt damit die geeignetste Messtopologie für die Anzahl $n_{Fakultativ}$ fakultativer Sensoren dar. Wird der geforderte Schätzfehler für die Spannungen und Ströme mit diesen Messungen nicht unterschritten, so wird die Anzahl der fakultativen Messstandorte erneut erhöht und die iterative Berechnung aller verbleibenden, potentiellen Knoten als zusätzliche Messung beginnt erneut.

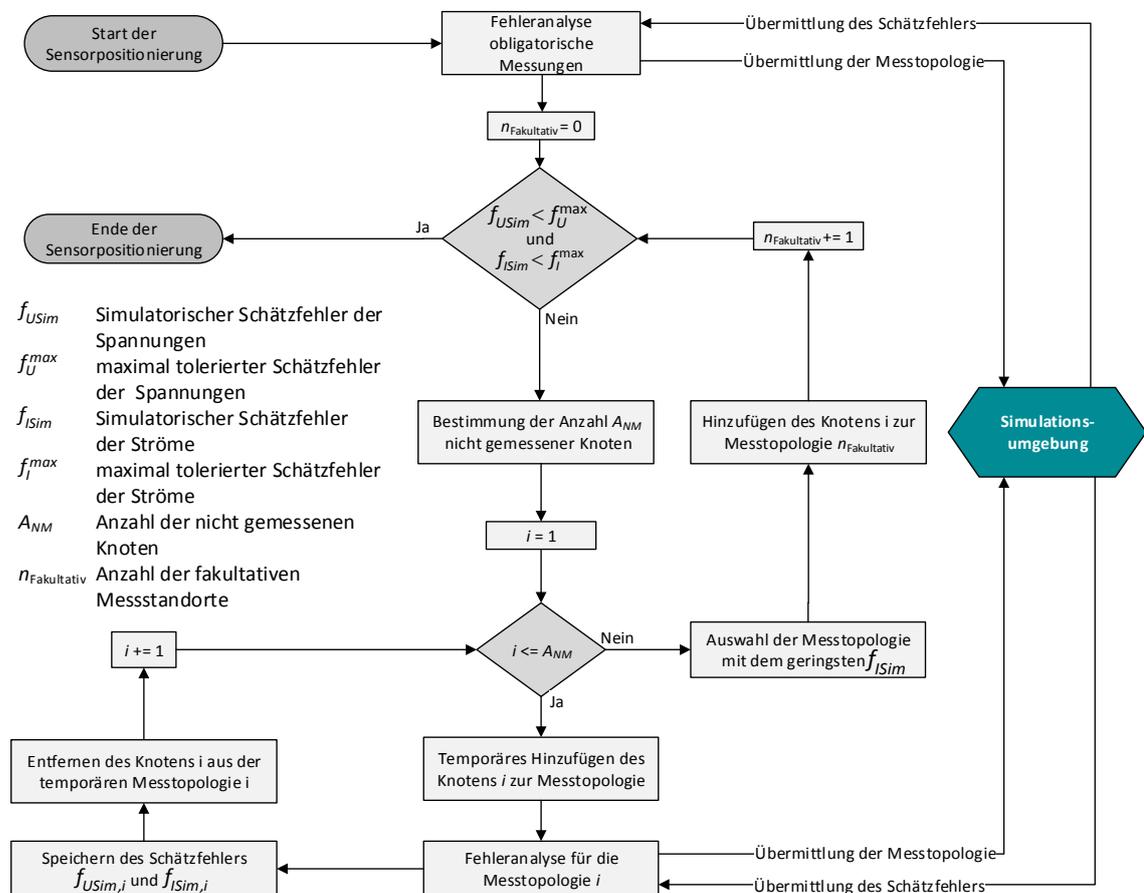


Abbildung 4.12: Positionierung von fakultativen Sensoren für die Sensitivitätsanalyse

4.3.3 Einsatzmöglichkeit der registrierenden Leistungsmessung als Sensor

Die Bestimmung der optimierten Messtopologie geht von der Überwachung einzelner Knoten durch Sensoren aus, die zyklisch mit dem Automatisierungssystem kommunizieren und diesem in jedem Berechnungszyklus, d. h. in einem Abstand von wenigen Sekunden bis zu wenigen Minuten, aktuelle Zustandsdaten übermitteln. Die Installation von Messtechnik in Ortsnetzstationen, an denen Verbraucher mit großer installierter Leistung angeschlossen sind, ist für die Genauigkeit der Zustandsidentifikation zwingend erforderlich, weshalb die Positionierung von Sensoren an den jeweiligen Knoten in Abschnitt 4.3.2.1 als obligatorisch beschrieben wird. Und auch bei geringeren maximalen Leistungen von Verbrauchern, die keine Haushaltskunden sind, können bei hohem Anteil dieser Verbraucher die Diversität der Lastverläufe und die damit geringe Gleichzeitigkeit zu einer Anhebung des Schätzfehlers führen.

Sollten alle entsprechenden Knoten zur Verringerung des Schätzfehlers gemessen werden, kann dies schnell zu einer Gefährdung der Wirtschaftlichkeit des Systems führen. Dies ist insbesondere aus dem Grund zu vermeiden, das ein großer Anteil dieser Letztverbraucher, also Verbraucher, die den bezogenen Strom selbst nutzen, bereits zu Abrechnungszwecken mit einer viertelstündig registrierenden Leistungsmessung (RLM) ausgestattet sein muss. Nach den Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sowie der Messzugangsverordnung hat die Messung von Verbrauchern mit einer jährlichen Entnahme von mehr als 100.000 kWh durch eine solche RLM zu erfolgen [119, 120]. Dabei wird in Intervallen von 15 Minuten die mittlere bezogene Leistung erfasst und der Wert gespeichert. Die Messdaten werden in der Regel durch einen Messstellenbetreiber oder einen Messdienstleister fernausgelesen und üblicherweise einmal täglich an den Netzbetreiber übermittelt.

Im Rahmen der Forschungstätigkeiten wurden daher Untersuchungen angestellt, inwieweit mit diesen bereits vorhandenen Messdaten die Installation einer Messung in Echtzeit ersetzt werden kann und welchen Einfluss die Einbeziehung der RLM in die Zustandsidentifikation auf den Schätzfehler haben würde. Die folgenden Abschnitte beschreiben das Potential sowie die auftretenden Herausforderungen der RLM als sogenannte Pseudo-Messung, im Anschluss wird der Einfluss dieser Pseudo-Messungen auf den Schätzfehler der Zustandsidentifikation dargestellt.

4.3.3.1 Potentiale und Herausforderungen des Einsatz von RLM als Sensor

Im Jahr 2015 wurden an insgesamt 361.000 Zählpunkten RLM-Kunden mit rund 266 TWh Strom beliefert [121]. Wie viele dieser Zählpunkte auf die Mittelspannungsebene entfallen, ist aufgrund einer unvollständigen Datenbasis schwer abzuschätzen. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die Anschlusspunkte in der Hoch- und Höchstspannungsebene in Bezug auf die Anzahl zu

vernachlässigen ist und der größte Anteil der RLM-Zählpunkte in der Mittel- und Niederspannungsebene angeschlossen ist. Ein großer Anteil der aus dem Mittelspannungsnetz bezogenen Energie wird an RLM-Kunden geliefert. Diese können damit einen erheblichen Einfluss auf den Netzzustand in der Mittelspannungsebene und somit ebenfalls auf den Schätzfehler der Zustandsidentifikation haben. Durch die Nutzung vorhandener RLM für die Zustandsidentifikation als sogenannte Pseudo-Messungen können sich also sowohl erhebliche Kostensenkungspotentiale als auch eine Steigerung der Genauigkeit der verwendeten Verfahren ergeben [121].

Die Umsetzungshemmnisse sind allerdings nicht zu vernachlässigen und stellen die Verwendung dieser Messungen für die Zustandsidentifikation in der praktischen Anwendung in Frage. Zum einen stellt die technische Anbindung der RLM an ein Automatisierungssystem den Verteilungsnetzbetreiber vor einige Herausforderungen. Sowohl die verwendete Übertragungstechnik und deren Sicherheit bzw. Zuverlässigkeit kann ein Problem darstellen, als auch die Häufigkeit der Messwernerfassung bzw. Übermittlung. Für die Nutzung der RLM als zusätzlichen Messwert ist, wie bereits beschrieben, die zyklische Bereitstellung der Daten in einem Zeitraum von wenigen Sekunden bis einigen Minuten Voraussetzung für deren Einsatz im Rahmen der Zustandsidentifikation. Die üblicherweise tägliche Übermittlung der RLM-Daten an den Netzbetreiber sowie die Mittelwertbildung der Leistung im Zeitraum einer Viertelstunde stellen einen deutlichen Gegensatz zu dieser Voraussetzung dar. Grundsätzlich ist eine viertelstündliche Übermittlung an den Netzbetreiber zwar ohne Probleme möglich, die zum Einsatz kommende Technologie bzw. der Aufwand und damit die Bereitwilligkeit des Messstellenbetreibers stehen dem aber entgegen.

Zum anderen gehen durch die Mittelwertbildung unwiederbringlich Informationen über den Bezug des Verbrauchers in einem konkreten Zeitschritt verloren, die dem Algorithmus der Zustandsidentifikation im Gegensatz zu einer Echtzeitmessung fehlen. Mit geeigneten Prognose- bzw. Interpolations-Verfahren lässt sich diese Problematik allerdings reduzieren, der Fehler dieser Verfahren überlagert allerdings den Schätzfehler der Zustandsidentifikation.

Die häufigere Übermittlung der Messdaten an den Netzbetreiber kann auch in Bezug auf die Regulierung und die Akzeptanz des Verbrauchers ein Problem darstellen. Die StromNZV fordert zwar die viertelstündliche Messung der Verbraucher einer jährlich bezogenen Energie von über 100.000 kWh, die Häufigkeit der Übermittlung der Messwerte wird jedoch nicht geregelt. Die entsprechende Verordnung zum Betrieb von Messstellen schließt eine häufigere Übermittlung zwar nicht explizit aus, bildet aber auch keine Grundlage, um die innertägliche Bereitstellung der Daten durch den Messstellenbetreiber zu verlangen. Da sich die Prozesse für den Datenaustausch der RLM schon seit langem etabliert haben, ist es fraglich, ob Änderungen an diesen Prozessen rechtens und damit zu erzwingen sind. Selbst im Fall, dass der Netzbetreiber gleichzeitig Messstellenbetreiber ist, ist es fraglich, ob der Verbraucher mit der häufigeren Übertragung der

Daten einverstanden ist. Denn für viele Kunden stellen gemessene Lastverläufe sensible Daten dar. Die Verwendung dieser Daten für andere Zwecke als die Abrechnung der bezogenen Energie könnte daher auch aus diesem Grund auf Widerstand stoßen.

4.3.3.2 Einfluss des Einsatzes von RLM auf den Schätzfehler der Zustandsidentifikation

Über die im letzten Abschnitt beschriebenen Herausforderungen hinaus stellt sich die Frage, ob die Genauigkeit der Zustandsidentifikation durch den Einsatz von RLM als zusätzlichen Sensor überhaupt erhöht werden kann, oder ob der Verlust der Information durch die Mittelwertbildung zu groß ist. Untersuchungen im Rahmen dieser Arbeit sind zu einem positiven Ergebnis gekommen. Es wurden sechs verschiedene Verfahren eingesetzt und verglichen, mit denen die gemittelte Leistung des betrachteten Zeitintervalls (üblicherweise eine Viertelstunde) zunächst bestimmt und des Weiteren auf kleinere Zeitschritte verteilt werden kann.

Ermittlung der Leistungswerte der Pseudomessung im Zeitintervall T

Die analysierten Verfahren können in zwei Kategorien aufgeteilt werden. Die erste Kategorie umfasst die kurzfristigen Verfahren zur Leistungsprognose. Hierzu zählen drei Ansätze, bei denen die folgenden Annahmen getroffen werden:

1. Annahme der konstanten Leistung,
2. Annahme der konstanten Leistungsänderung,
3. Annahme der linearen Leistungsänderung innerhalb eines Zeitintervalls

Beim ersten Ansatz wird von der Annahme ausgegangen, dass die mittlere Leistung der letzten Messperiode auch im aktuellen Zeitintervall auftreten wird. Da im zeitlichen Verlauf jedoch teilweise starke Leistungsänderungen auftreten, beruht das zweite Verfahren auf der Annahme, dass die Differenz aus der mittleren Leistung des vorletzten und des letzten Messintervalls auch für die Laständerung zwischen dem letzten Messintervall und dem zu bestimmenden Zeitintervall verwendet werden kann. Für beide Verfahren gilt, dass die ermittelte Leistung innerhalb eines Zeitintervalls konstant ist. Für eine Veränderung der Leistung innerhalb des Zeitintervalls können die Leistungswerte mit Hilfe des dritten Ansatzes ermittelt werden. Hier wird die Steigung zwischen der mittleren Leistung der letzten beiden Messintervalle ermittelt und auf das aktuelle Zeitintervall extrapoliert. Abbildung 4.13 stellt diesen Ansatz beispielhaft dar. Der Leistungsverlauf für das Zeitintervall T_n soll hier ermittelt werden. Die Extrapolation erfolgt durch die Bestimmung einer Gerade mit Hilfe der mittleren Leistungen der vorangegangenen beiden Perioden und die Übertragung des Verlaufs dieser Geraden auf die Periode T_n .

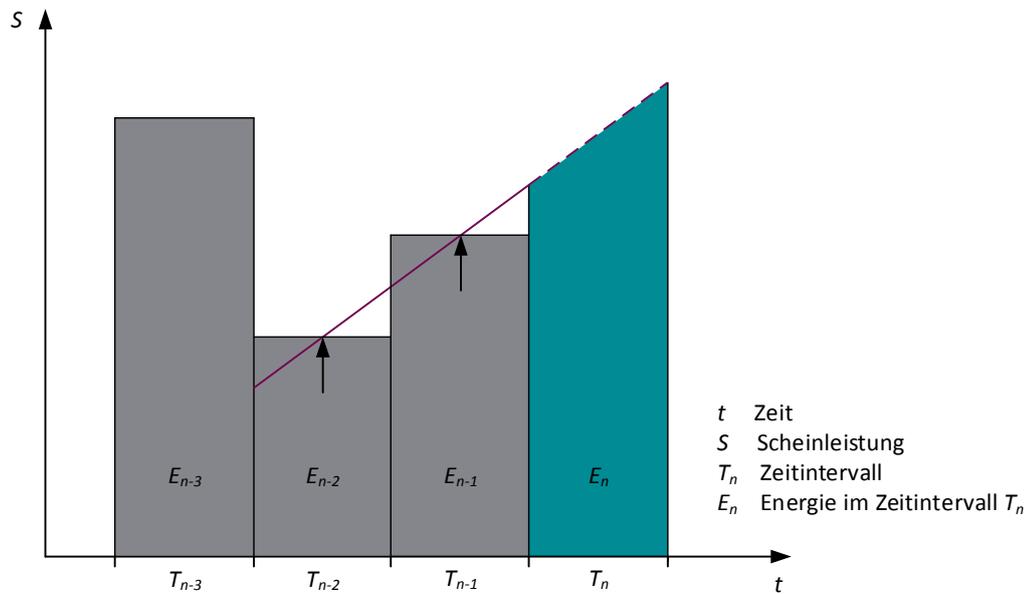


Abbildung 4.13: Prognose bei Annahme einer kontinuierlichen, linearen Leistungsänderung

Bei der zweiten Kategorie der betrachteten Verfahren zur Leistungsermittlung in einem Zeitraum T handelt es sich um Ansätze, die sich auf Erfahrungswerte stützen. Die kurzfristigen Prognosen haben alle den wesentlichen Nachteil, dass sie lediglich mit einem zeitlichen Verzug auf Leistungsänderungen und insbesondere Richtungsänderungen der Leistungsveränderung reagieren können. Bei Zählpunkten, deren Leistung innerhalb eines bestimmten Zeitraums, z.B. innerhalb eines Tages, einen charakteristischen Verlauf vorweist, können Erfahrungswerte aus historischen Daten zur Verbesserung der Leistungswernermittlung beitragen. Es wurden daher drei auf Erfahrungswerten basierende Verfahren überprüft. Die drei verwendeten Ansätze sind:

1. Ermittlung von Tages-Klassen und Korrektur auf Basis der Energie des Vortags,
2. Ermittlung von Tages-Klassen und Korrektur auf Basis des vorangegangenen Zeitintervall,
3. Ermittlung von Tages-Klassen mit stetigem Lastverlauf.

Für alle drei Verfahren werden zunächst die Tage der Woche in zwei oder mehr Klassen aufgeteilt. Jeder Tag der Woche wird auf Grundlage der historischen Leistungsverläufe des betrachteten Zählpunktes einer bestimmten Klasse zugeordnet. So lassen sich die Tage z.B. in die Klassen *Werktage* und *Wochenende/Feiertage* aufteilen, da für viele Verbraucher der Leistungsverlauf innerhalb dieser Klassen eine hohe Ähnlichkeit aufweist. Für jede auf diese Weise gebildete Klasse wird daraufhin aus den vorhandenen, historischen Messdaten ein gemittelter Tages-Leistungsverlauf bestimmt. Für die Pseudomessung im betrachteten Intervall T wird dann der Wert des gemittelten Profils im Zeitpunkt T herangezogen. Zur besseren Abbildung des tatsächlichen Leistungsverlaufs passt das erste der drei auf Erfahrungswerten basierende Verfahren den Leistungswert zusätzlich mit einem Korrekturfaktor auf Basis der gemessenen Energie des Vortags an.

Das zweite Verfahren, das auf Erfahrungswerten basiert, wendet ebenfalls einen Korrekturfaktor an. Dieser wird jedoch nicht auf Basis der gemessenen Energie des Vortags ermittelt, sondern auf der Basis des gemessenen Leistungswerts des vorangegangenen Zeitintervalls.

Da durch beide Vorgehensweisen an den Intervallgrenzen große Lastsprünge und damit hohe Fehler auftreten können, wird im dritten Verfahren der gemittelte Leistungsverlauf durch Anwendung einer Glättung verstetigt, so dass keine Sprünge mehr auftreten. Diese Glättungsmethode verhindert Leistungssprünge an den Intervallgrenzen durch das Aufstellen eines Gleichungssystems. Auf diese Weise wird für jedes Zeitintervall T eine Geradengleichung $g_T(t)$ bestimmt, die den Leistungswert für den Zeitpunkt t im Zeitintervall beschreibt.

$$g_T(t) = m_T \cdot t + b_T \quad (4.40)$$

m_T stellt hierbei die Steigung der Gleichung dar, b_T bewirkt eine Verschiebung der Geraden entlang der Ordinate und damit eine Erhöhung bzw. Verringerung der Leistung im Zeitpunkt t . Das Gleichungssystem und die Geradengleichungen für jedes Intervall werden so aufgestellt, dass innerhalb des Tages ein stetiger Leistungsverlauf entsteht und die Energie E_T der gewählten Funktion $g_T(t)$ in jedem Zeitintervall der Energie entspricht, die sich aus dem Produkt des aus den Erfahrungswerten ermittelten Leistungsmittelwerts \bar{P}_T und der Periodendauer T_T ergibt.

$$E_T = \bar{P}_T \cdot T_T \quad (4.41)$$

Einfluss der Pseudomessung auf den Schätzfehler der Zustandsidentifikation

Die beschriebenen Verfahren wurden mit Hilfe der Simulationsumgebung an einem Mittelspannungsnetz getestet, das an das Testnetz b in Abbildung 2.2 angelehnt ist. In diesem Testnetz werden über zwei Halbringe 34 Ortsnetzstationen an die Mittelspannungsebene angeschlossen. Zur Überprüfung der Verfahren und des Einflusses der Pseudomessung auf den Schätzfehler der Zustandsidentifikation wurde das Netz mit einigen optimal positionierten Sensoren ausgestattet (siehe Abschnitt 4.3.2), und im Anschluss die Unterschiede der Genauigkeit dreier Szenarien in Bezug auf den Einsatz der RLM verglichen. In allen Szenarien werden an mehreren Knoten Verbraucher angeschlossen, die aufgrund ihres Verbrauchs und Lastverlaufs mit RLM überwacht werden müssen.

Im Rahmen der Berechnungen werden im ersten Szenario lediglich die Echtzeit-Sensoren verwendet, die im Zuge der Optimierung der Messtopologie ermittelt wurden, die Messungen der RLM-Kunden werden nicht an das Automatisierungssystem angebunden. Das zweite Szenario beinhaltet an den Positionen der RLM-Kunden den Einsatz von Echtzeit-Messungen, wie sie üblicherweise für die Zustandsidentifikation eingesetzt werden. Das dritte Szenario stellt für alle Simulationen, unter Verwendung der vorhandenen RLM, den Einsatz von Pseudo-Messwerten auf Grundlage eines der beschriebenen Prognoseverfahren dar.

Die Ergebnisse bestätigen die Annahme, dass der Einsatz der viertelstündlich gemittelten Verbrauchsdaten als zusätzlicher Sensor mit Hilfe eines Prognose-Algorithmus einen Mehrwert in Bezug auf die Genauigkeit der Zustandsidentifikation darstellt. Die verschiedenen Prognoseverfahren weisen je nach Netztopologie, Lage des Verbrauchers im Netz und Verbraucherverhalten eine unterschiedliche Güte auf, die aufwendigeren, erfahrungswert-basierenden Verfahren sind jedoch nicht zwingend auch die besser geeigneten. In den meisten Fällen kann aber von einer Verringerung des Schätzfehlers ausgegangen werden, die dem eines Echtzeit-Sensors nahezu gleichkommt. So konnte der durchschnittliche Schätzfehler der Knotenspannungen im Rahmen der Untersuchungen im Minimum um 0,5 % in Bezug auf eine Zustandsidentifikation ohne gemessenen RLM-Kunden reduziert werden, in einigen Fällen war sogar eine Reduktion von über 20 % möglich.

Abbildung 4.14 zeigt exemplarisch den absoluten Fehler der Zustandsidentifikation in Bezug auf die Spannungen über einen simulierten Zeitraum von einer Woche für das erste der kurzfristigen Prognoseverfahren dar. Jede der Kurven stellt eine Minute des Simulationszeitraums dar, es handelt es sich daher um 10080 Kurven. Die Farbe der Kurven stellt für den jeweiligen Knoten die Abweichung der geschätzten Spannung vom Referenzwert der Simulationsumgebung dar.

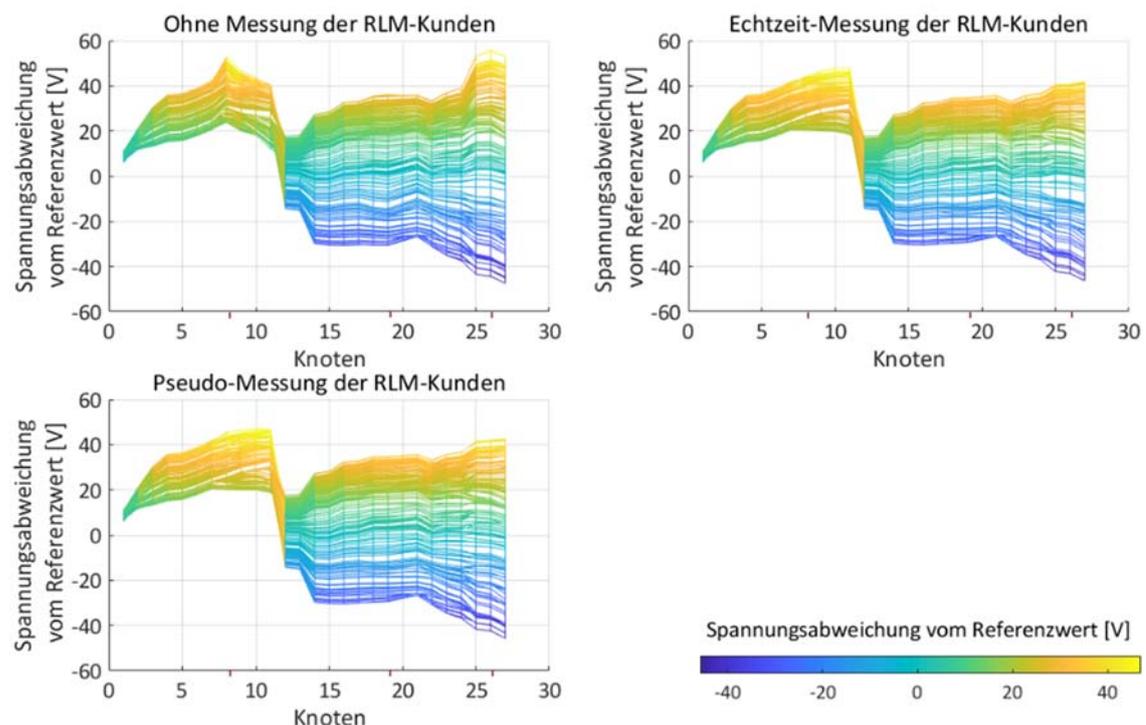


Abbildung 4.14: Abweichungen der Spannungen vom Referenzwert für einen Zeitraum von 10080 Minuten mit dem Prognoseverfahren 1: ohne Messung, mit Echtzeit- und als Pseudo-Messung

Die geschätzten Spannungen variieren sowohl bei fehlender Messung der RLM-Kunden, als auch bei Verwendung einer Echtzeit bzw. Pseudo-Messung deutlich in Abhängigkeit vom Knoten und der betrachteten Minute. Für einige Zeitpunkte liegen die Abweichungen von den Referenzwerten deutlich im negativen Wertebereich, die Spannung an diesen Knoten wird unterschätzt, für andere

Szenarien liegt der Fehler deutlich im positiven Bereich, hier ist die geschätzte Spannung höher als die tatsächliche Spannung. Wie zu erwarten ist, hat auch die Position der Knoten sowie die angeschlossene Leistung an den Knoten einen deutlichen Einfluss auf die Abweichung.

Der maximale Fehler an der Position der RLM-Kunden wird trotz der Verwendung des einfachsten Prognoseverfahrens (Annahme einer konstanten Leistung) deutlich reduziert. Die aufwändigeren Verfahren sind auf Grundlage der durchgeführten Untersuchungen dabei nicht zwingend genauer, die Genauigkeit jedes Prognoseverfahrens hängt stark vom Leistungsprofil des jeweiligen RLM-Kunden ab.

Sowohl bei Verwendung einer Echtzeit-Messung, als auch bei Verwendung des Pseudo-Messwerts senkt sich die oberste Kurve, welche die maximale, positive Abweichung vom Referenzwert darstellt, signifikant. An zwei der drei Knoten mit angeschlossenen RLM-Kunden (im Beispiel an den Knoten 8, 19 und 26) reduziert sich die maximale Abweichung merkbar. Am Knoten 26 verringert sich diese von ca. 55 V auf ca. 47 V, dies entspricht einer Reduzierung um mehr als 14 %. Auch der hohe Fehler des RLM-Kunden am Knoten 8 wird deutlich reduziert, lediglich am Knoten 19 ist aufgrund des Fehlers des Prognoseverfahrens keine signifikante Veränderung zu erkennen.

Zusätzlich ist festzustellen, dass die Abweichung bei Verwendung einer Echtzeitmessung nicht signifikant geringer ist als bei Verwendung einer Pseudo-Messung. Die Sinnhaftigkeit des Einsatzes dieser Messungen wird also grundsätzlich deutlich, insbesondere da diese in der Regel bereits vor Installation eines Automatisierungssystems vorhanden sind.

Die weiteren, im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Berechnungen hinsichtlich der vorgestellten Verfahren zur Ermittlung der Pseudo-Messung unterstreichen diese Aussage. Sowohl die maximalen, als auch die mittleren Abweichungen verringern sich. Die Genauigkeit der Zustandsidentifikation kann demnach mit dem Anschluss der vorhandenen RLM an das Automatisierungssystem, unabhängig von der Art des Prognose-Verfahrens, signifikant verbessert werden. Es sollten daher weitere Forschungsanstrengungen in diesem Bereich sowie eine praktische Anwendung angestrebt werden.

4.4 Grenzen der realisierten Verfahren

Die beiden implementierten Verfahren zur Zustandsidentifikation bieten dem Automatisierungssystem auf der Mittelspannungsebene eine zuverlässige Datenbasis für nachgelagerte Regelungseingriffe und gestatten mit der Verwendung von unterschiedlichen Sensoren flexible Einsatzmöglichkeiten unterschiedlicher Messtopologien. Dennoch gibt es einige Punkte, die beim Einsatz der Verfahren berücksichtigt werden sollten und an dieser Stelle kritisch hinterfragt werden müssen. Diese Themengebiete müssen in zukünftigen Forschungsprojekten näher betrachtet werden.

Die spärliche Messtopologie resultiert in einem unterbesetzten Gleichungssystem der Zustandsidentifikation, die so einen systemimmanenten Schätzfehler innehat. Aus diesem Grund ist es unerlässlich, dass die vorhandene Datenbasis aus statischen und dynamischen Eingangsdaten zuverlässig und korrekt das überwachte Mittelspannungsnetz abbildet. Dies gilt insbesondere für die Leitungsdaten sowie für die Informationen über angeschlossene Verbraucher- und Erzeugungstypen und deren installierte bzw. maximale Leistung. Schon kleinere Fehler in der Parametrierung können Fehler im Berechnungsalgorithmus erzeugen, die in Verbindung mit der geringen Datenbasis in einem unzulässigen Schätzfehler der Zustandsidentifikation resultieren. Während der Initialisierungsphase des Algorithmus können zwar einige Parametrierungsfehler abgefangen werden, eine sorgfältige Prüfung der Eingangsdaten durch den Anwender ist jedoch nicht zu ersetzen.

Darüber hinaus hat das Automatisierungssystem keinen Einfluss auf die verwendeten Sensoren bzw. deren Klassengenauigkeit. Da sich dem systemimmanenten Schätzfehler der Zustandsidentifikation immer der Fehler der Wandler überlagert, sollte die Genauigkeit der Sensoren also grundsätzlich möglichst hoch sein bzw. den Anforderungen an die Genauigkeit der Zustandsidentifikation angepasst sein. Aus wirtschaftlichen Erwägungen heraus können auch die verwendeten Sensoren, bzw. deren Genauigkeit, an die Position des jeweiligen Sensors angepasst werden, damit diese an eine Priorisierung der Knoten hinsichtlich der Genauigkeitsanforderung gekoppelt wird.

Unabhängig von der Klassengenauigkeit der Sensoren können, gerade in sehr heterogenen Netzen mit unterschiedlichen Verbrauchertypen und verschiedenen Erzeugungsanlagen, sowohl die Sensitivitätsanalyse als auch die Netzwerkpartitionierung einen erhöhten Schätzfehler aufweisen. Dies geht bei der Sensitivitätsanalyse darauf zurück, dass die Umlegung des Auslastungsfaktors auf nicht gemessene Knoten während der Arbeitspunktbestimmung auf der Annahme einer gewissen Gleichzeitigkeit beruht, die bei höherer Heterogenität weniger gegeben ist. Die Netzwerkpartitionierung hat analog dazu eine Schwäche bei der Verteilung der Netzbezirksleistung auf die Knoten, wenn diese sich sehr heterogen verhalten. Dennoch bieten beide Verfahren eine zuverlässige Datenbasis, wenn im Rahmen der Parametrierung sichergestellt wird, dass die Anzahl der verfügbaren Sensoren diesen Umständen angepasst und daher höher als in Netzen mit homogener Last- und Einspeiseverteilung ist.

Des Weiteren gehen beide Verfahren der Zustandsidentifikation von einer bekannten und mit den verfügbaren Sensoren rechenbaren Topologie aus. Während der Parametrierungsphase des Automatisierungssystems wird, wie in Abschnitt 3.1.2 herausgearbeitet, eine definierte Anzahl von Topologien bzw. damit verbundene Trennschalter-Status vorgegeben, für die die Genauigkeit und Berechnungsfähigkeit des Algorithmus der Zustandsidentifikation gewährleistet ist. In der Regel liegt im Normalbetrieb des Netzes eine dieser Topologien vor, dennoch kann nicht ausgeschlossen werden, dass sich dieser Zustand verändert. Zum jetzigen Zeitpunkt kann das

Automatisierungssystem mit einer ungewissen Topologie nicht umgehen und geht in diesem Fall in den passiven Zustand, in dem die Zustandsidentifikation und Regelung deaktiviert sind. Weiterer Forschungsbedarf besteht also im Bereich der Topologie-Identifikation und der Entwicklung einer automatisierten Kontrolle, ob die vorgegebene Genauigkeit der Zustandsidentifikation mit der erkannten Topologie erreicht werden kann.

Neben den angesprochenen Punkten besteht eine Grenze der realisierten Verfahren auch darin, dass das System von einem Zustand im Normalbetrieb des Mittelspannungsnetzes ausgeht. Im Falle von Störungen im Netz, wie z. B. beim Auftreten von Erdschlüssen oder Ausfällen von Betriebsmitteln, kann das Automatisierungssystem seine Funktionen nicht regulär ausführen. Die Weiterentwicklung des Systems sollte daher eine automatische Erkennung von Fehlern, sowie im nächsten Schritt, soweit möglich, automatische Frei- bzw. Umschaltungen durch das Automatisierungssystem beinhalten. Neben einer automatischen Trennstellenverlagerung bildet dieses Forschungsgebiet ein großes Potential, um den Nutzen eines dezentralen Automatisierungssystems weiter zu erhöhen. Dies gilt auch in Verbindung mit der Erreichung der notwendigen Wirtschaftlichkeit des Systems, die durch weitere Funktionsbausteine gesteigert werden kann.

5 Übergreifende Zustandsidentifikation von Mittel- und Niederspannungsnetzen

Wie in Kapitel 2 erläutert wurde, ist die Schließung der Informationslücke in der Mittelspannung der letzte Schritt zur übergreifenden Automatisierung der Verteilungsebene. Die im letzten Kapitel beschriebene Zustandsidentifikation für die Mittelspannungsebene schließt diese Informationslücke und bildet dadurch die Basis zur übergreifenden Zustandsidentifikation der Mittel- und Niederspannungsebene.

Diese übergreifende Betrachtung soll es dem Leitstellenpersonal ermöglichen, beide Spannungsebenen als Gesamtsystem zu betrachten und zu überwachen, ohne von der enormen Datenmenge aus verschiedenen Niederspannungs-Automatisierungssystemen sowie dem System auf der Mittelspannungsebene überlastet zu werden. Es wurde daher ein Konzept zur übergreifenden Zustandsidentifikation entwickelt, das die Informationen aus allen Systemen bündelt und in übersichtlicher Form aggregiert. Dieses wird, aufgrund der zentralen Stellung des Mittelspannungsnetzes als Bindeglied zwischen der Hoch- und Niederspannungsebene, zusätzlich zur Umsetzung der Mittelspannungs-Zustandsidentifikation im dort installierten Automatisierungssystem implementiert.

Im Folgenden wird zunächst der prinzipielle Ablauf der übergreifenden Zustandsidentifikation einschließlich der zwischen den Automatisierungssystemen ausgetauschten Daten vorgestellt. Dem nachgestellt erfolgt für beide Spannungsebenen die Beschreibung der Abläufe, die zur Ermittlung der ausgetauschten Daten sowie der Aggregation notwendig sind. Zusätzlich wird beschrieben, wie eine erweiterte Funktion der Zustandsidentifikation auf beiden Spannungsebenen das mögliche Regelungspotential ermittelt, z. B. für die zukünftige Teilnahme an regionalen Flexibilitätsmärkten oder die Nutzung des Regelungspotentials zur Vermeidung von kritischen Netzzuständen [122, 123].

5.1 Ablauf der übergreifenden Zustandsidentifikation

Die übergreifende Zustandsidentifikation kann in Bezug auf den zeitlichen Ablauf in eine zyklische und eine ereignisorientierte Datenaufbereitung und -übermittlung aufgeteilt werden. Dabei wird zwischen drei Algorithmen der Zustandsidentifikation unterschieden: Zum einen existieren die lokalen Algorithmen auf Nieder- und Mittelspannungsebene, zum anderen ein übergeordneter Algorithmus zur aggregierten Bestimmung des Gesamtzustandes. Diese werden in Abbildung 5.1 bzgl. ihres Zusammenspiels beschrieben. Auch wenn die Algorithmen zur Regelung der beiden Spannungsebenen im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet werden, sind diese der Vollständigkeit halber ebenfalls in der Abbildung dargestellt. Im Detail dargestellt ist

ein Mittelspannungs-Automatisierungssystem M_i sowie dessen unterlagerte Niederspannungsnetze mit den Bezeichnungen M_i/N_1 , M_i/N_2 und M_i/N_3 . Zusätzlich werden weitere mögliche, mit der Leitstelle verbundene Mittelspannungs-Automatisierungssysteme inkl. ihrer unterlagerten Niederspannungsnetze schematisch berücksichtigt.

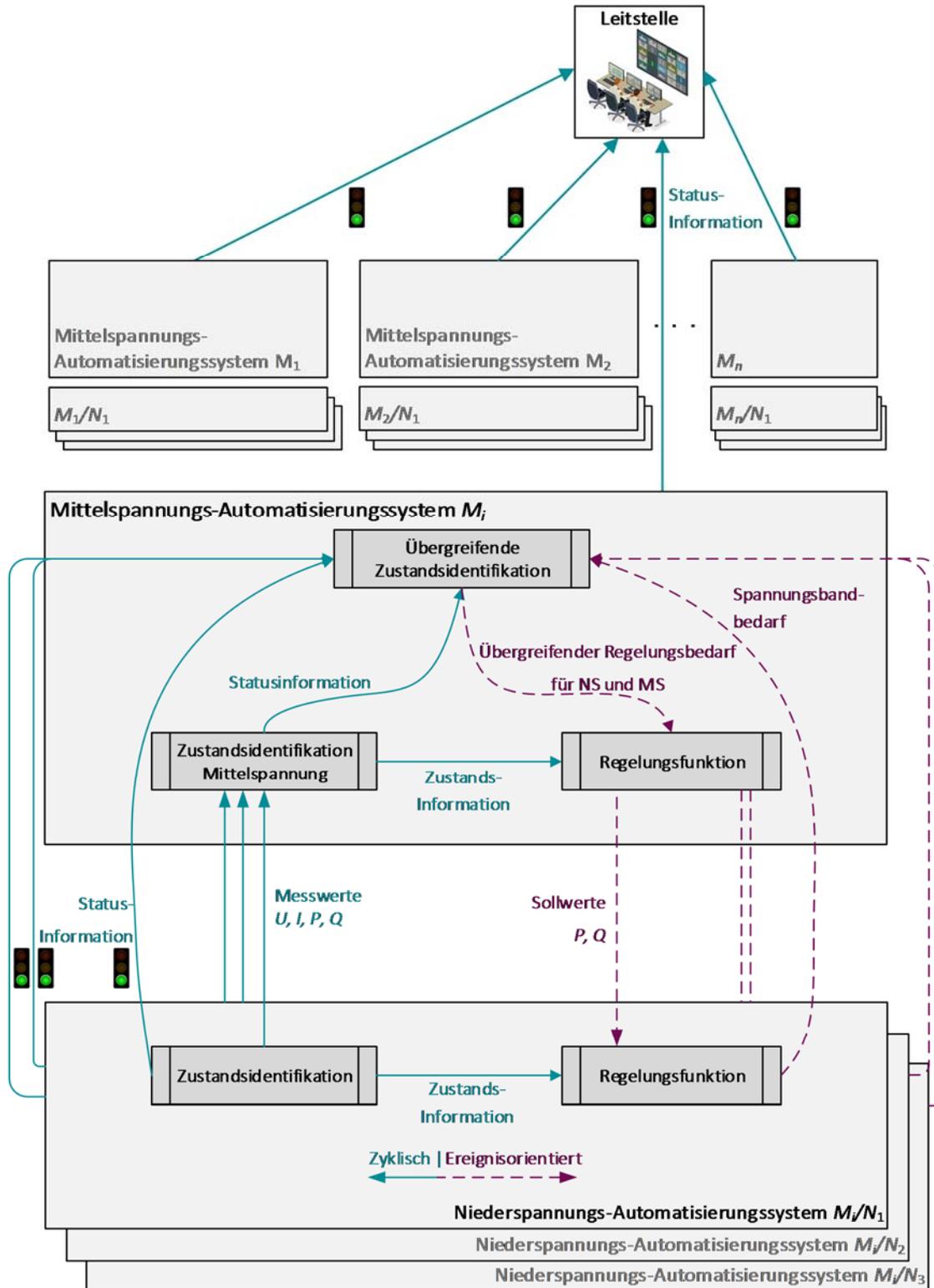


Abbildung 5.1: Datenaufbereitung und -übermittlung der übergreifenden Zustandsidentifikation

In Bezug auf den Informationsaustausch wird zwischen regelmäßiger, zyklischer Datenübermittlung und ereignisorientierter Übermittlung differenziert. Daten, wie z. B. Messwerte, werden zyklisch übermittelt, eventuell übertragene Sollwerte im Rahmen eines Regelungseingriffes erfolgen dagegen nur als Folge eines bestimmten Ereignisses, wie z. B. einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes.

Auf beiden Spannungsebenen berechnen die Algorithmen der vorhandenen Automatisierungssysteme zunächst unabhängig voneinander den Netzzustand ihres Netzbereiches. Die in den Ortsnetzstationen installierten Systeme auf der Niederspannungsebene dienen in diesem Konzept der Zustandsidentifikation auf der Mittelspannungsebene als Sensoren und übermitteln dieser u. a. Messwerte für Spannungen, Ströme und bezogene Leistungen.

Nach der Durchführung der lokalen Zustandsidentifikationen auf Mittel- und Niederspannungsebene übermitteln diese aggregierte Informationen bzw. Statusindikatoren an die ebenfalls im Mittelspannungs-Automatisierungssystem untergebrachte, übergreifende Zustandsidentifikation. Informationen zum jeweiligen Netzzustand werden außerdem an die lokalen Regelungsfunktionen übermittelt. Die Statusinformationen folgen dabei dem Ampelkonzept (siehe Abschnitt 2.1 und 3.1).

Die aggregierte Zustandsidentifikation generiert aus allen erfassten und angebotenen Netzen einen aggregierten Zustand, welcher der Leitstelle, ebenfalls in Ampelform, zur Verfügung gestellt wird, und der für übergreifende, koordinierte Regelungseingriffe verwendet wird. Dies geschieht für alle vorhandenen Automatisierungssysteme auf der Mittelspannungsebene.

Die Aggregation der Zustandsdaten aus den lokalen Zustandsidentifikations-Algorithmen wird in Abbildung 5.2 anhand eines Beispiels beschrieben. Im unteren Teil der Abbildung sind die Informationen dargestellt, die zwei Automatisierungssysteme auf der Niederspannungsebene N_1 und N_2 in den dargestellten Berechnungszyklen gewinnen und zum übergeordneten Mittelspannungs-Automatisierungssystem übermitteln.

Im zweiten dargestellten Zyklus des Beispiels tritt zunächst eine Spannungsbandverletzung im Niederspannungsnetz I auf. Die Spannungsbandverletzung kann vom Regelungsalgorithmus in diesem Beispiel lokal behoben werden. Im Zyklus der Detektion ist der Indikator zur Beschreibung der Einhaltung des Spannungsbandes $U_{NS,1}$ jedoch aufgrund der Verletzung zunächst im *gelben* Zustand. Auch der Indikator zum Status des Regelungsalgorithmus $GC_{NS,1}$ befindet sich während des aktiven Regelungseingriffes im *gelben* Zustand. Diese beiden Statusinformationen werden mit dem Indikator zur Betriebsmittelauslastung $I_{NS,1}$ und dem Indikator zum Status der Zustandsidentifikation $GSI_{NS,1}$ an die übergreifende Zustandsidentifikation übermittelt.

Auf der Mittelspannungsebene selbst liegt zunächst keine kritische Situation vor, die Indikatoren zu den vier lokalen Status-Informationen U_{MS} , I_{MS} , GSI_{MS} und GC_{MS} sind daher alle im *grünen* Bereich. Da sie nicht an eine andere Stelle übertragen werden, sind diese nicht in Abbildung 5.2 dargestellt. Da sich jedoch die Indikatoren zum Spannungsband und zum Regelungsalgorithmus aus dem Niederspannungsnetz 1 im *gelben* Zustand befinden, gilt dies auch für die übergreifenden Indikatoren U_A und GC_A , die an die Leitstelle übertragen werden. Das Leitstellenpersonal kann sich daher grundsätzlich auf die Betrachtung der übergreifenden Indikatoren beschränken und muss seinen Fokus lediglich auf die lokalen Indikatoren richten, sobald einer der übergreifenden einen *gelben* oder *roten* Zustand meldet.

Im dritten Zyklus der Abbildung tritt im Niederspannungsnetz 2 eine Betriebsmittelüberlastung auf, diese kann jedoch durch den lokalen Regelungsalgorithmus behoben werden. Während dieses Zyklus nehmen die Indikatoren zur Betriebsmittelauslastung $I_{NS,2}$ und zum Regelungsalgorithmus $GC_{NS,2}$ den *gelben* Zustand an, dies führt, analog zum zweiten Zyklus, zu einer entsprechenden Veränderung der aggregierten Zustandsindikatoren I_A und GC_A im Automatisierungssystem im Mittelspannungsnetz.

Im vierten Zyklus treten zwei kritische Situationen in Form einer Spannungsbandverletzung im Niederspannungsnetz 1 und einer Betriebsmittelüberlastung in der Mittelspannungsebene auf. Auf beiden Ebenen reagieren die Regelungsfunktionen, die entsprechenden lokalen Indikatoren werden angepasst. Da die Spannungsbandverletzung nicht vom Regelungsalgorithmus behoben werden kann (z. B. da nicht genügend Aktoren vorhanden sind), wechselt hier der lokale Zustand der Ampel hinsichtlich des Spannungsbandes und der Regelungsfunktion von *grün* auf *rot*. Die übergreifenden Indikatoren nehmen diesen Worst-Case-Zustand ebenfalls an. Der *gelbe* Zustand der aggregierten Ampel zur Betriebsmittelauslastung I_A (ausgelöst durch die lokale Betriebsmittelüberlastung auf der Mittelspannungsebene und den daraus resultierenden, nicht abgebildeten, lokalen Indikator zur Betriebsmittelauslastung I_{MS}) wird nach einem Zyklus wieder aufgehoben, da die lokale Mittelspannungsregelung das Problem autark beheben kann.

Die übergreifende Zustandsidentifikation stellt demnach eine Worst-Case-Betrachtung dar, um auf das dringlichste Problem hinzuweisen, das vom Leitstellenpersonal priorisiert betrachtet werden sollte. Sollte einer der entsprechenden Indikatoren daher über mehrere Berechnungszyklen hinweg in der *gelben* Phase verweilen oder den Zustand *rot* erhalten, so müssen die lokalen Zustandsindikatoren zur Lokalisierung des Problems betrachtet werden. Diese können aber dank dieses Konzept zur Sicherstellung der Übersichtlichkeit in einer untergeordneten Ansichtsebene der Leitstelle angeordnet werden.

5.2 Regelungsbedarf und -potential auf der Niederspannungsebene

Die Ermittlung des Zustandes sowie der davon abhängigen Zustandsindikatoren in den automatisierten Netzgebieten ist die wesentliche Funktion der lokalen Zustandsidentifikation. Diese wird im Rahmen der übergreifenden Zustandsidentifikation durch weitergehende Funktionen erweitert, die mit Blick auf zukünftige, koordinative Regelungsfunktionen beider Spannungsebenen notwendig sind.

Es treten beispielsweise auch heute schon Netzszenarien auf, in denen eine lokale Ausregelung von kritischen Situationen entweder nicht möglich ist, oder die durch eine übergreifende Regelung auf effizientere Weise spannungsebenenübergreifend und optimiert gelöst werden könnten. Ersteres wird anhand Abbildung 5.3 beispielhaft erläutert.

In einem automatisierten Niederspannungsnetz tritt in diesem Beispiel eine lokale Spannungsbandverletzung auf, die durch eine hohe Einspeiseleistung im oberen Strang des Netzes verursacht wird. Das Automatisierungssystem hat jedoch im Rahmen der lokalen Regelung nur im untersten Strang S_3 die Möglichkeit der Reduzierung der eingespeisten Leistung. Da dies jedoch die Verletzung des Spannungsbandes nicht aufhebt, kommuniziert das Automatisierungssystem den Bedarf einer Spannungsabsenkung an das Automatisierungssystem auf der Mittelspannungsebene.

Dieses System berechnet daraufhin einen möglichen Steuerbefehl für die Windenergieanlage im Mittelspannungsnetz und prüft, ob möglicherweise mit Umsetzung dieses Befehls eine Zustandsverletzung an einer anderen Stelle auftreten kann. Ist dies nicht der Fall, so wird der Befehl an die Steuereinheit der Windenergieanlage übertragen und die dort eingespeiste Leistung reduziert. Durch die resultierende Spannungsabsenkung in der Mittelspannungsebene und der Kopplung beider Netzebenen wird der kritische Zustand im Niederspannungsnetz behoben.

Dieses Beispiel zeigt deutlich eine der vielen Möglichkeiten einer kooperativen Regelung zwischen beiden Spannungsebenen. Eine weitere funktionale Erweiterung des Niederspannungs-Automatisierungssystems ermittelt das Potential an Flexibilität, das im Rahmen der Regelung vom Automatisierungssystem auf der Mittelspannungsebene abgerufen kann. Konkret handelt es sich dabei um das regelbare Potential an Wirk- und Blindleistung, das durch eine Ansteuerung aller steuerbaren Lasten und Erzeugungsanlagen maximal abgerufen werden kann. Die Ermittlung des Potentials im Niederspannungsnetz erfolgt analog zur Mittelspannungsebene (beschrieben im nächsten Abschnitt).

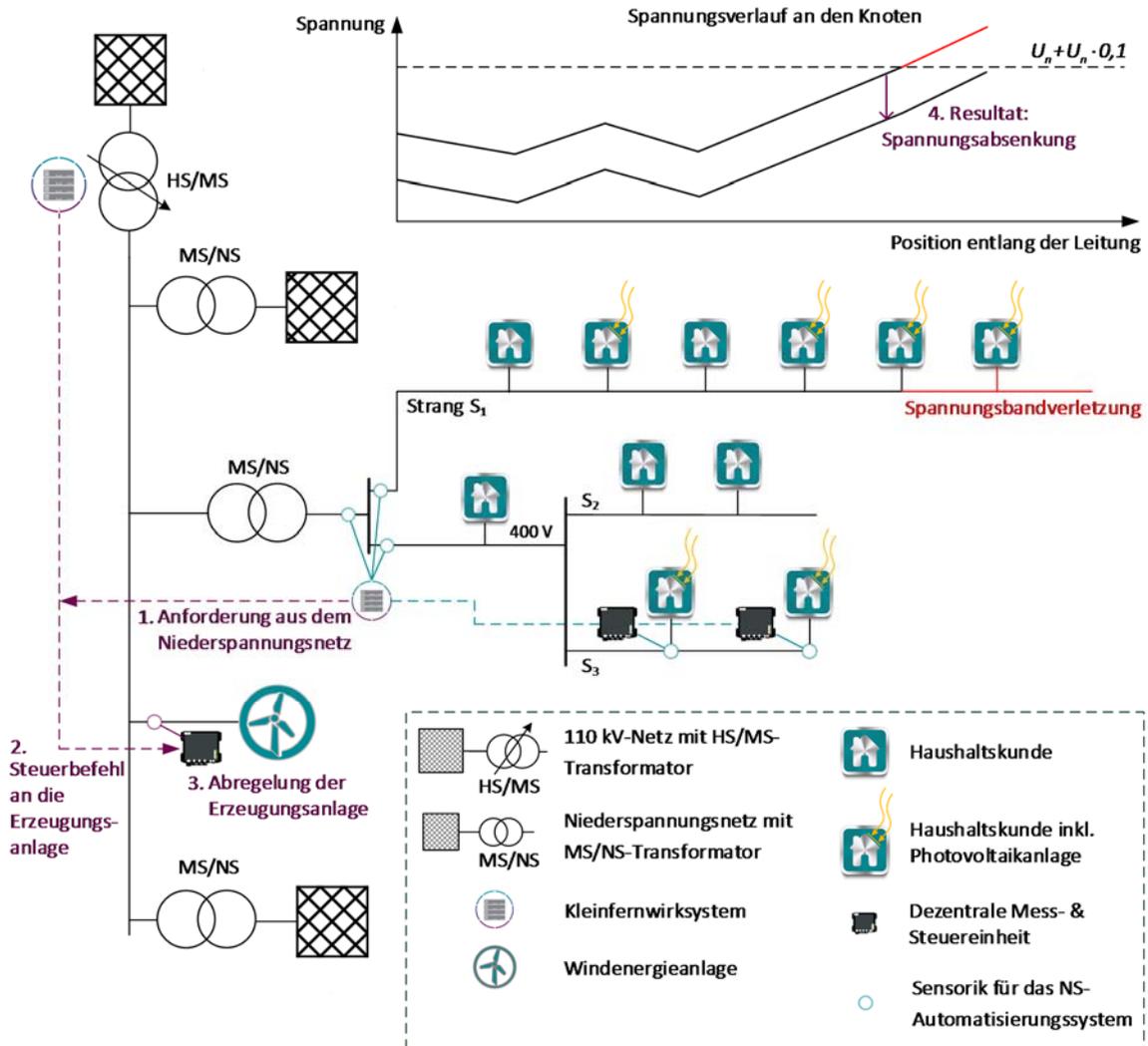


Abbildung 5.3: Regelungsbedarf des Niederspannungsnetzes und Ausführung in der Mittelspannungsebene

Das Ergebnis wird als Flexibilitätspotential an die übergreifende Zustandsidentifikation übermittelt. Dort dient das Potential insbesondere bei der Beseitigung kritischer Netzzustände im Rahmen der Netzzustandsregelung, es kann jedoch auch für die Teilnahme an regionalen Flexibilitätsmärkten, für die Erbringung von Systemdienstleistungen oder für die Erfüllung von Anforderungen zum Wirk- und Blindleistungsmanagement verwendet werden [124].

5.3 Regelungsbedarf und –potential auf der Mittelspannungsebene

Die übergreifende Zustandsidentifikation im Automatisierungssystem der Mittelspannung hat neben den in 5.1 beschriebenen Funktionen zur Ermittlung übergreifender Zustandsindikatoren zwei weitere Funktionen. Zum einen obliegt dem System im Fall eines kritischen Netzzustandes im Mittelspannungsnetz die Aufgabe, Regelungsbedarf in einem oder mehreren der angeschlossenen, automatisierten Niederspannungsnetze zur Behebung des kritischen Zustandes

zu ermitteln. Zum anderen führt das System die Berechnung des übergreifenden Flexibilitätpotentials durch.

5.3.1 Regelungsbedarf aus der Mittelspannungsebene

Wie in Abschnitt 5.2 beschrieben, kann es auch in der Mittelspannungsebene zu Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen kommen, die unter Umständen durch die lokale Regelung (d. h. Regelungseingriffe des Automatisierungssystems innerhalb des Mittelspannungsnetzes) nicht oder die mit Hilfe der Niederspannungs-Automatisierungssysteme effizienter behoben werden können. In diesem Fall berechnet die übergreifende Zustandsidentifikation einen Regelungsbedarf, der in der Niederspannungsebene erbracht werden muss. Mit Hilfe des dort ermittelten Flexibilitätpotentials kann die aus den Niederspannungsnetzen bezogene oder eingespeiste Leistung so angepasst werden, dass der kritische Netzzustand im Mittelspannungsnetz behoben wird. Dazu berechnet der nachgelagerte Regelungsalgorithmus Sollwerte für Wirk- oder Blindleistung, die von den Systemen im Niederspannungsnetz, soweit möglich, zur Behebung des Problems umgesetzt werden.

5.3.2 Ermittlung des übergreifenden Regelungspotentials

Die zweite Aufgabe beinhaltet zum einen die Berechnung des Potentials auf der Mittelspannungsebene im überwachten Netzgebiet des Mittelspannungs-Automatisierungssystem, zum anderen die Aggregation dieses Potentials mit den aus den Niederspannungs-Automatisierungssystemen übermittelten Daten zu dort vorhandenen Potentialen.

Die Berechnung des Potentials auf der Mittelspannungsebene erfordert die Einbeziehung aller vorhandene Aktoren im überwachten Netzgebiet, die eine Anpassung der entnommenen oder eingespeisten Wirk- und/oder Blindleistung ermöglichen. Dies gilt sowohl für dezentrale Einspeiser und Lasten, aber auch für eventuell vorhandene Energiespeicher. Bei der Ermittlung des Potentials werden einige Annahmen getroffen, die der Berechnung zu Grunde liegen:

1. Eine Anpassung der Blindleistung darf nicht zu einer Veränderung der eingespeisten oder bezogenen Wirkleistung der Anlage führen.
2. Es ist zulässig, dass eine Wirkleistungs-Regelung auch Einfluss auf den Leistungsfaktor der Anlage hat (innerhalb der parametrisierten Grenzen der Anlage). Die ist z. B. der Fall, wenn, wie in Abbildung 5.4 dargestellt, eine Wirkleistungsveränderung nur durch eine horizontale Verschiebung des Arbeitspunktes erfolgt.
3. Insofern ein Abruf von Wirk- und Blindleistungspotential erfolgt, hat die Wirkleistungsregelung die höhere Priorität. Sollte also die Umsetzung beider Potentiale nicht gleichzeitig innerhalb der Grenzen der Anlage möglich sein, so wird nur die Wirkleistung angepasst.

Die Berechnung des Potentials erfolgt innerhalb gewisser Grenzen jedes Aktors. Die Grenzen werden während der Parametrierungsphase des Automatisierungssystems definiert. Hierbei handelt es sich einerseits um minimale bzw. maximale Sollwerte für jeden Aktor, andererseits kann z. B. der Leistungsfaktor einer Anlage definiert werden, der mindestens einzuhalten ist.

Die Durchführung der Potentialermittlung wird exemplarisch mittels der Abbildung 5.4 in Bezug auf das Wirkleistungspotential eines Verbrauchers und einer Erzeugungsanlage dargestellt. Die farbigen Punkte stellen den aktuellen Arbeitspunkt des Verbrauchers bzw. der Erzeugungsanlage im Verbraucherzählpfeilsystem dar.

Das Wirkleistungspotential des Verbrauchers $\Delta P_{-}^{\text{Total}}$ berechnet sich mit

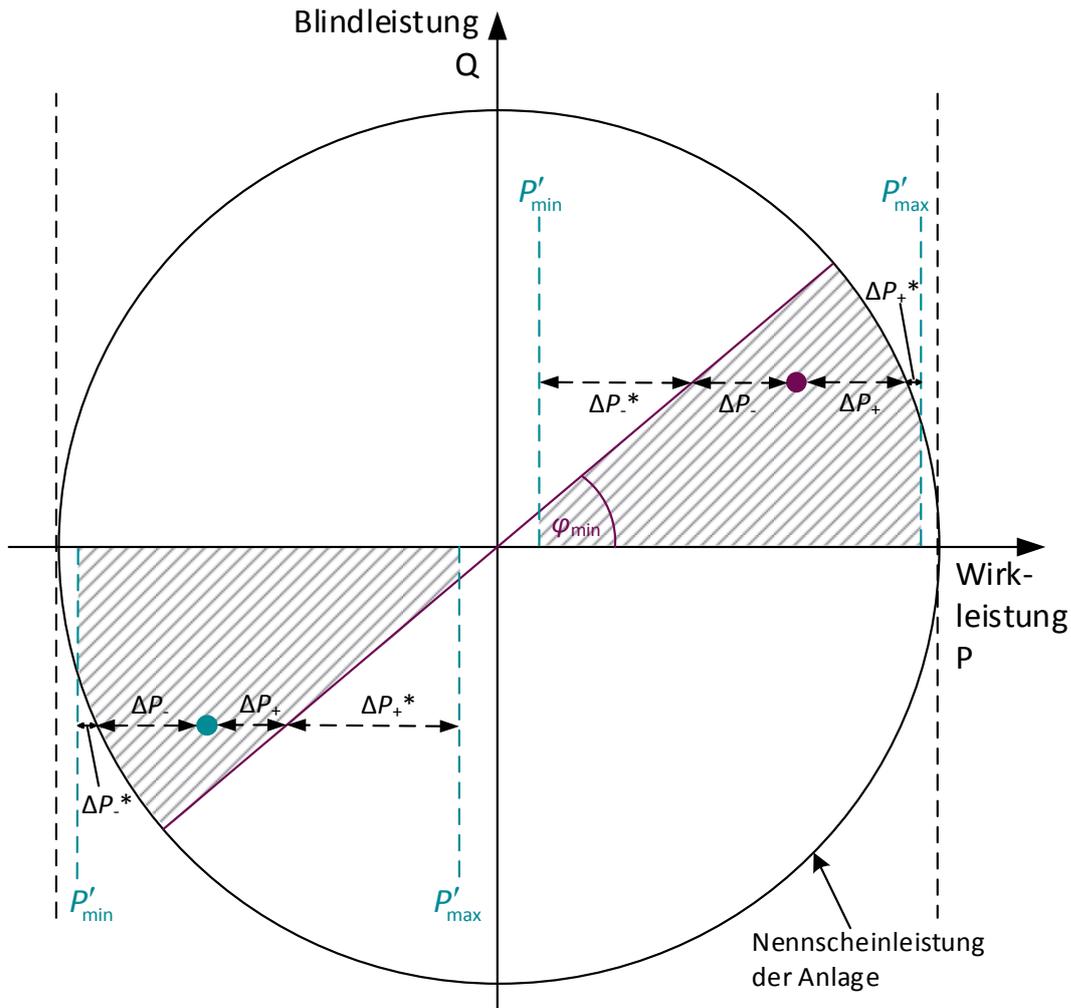
$$\Delta P_{-}^{\text{Total}} = -(\Delta P_{-} + \Delta P_{-}^{*}) \quad (5.1)$$

bzw. unter Berücksichtigung des minimalen Sollwerts P'_{min} zu

$$\Delta P_{-}^{\text{Total}} = -(P_{\text{Ist}} - P'_{\text{min}}) \quad (5.2).$$

ΔP_{-} stellt hierbei das Reduktionspotential der Anlage dar, das ohne gleichzeitige Anpassung der Blindleistung vorhanden ist (also eine rein horizontale Verschiebung des Arbeitspunktes). Für eine weitere Reduktion der Wirkleistung ΔP_{-}^{*} ist eine zusätzliche Anpassung der Blindleistung notwendig, d. h. es erfolgt ebenfalls eine vertikale Verschiebung des Arbeitspunktes. Dieser Wert wird ermittelt, indem die Differenz der Wirkleistung im möglichen Arbeitspunkt ohne eine Anpassung der Blindleistung und P'_{min} gebildet wird. Die Wirkleistung im aktuellen Arbeitspunkt wird durch P_{Ist} dargestellt, P'_{min} stellt die parametrierte, minimale Wirkleistung des jeweiligen Aktors dar. Der Wert der minimalen Wirkleistung einer Erzeugungsanlage stellt dabei aufgrund der Vorzeichen dessen maximal mögliche Wirkleistungseinspeisung dar, für einen Verbraucher stellt der Wert die mindestens zu beziehende Wirkleistung dar.

Eine horizontale Anpassung der Wirkleistung nach links wird daher auch im Ergebnis immer mit negativem Vorzeichen, eine Anpassung der Wirkleistung nach rechts mit positivem Vorzeichen ausgegeben. Eine Reduktion der eingespeisten Wirkleistung einer Erzeugungsanlage und eine Erhöhung der bezogenen Wirkleistung durch einen Verbrauchers haben damit z. B. beide ein positives Vorzeichen, da beide Maßnahmen eine Absenkung des Spannungsniveaus zur Folge haben.



- aktueller Arbeitspunkt des Verbrauchers
- aktueller Arbeitspunkt des Erzeugers
- ΔP_- Reduktionspotential der Wirkleistung ohne Blindleistungsanpassung
- ΔP_-^* zusätzliches Reduktionspotential der Wirkleistung mit Blindleistungsanpassung
- P'_{\min} parametrisierte, minimale Wirkleistung des Aktors
- ΔP_+ Steigerungspotential der Wirkleistung ohne Blindleistungsanpassung
- ΔP_+^* zusätzliches Steigerungspotential der Wirkleistung mit Blindleistungsanpassung
- P'_{\max} parametrisierte, maximale Wirkleistung des Aktors
- φ_{\min} parametrierter, minimaler Leistungsfaktor
- /// gültiger Arbeitsbereich

Abbildung 5.4: Ermittlung des Flexibilitätspotentials der Wirkleistung einer dezentralen Last oder Erzeugungsanlage

Analog dazu gilt für eine potentielle Erhöhung der bezogenen Wirkleistung

$$\Delta P_+^{\text{Total}} = \Delta P_+ + \Delta P_+^* \quad (5.3)$$

und

$$\Delta P_+^{\text{Total}} = P_{\text{max}}' - P_{\text{Ist}} \quad (5.4).$$

Unabhängig davon, ob es sich um einen Verbraucher, eine Erzeugungsanlage oder einen Speicher handelt, wird $\Delta P_+^{\text{Total}}$ immer positiv angegeben, $\Delta P_-^{\text{Total}}$ entspricht immer einer negativen Zahl und der Bewegung des Arbeitspunkts in Abbildung 5.4 nach links.

Die Berechnung von $\Delta P_-^{\text{Total}}$ und $\Delta P_+^{\text{Total}}$ für eine Erzeugungsanlage erfolgt analog durch die Einbeziehung der minimalen und maximalen Sollwerte und des einzuhaltenden Leistungsfaktors. Die Bestimmung des Potentials einer Blindleistungsanpassung wird durch die erste der beschriebenen Annahmen zusätzlich eingeschränkt. Handelt es sich bei einer betrachteten Erzeugungsanlage um eine erneuerbare Energieanlage ist zusätzlich die Begrenzung der maximal erreichbaren Einspeisung durch die vorherrschenden Wetterbedingungen zu berücksichtigen. Die mögliche Einspeiseleistung wird bei Photovoltaik- und Windenergieanlagen analog zur Beschreibung der lokalen Zustandsidentifikation in Abschnitt 4.2.4 mit Hilfe von Referenzanlagen bestimmt.

Die Berechnung der potentiellen Wirk- und Blindleistungsänderung wird im Zuge der übergreifenden Zustandsidentifikation für alle vorhandenen Aktoren in der Mittelspannungsebene durchgeführt. Die Summe aller Potentiale im Mittelspannungsnetz und der Potentiale in den automatisierten Niederspannungsnetzen stellt im Anschluss daran das gesamte Potential an Flexibilität im überwachten Netzgebiet dar. Am Beispiel der Wirkleistung berechnet sich unter Verwendung aller vorhandenen und steuerbaren Erzeugungsanlagen in der Mittel- und Niederspannungsebene $a \in (A_{MS}, A_{NS})$ das Potential zur Anhebung bzw. Absenkung der bezogenen Wirkleistung mit Gleichung (5.5) respektive Gleichung (5.6).

$$\Delta P_+^{\text{VN}} = \sum_{a \in A_{MS}} \Delta P_+^a + \sum_{a \in A_{NS}} \Delta P_+^a \quad (5.5)$$

$$\Delta P_-^{\text{VN}} = \sum_{a \in A_{MS}} \Delta P_-^a + \sum_{a \in A_{NS}} \Delta P_-^a \quad (5.6)$$

Das vorgestellte Beispiel zur Ermittlung des Potentials der Wirkleistungsanpassung kann hinsichtlich der Blindleistung nur zur Ermittlung des lokalen Potentials pro Anlage übertragen werden. Die Ermittlung des Summenpotentials der Blindleistung im Verteilungsnetz ist nicht ohne weiteres durch eine Summenbildung aller Anlagen möglich. Der Einfluss von Blindleistungsänderungen auf die Nieder- und Mittelspannungsnetze ist im Vergleich zur Wirkleistung deutlich lokaler begrenzt. Eine Blindleistungsänderung an einer beliebigen Anlage im Netz hat nicht zwingend die gleiche wertmäßige Veränderung der Blindleistung am überlagerten Transformator zur Folge. Daher sind die im Rahmen dieser Arbeit ermittelten Potentiale zur Blindleistung nicht vollständig umsetzbar, es besteht daher weiterer

Forschungsbedarf zum tatsächlich vorhandenen Summenpotential der Blindleistungsanpassung. Da die Wirkleistung jedoch einen deutlich größeren Einfluss auf den Netzzustand und damit größeres Potential zur Behebung von kritischen Netzzuständen hat, wurde die Ermittlung des Wirkleistungspotential betrachtet und hier beschrieben.

6 Verfahrenvalidierung, Simulation und Feldtest

Die im Kapitel 4 beschriebene Realisierung der Verfahren zur Zustandsidentifikation auf der Mittelspannungsebene wurde in umfangreichen Tests auf ihre Funktionsfähigkeit, Schätzgüte und Robustheit untersucht. Es erfolgte eine umfassende Verfahrenvalidierung anhand einer eigens hierfür entwickelten Simulationsumgebung. Da das Automatisierungssystem für den Einsatz in realen Netzen entwickelt wurde, mussten Fehler in der Implementierung der Verfahren bestmöglich ausgeschlossen werden, die simulatorische Verfahrenvalidierung stellte damit eine wesentliche Vorbereitung des praktischen Feldtests in öffentlichen elektrischen Energieversorgungsnetzen dar.

Für eine zielgerichtete Verifikation der Verfahren zur Zustandsidentifikation wurde eine Simulationsumgebung entwickelt, die den Betrieb des Automatisierungssystems in Testnetzen möglichst realitätsnah emuliert. Dazu wurde der Einsatz der Verfahren in mehreren Testnetzen, die aus realen Netzen abgeleitet sind, mit Hilfe von definierten Simulationsszenarien untersucht. Die Simulationsumgebung erlaubt außerdem eine Überprüfung des Systems auf die Funktionsfähigkeit und insbesondere Genauigkeit der Zustandsidentifikation, ungeachtet des Einflusses externer Hardwarekomponenten.

Im Folgenden werden zunächst die Eigenschaften und Funktionen der Simulationsumgebung sowie der Aufbau und die Struktur der Testnetze beschrieben. Nach der Analyse der Schätzgüte im Rahmen der Simulationsumgebung wird die Ermittlung der Gesamtschätzgüte in der praktischen Applikation im Feldtest vorgestellt.

6.1 Simulatorische Verfahrenvalidierung

Zur Validierung der Verfahren der Zustandsidentifikation wurde eine Simulationsumgebung entwickelt, die durch die Simulation beliebiger Testnetze einen realen Netzbetrieb nachbildet. Die Software der Simulationsumgebung wurde unter Verwendung von MATLAB entwickelt und dient der Umsetzung der Softwaretests mit Hilfe der Modellierung verschiedener, realitätsnaher Einspeise- und Verbrauchsszenarien. Die Algorithmen des Automatisierungssystems können mittels Emulation ohne die entsprechende Hardware des Zielsystems als virtuelle Instanz ausgeführt werden. Diese interagiert mit der Simulationsumgebung durch den zyklischen Austausch von Ein- und Ausgangsdaten und hat dabei ein identisches Verhalten wie bei einem realen Einsatz auf dem Zielsystem.

Die Bedingungen und Leistungsflüsse im Mittelspannungsnetz sind durch die Vielzahl und Diversität der angeschlossenen Netzteilnehmer sehr dynamisch. Diesen Umstand muss die Simulationsumgebung berücksichtigen, indem sie an jedem Knoten des Netzes synthetische

Einspeise- und Verbrauchsszenarien generiert. Zunächst erstellt die Software dazu im Rahmen einer Analyse der Topologie ein internes Abbild des zu simulierenden Netzes, ähnlich zu der in Kapitel 3 beschriebenen *Topologie-Initialisierung* des Automatisierungssystems.

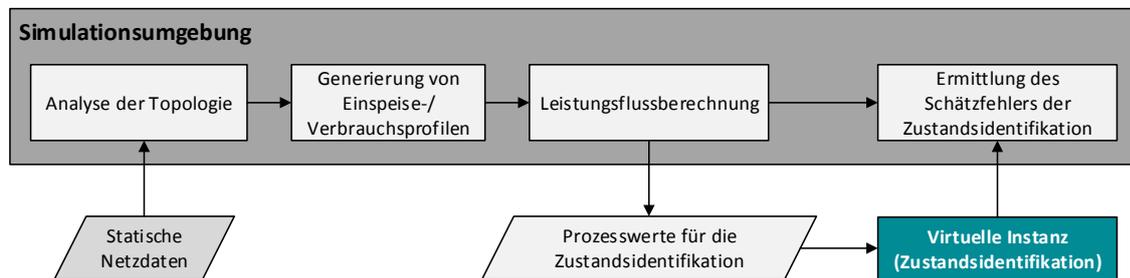


Abbildung 6.1: Struktur der Simulationsumgebung und Interaktion mit der virtuellen Instanz

Dieses Abbild wird verwendet, um für jeden Knoten bzw. für jeden Abgang der am Mittelspannungsnetz angeschlossenen Stationen Einspeise- und Verbrauchsprofile zu generieren. Diese werden im nächsten Schritt in einen zeitabhängigen, kontinuierlichen Leistungsfluss auf dem entsprechenden Netz umgerechnet, der für die Validierung der Zustandsidentifikation als Referenzszenario betrachtet wird.

Ausgehend von dem Referenzszenario werden dann virtuelle Messwerte extrahiert und an die virtuelle Instanz übergeben. Diese sind identisch zu den in Abbildung 4.4 dargestellten dynamischen Eingangsdaten, im Rahmen der entwickelten Software auch als Prozesswerte der Zustandsidentifikation (siehe Abbildung 6.1) bezeichnet. Die Berechnungsergebnisse der Zustandsidentifikation können dann mit dem Referenzszenario verglichen werden und erlauben eine Verifikation der Funktionen sowie eine Fehlerabschätzung.

6.1.1 Aufbau der Simulationsumgebung

Mit Ausnahme der Analyse der Topologie, die der in Kapitel 3 beschriebenen *Topologie-Initialisierung* ähnelt, werden im Folgenden die in Abbildung 6.1 dargestellten Bestandteile und Funktionen der Simulationsumgebung vorgestellt.

6.1.1.1 Bereitstellung der statischen Netzdaten

Die Simulationsumgebung dient der Validierung der Funktionalitäten sowie der Algorithmen der Zustandsidentifikation auf Basis von Netzdaten realer, zu automatisierenden Mittelspannungsnetze. Diese muss in der Lage sein, beliebige Netze nachzubilden und zu simulieren, die dazu benötigten Netzdaten werden im Zuge des Forschungsunterfangens in Form eines sogenannten Parametersets zur Verfügung gestellt. Diese statischen Netzparameter liegen im CSV-Format vor. Sie werden sowohl vom Automatisierungssystem einmalig im Rahmen der *Topologie-Initialisierung* eingelesen und aufbereitet als auch der Simulationsumgebung im Rahmen der Validierung zugänglich gemacht.

Zu diesen statischen Parametern zählen alle Topologiedaten des Netzes, wie z. B. Informationen über Position und Eigenschaften von Sensoren und Schaltern sowie Informationen über die Knoten und Zweige des Netzes. Die Aufbereitung ist in vielen Fällen ein aufwendiger Prozess, dennoch ist eine genaue Datenbasis von entscheidender Bedeutung, um das betrachtete Netz möglichst realitätsnah abzubilden.

6.1.1.2 Generierung realitätsnaher Einspeise- und Verbrauchsszenarien

Für eine möglichst umfangreiche und realitätsnahe Validierung der Algorithmen werden Eingangsdaten in Form von Einspeise- und Verbraucherprofilen benötigt. Dazu müssen zunächst Lastgänge für mögliche Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz als auch aggregierte Erzeugungsleistungen in den unterlagerten Niederspannungsnetzen modelliert werden. Weiterhin müssen Verbraucherprofile unterschiedlicher Art netzindividuell abgebildet werden, auch hier wird zwischen Verbraucherprofilen leistungsintensiver und auf Mittelspannungsebene angeschlossener Verbraucher sowie aggregierten Verbraucherprofilen aller in den Niederspannungsnetzen angeschlossenen Lasten unterschieden. Im Rahmen des Softwaretests sollen damit an beliebigen Knoten im Mittelspannungsnetz realitätsgerechte Leistungswerte für Bezug oder Einspeisung bereitgestellt werden.

Modellierung von dezentralen Erzeugungsanlagen

Für eine realistische Nachbildung von Erzeugungsanlagen werden vorhandene Einspeiseprofile herangezogen. Die Simulationsumgebung für die Mittelspannungsebene erzeugt für verschiedene Primärenergiequellen knotenindividuelle Erzeugungsprofile. Dazu gehören Profile für PV-, Windenergie- und Wasserkraftanlagen sowie für nicht dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen, wie z. B. Biomasseanlagen oder Blockheizkraftwerke.

Die Einspeiseprofile von Photovoltaik- und Windenergieanlagen weisen innerhalb einer Region grundsätzlich eine große Ähnlichkeit auf, obwohl sich durchaus Unterschiede aufgrund der geographischen Lage und jahreszeitbedingter Schwankungen sowie durch wetterbedingte Einflüsse ergeben. Insbesondere bei PV-Anlagen kann jedoch, aufgrund der Tatsache, dass ein großer Teil der installierten PV-Anlagen auf Niederspannungsebene installiert ist, an den Knoten der Mittelspannungsnetze davon ausgegangen werden, dass die kumulierte PV-Einspeisung durchaus eine hohe Ähnlichkeit zwischen den einzelnen Mittelspannungsknoten aufweist. Die Schwankungen in der Einspeisung zwischen den Knoten sind daher gering [125, 126]. Aus diesem Grund wird bei der Modellierung der Einspeisung aus PV- und Windenergieanlagen nicht zwischen Leistung, die aggregiert auf der Niederspannungsebene besteht, und Leistung, die direkt auf der Mittelspannungsebene angeschlossen ist, differenziert.

Im Rahmen der Simulation wird daher, unabhängig davon, ob es sich um Leistung aus aggregierten Anlagen oder aus einer einzelnen Anlage handelt, ein typisches Einspeiseprofil

verwendet und auf die installierte Leistung am jeweiligen Knoten skaliert. Zusätzlich erzeugt die Profilerzeugung der Simulationsumgebung stochastische Schwankungen im Tagesverlauf, um lokale Einflüsse wie z. B. Wolkenzug oder Windabdeckungen einzukalkulieren. Eine leichte Verschiebung der Profile auf der Zeitachse erzeugt zusätzliche Volatilität zur Abbildung eines reduzierten Gleichzeitigkeitsfaktors. Die Einführung der sogenannten Referenzgebiete (siehe Abschnitt 4.2.4) und die Verwendung unterschiedlicher Profile je Referenzgebiet führt zusätzlich zu einer Streuung der erzeugten Profile.

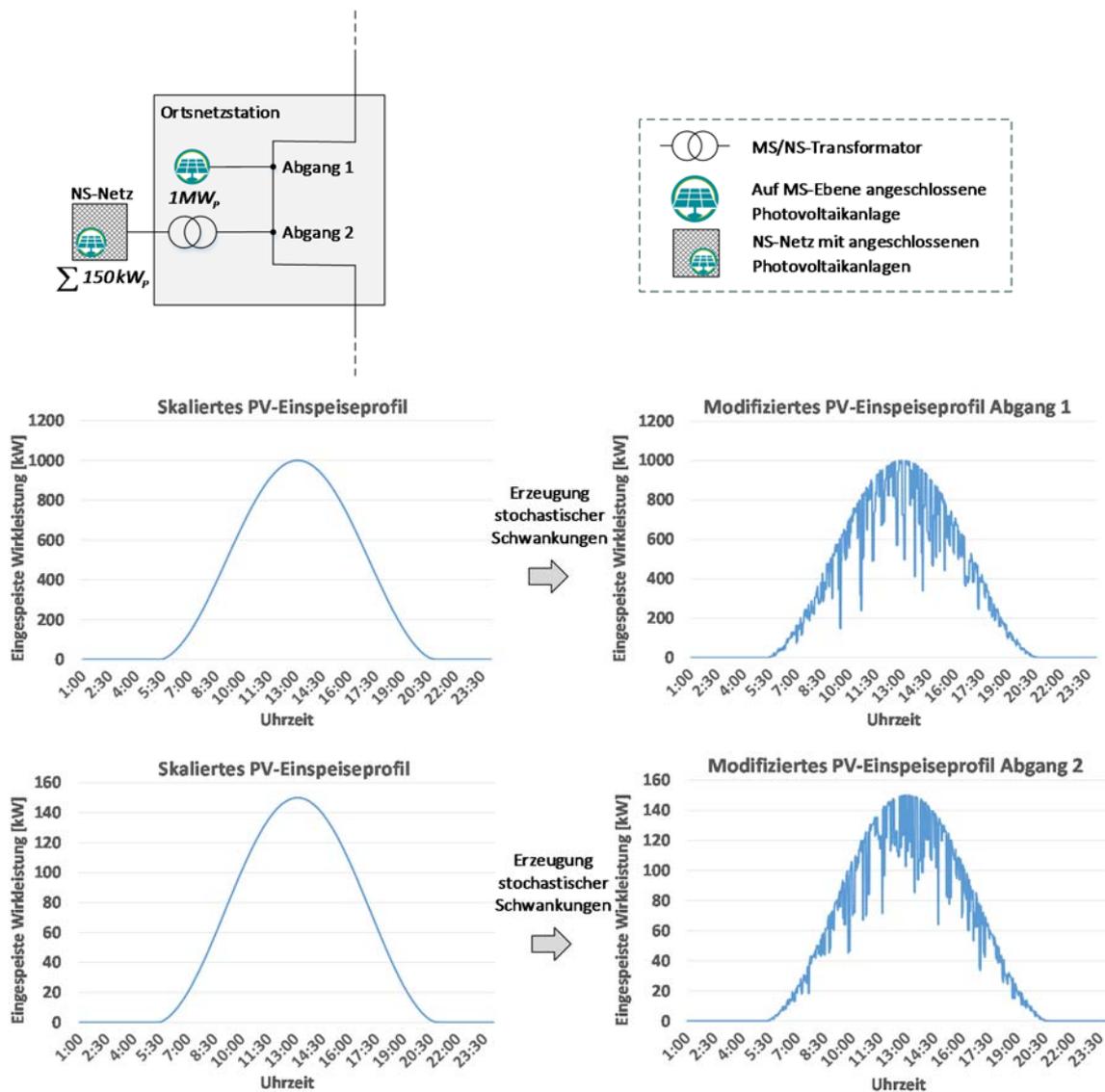


Abbildung 6.2: Zwei Beispiele der Generierung von Erzeugungsprofilen

Die Generierung von Erzeugungsprofilen wird in Abbildung 6.2 exemplarisch dargestellt. Innerhalb einer Ortsnetzstation befinden sich hier zwei zu modellierende Abgänge. Am ersten Abgang ist eine 1000 kW_p -Photovoltaikanlage direkt auf der MS-Ebene angeschlossen. Der zweite Abgang versorgt ein Niederspannungsnetz mit insgesamt 150 kW_p aggregierter Photovoltaik-Leistung. Für beide Abgänge wird zunächst ein typisches Einspeiseprofil für die betrachtete Region erzeugt und auf die installierte Leistung skaliert. Im Anschluss werden beide

Profile stochastisch modifiziert, um die beschriebenen, lokalen Einflüsse zu modellieren. Am Abgang 2 wird dieses Profil im nächsten Schritt mit den modellierten Verbrauchern des Niederspannungsnetzes (siehe nächster Abschnitt) zusammengefügt. Wie zu erkennen ist, ist das Profil aufgrund der geografischen Nähe aller Erzeugungsanlagen grundsätzlich ähnlich aufgebaut. Die lokalen Einflüsse werden durch Schwankungen unterschiedlicher Art (in der Höhe und dem zeitlichen Auftreten) abgebildet.

Die erzeugte Leistung von nicht dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen und Wasserkraft-Anlagen wird analog mit Hilfe von verschiedenen, hinterlegten Erzeugungsprofilen generiert und an den entsprechenden Knoten bzw. deren Abgänge (vgl. Abschnitt 4.1.1.4) als Erzeugung angenommen. Die Auswahl des jeweiligen Profils erfolgt hierbei rein zufällig durch die Software, eine Skalierung der Leistung auf die im Parameterset angegebene installierte Leistung erfolgt im Anschluss.

Modellierung von Verbrauchern

An den Knoten eines Mittelspannungsnetzes kann eine Vielzahl von unterschiedlichen Verbrauchern angeschlossen sein. In der Regel handelt es sich bei den Knoten um Ortsnetzstationen, über die verschiedene Verbraucher und Erzeugungsanlagen auf Niederspannungsebene mit dem Mittelspannungsnetz verbunden werden. Alternativ können die Ortsnetzstationen aber auch Netzteilnehmer anschließen, die über einen eigenen Anschluss direkt mit dem Mittelspannungsnetz verbunden sind.

Durch das Einlesen der statischen Netzdaten (siehe Abbildung 6.1) erhält die Simulationsumgebung die Information, welche Knoten angeschlossene Verbraucher und Erzeugungsanlagen enthalten. Ebenfalls enthalten ist die Information über die Art der Verbraucher. Lasten, die direkt auf der Mittelspannungsebene angeschlossen sind, werden, analog zu den nicht dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen, zufällig aus einer Reihe von Verbraucherprofilen ausgewählt und mit der in den statischen Daten angegebenen installierten Leistung skaliert.

Bei angeschlossenen Ortsnetzen werden die Lastgänge der dort versorgten Haushaltskunden im Unterschied zu den beschriebenen Verbrauchergruppen individuell, nach einem Bottom-Up-Ansatz, erzeugt [127]. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die heute noch häufig genutzten Standardlastprofile für Haushaltskunden zur Nachbildung von Verbrauchern für die Nutzung im Softwaretest aus mehreren Gründen ungeeignet sind [35]:

- Die Standardlastprofile bilden ein über mind. 1000 Haushaltskunden gemittelt Verbraucherverhalten ab. In Abhängigkeit von der Bemessungsleistung der Transformatoren in den Ortsnetzstationen kann die Anzahl der versorgten Haushalte

jedoch sehr viel geringer und das resultierende Summenprofil dadurch deutlich volatiler sein.

- Die unveränderte Nutzung von Standardlastprofilen ermöglicht keine Abbildung von zeitlichen, leistungsindividuellen Diversifikationen einzelner Verbraucher innerhalb eines Haushaltes.

Zur realitätsnahen Simulation von Lasten innerhalb eines Netzgebietes müssen unvorhersehbare, veränderliche Leistungsentnahmen nachgebildet werden. Um dieses Ziel zu erreichen, werden zufällige Verbraucherprofile erzeugt, die individuelle und zeitlich variable Leistungsentnahmen nachbilden. Dazu werden typische Leistungsaufnahmen von Haushaltsgeräten aus bis zu 50 Kategorien mit typischen Nutzungszeiten kombiniert. Darüber hinaus wird das statistische Vorkommen von Geräten aller Kategorien in Haushalten mit einbezogen, um eine Verteilungsfunktion für die Verbraucherprofile zu bilden. Diese Modellierung ermöglicht es, für jeden Verbraucher in einem Netzgebiet ein individuelles, synthetisches aber realistisches und zeitlich variables Verbraucherprofil zu erzeugen. Ein Beispiel für ein solches Profil wird auf der linken Seite von Abbildung 6.3 für einen Zeitraum von einem Tag dargestellt.

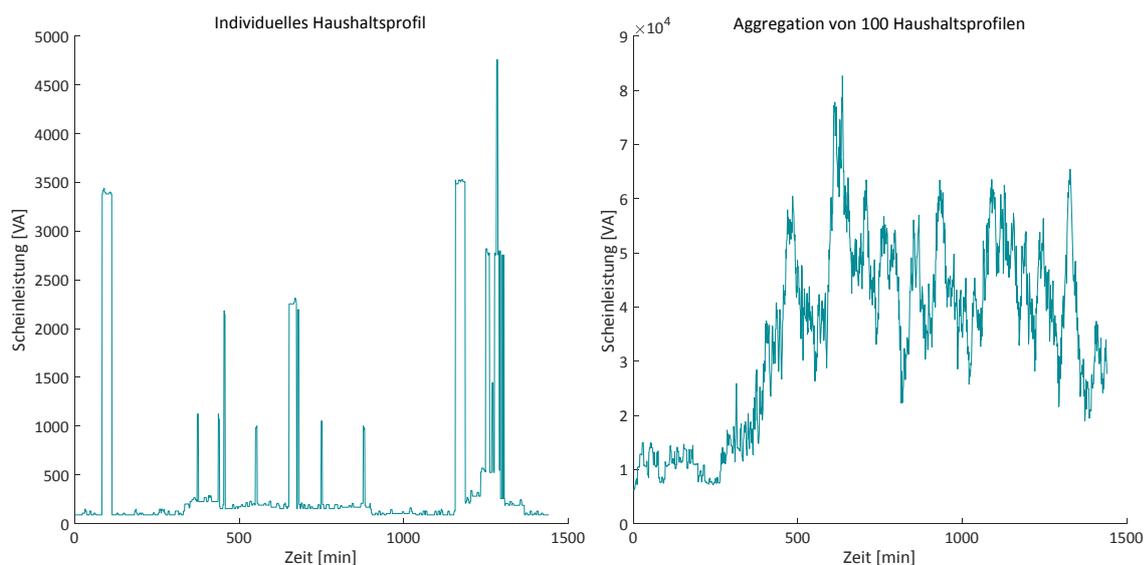


Abbildung 6.3: Beispiele für ein generiertes, individuelles Haushaltsprofil sowie für kumulierte Haushaltsprofile eines Niederspannungsnetzes

Sofern diese individuellen Verbrauchsprofile in großer Anzahl und kumuliert betrachtet werden, ergibt sich daraus ein Gesamtprofil, vergleichbar zum Standardlastprofil für Haushalte. Bei der Modellierung von Niederspannungsnetzen wird, in Abhängigkeit von der parametrisierten Bemessungsleistung der Ortsnetztransformatoren, eine Vielzahl dieser individuellen Profile kumuliert. Werden z. B. für ein Niederspannungsnetz, das über einen Ortsnetztransformator mit einer Bemessungsleistung von 400 kVA an das Mittelspannungsnetz angeschlossen ist, 100 individuelle Haushaltsprofile erzeugt und aggregiert, ergibt sich ein aggregiertes Verbraucherprofil, wie es auf der rechten Seite von Abbildung 6.3 dargestellt wird. Um das Referenzszenario für den Abgang 2 in Abbildung 6.2 zu erhalten, wird dann ein auf diese Weise

kumuliertes Haushaltsprofil mit dem modifizierten PV-Einspeiseprofil (mit umgekehrten Vorzeichen) zusammengefasst.

6.1.1.3 Leistungsflussberechnung zur Ermittlung der Referenzdaten

Im folgenden Schritt der Simulationsumgebung erfolgt die Berechnung der Referenzdaten aus den erzeugten Lastprofilen und den Leitungsparametern der statischen Netzdaten. Es wird bei vorliegender, vollständiger Information über das Netz und damit voll besetztem Gleichungssystem der in Abschnitt 4.2.3 beschriebene Leistungsfluss-Algorithmus angewendet, um für jede Minute des zu berechnenden Zeitraums einen Referenzzustand zu bestimmen [71, 98]. Die errechneten, quasi-realen Zustandsdaten werden in Form von komplexen Spannungen an allen Knoten und Strömen in allen Zweigen als „wahre Werte“ gespeichert. Während der Fehleranalyse wird aus diesen Werten und den Ergebnissen der Zustandsidentifikation der Schätzfehler für den Simulationszeitraum ermittelt.

6.1.1.4 Extraktion der Pseudo-Messwerte

Vor dem Aufruf der virtuellen Instanz des Automatisierungssystems werden aus den im letzten Schritt berechneten Referenzdaten die Pseudo-Messwerte für die Zustandsidentifikation erzeugt. In Abhängigkeit von der angegebenen Messtopologie werden die entsprechenden Messwerte aus den Referenzdaten extrahiert und als zyklische Prozesswerte der virtuellen Instanz zur Verfügung gestellt. Die vollständige Information zum Netzzustand wird also, wie im realen Netz, für die Zustandsidentifikation auf die Information reduziert, die über die vorhandenen Messwertgeber ermittelt werden kann.

Die Simulationsumgebung kann zur Generierung der Pseudo-Messwerte so parametrisiert werden, dass auftretenden Messfehler der Sensoren möglichst realitätsgetreu nachgebildet werden. Daher wird bei Auswahl einer entsprechenden Funktion der Simulationsumgebung für jeden Pseudo-Messwert ein Messfehler simuliert, der von der Klassengenauigkeiten des Sensors bzw. der Genauigkeit des Wandlers abhängig ist. Der Messfehler wird in der Modellierung als normalverteilt betrachtet. Über die Parametrisierung der Simulationsumgebung kann angegeben werden, in welchem Bereich der resultierende Messfehler liegen soll. Wird der Messfehler z. B. auf den Wert von 1 % eingestellt, so werden die Messfehler für jede einzelne Messung so erzeugt, dass die Standardabweichung der Messfehler den Wert von 0,33 % in Bezug auf die tatsächlichen Messwerte annimmt und 99,73 % aller Messwerte in einem Intervall von ± 1 % um den tatsächlichen Wert der Messung liegen. Der tatsächliche Messwert und der auf diese Weise erzeugte Messfehler für jeden Zeitschritt und Sensor werden addiert und das Ergebnis als Prozesswert der Pseudo-Messung angenommen.

Über eine eigens hierfür entwickelte Schnittstelle zwischen der Simulationsumgebung und der virtuellen Instanz des Automatisierungssystems erfolgt im Anschluss der Austausch der

Prozesswerte in Richtung Automatisierungs-Instanz und im Anschluss an die Berechnung des Netzzustandes die Ausgabe der geschätzten Spannungen und Ströme als Ergebnis der Zustandsidentifikation.

6.1.1.5 Analyse des Schätzfehlers

Im Anschluss an die Berechnung des Netzzustandes, für jede Minute des Simulationszeitraums, erfolgt die Fehleranalyse. Die gespeicherten Informationen aus den Referenzdaten und der Zustandsidentifikation werden eingelesen und zur Berechnung des Schätzfehlers der Spannungen und Ströme verwendet. Wie in Abschnitt 4.3.2.1 beschrieben, kann als Zielgröße bei der Bestimmung einer Messtopologie sowohl der maximale, relative Fehler der Zustandsidentifikation als auch das Konfidenzintervall, das 99,73 % aller Datenpunkte umfasst, als Beurteilungskriterium herangezogen werden. Neben weiteren statistischen Kenngrößen, wie z. B. Mittelwerte und Standardabweichungen, werden diese auch im Rahmen der Fehleranalyse für die geschätzten Spannungen und Ströme ermittelt.

6.1.2 Verifikation der Zustandsidentifikation in der Simulationsumgebung

Mit Hilfe der beschriebenen Simulationsumgebung wurde der Algorithmus der Netzzustandsidentifikation umfassenden Validierungstests unterzogen. Diese Tests wurden anhand von Netzdaten neun realer Mittelspannungsnetze durchgeführt, die sich in der Größe sowie der Verbraucher- und Erzeugerstruktur stark unterscheiden. Tabelle 6.1 gibt einen Überblick über die wesentlichen Kenngrößen der Netze. Wie zu erkennen ist, unterscheiden sich die Netze in Bezug auf die Anzahl der Knoten, ihre Ausdehnung sowie ihre Anschlussleistung immens. Es wurden sowohl städtische als auch ländliche Mittelspannungsnetze berücksichtigt.

Die dezentrale Netzautomatisierung wurde im Rahmen der simulatorischen Validierung auf alle Mittelspannungsnetze angewendet. Dazu erfolgte eine Beschreibung aller Netze in Form der in den Abschnitten 4.2.1 und 6.1.1.1 statischen Netzdaten und einer anschließenden Positionierung von Sensoren auf Grundlage des in Abschnitt 4.3.2 beschriebenen Verfahrens zur Sensorpositionierung. Für jedes Netz wurden im Zuge der Simulationen sukzessive Sensoren hinzugefügt und der resultierende Schätzfehler der Zustandsidentifikation berechnet.

Das Ziel dieser Berechnung ist die Analyse des Schätzfehlers in Abhängigkeit des Ausstattungsgrades des Netzes mit Messwertgebern und damit die Aufdeckung des systemimmanenten Schätzfehlers unter Berücksichtigung einer spärlichen Messtopologie.

Tabelle 6.1: Kenngrößen der simulierten Mittelspannungsnetze zur Validierung der Zustandsidentifikation

Kenngröße	Netzcharakteristika
Nennspannung	10 kV & 20 kV
Anzahl der Knoten	92 – 514
Anzahl der Last- und Erzeugungsknoten	62 – 381
Installierte Leistung Erzeugungsanlagen (Mittelspannungs- & Niederspannungsebene)	6 – 127 MVA
Installierte Leistung Verbraucher	14 – 139 MVA
Leitungslängen	43 – 491 km

6.1.2.1 Ergebnisse für die Netzwerkpartitionierung

Für jedes der Netze wurden die Kenngrößen des Schätzfehlers bestimmt und analysiert. Mit der Vielzahl an Datenpunkten aus den betrachteten Netzen und den berechneten Sensorausstattungsgraden wurde untersucht, ob die Konvergenz des Verfahrens zur optimierten Sensorpositionierung (siehe Abschnitt 4.3.1) empirisch nachgewiesen werden kann und welche Ausstattungsgrade für eine ausreichende Genauigkeit der Zustandsidentifikation notwendig sind. Der Ausstattungsgrad η wird grundsätzlich als das Verhältnis zwischen der Anzahl der gemessenen Knoten A^{GK} und der Anzahl der Last- und Erzeugungsknoten A^{LK} im Netz definiert⁶

$$\eta = \frac{A^{GK}}{A^{LK}} \quad (6.1).$$

Die Berechnungen wurden zunächst ohne Berücksichtigung eines simulierten Messfehlers durchgeführt. Alle Pseudo-Messwerte aus den im Rahmen der Sensorpositionierung platzierten Sensoren wurden ohne Überlagerung eines Messfehlers an die Zustandsidentifikation übergeben.

Durch die unterschiedliche Anzahl an Lastknoten in den einzelnen Netzen kann es zu Unterschieden der Sensorausstattungsgrade im Dezimalbereich kommen, die keinen oder einen widersprüchlichen Einfluss auf die Schätzfehler haben. Um diesen Effekt zu verringern und den Einfluss der unterschiedlichen Leitungsdaten, Netz-, Verbraucher- und Erzeugerstruktur zu reduzieren, wurden die Berechnungsergebnisse in Klassen von Sensorausstattungsgraden aufgeteilt. Alle Ausstattungsgrade wurden zu Klassen in 1 % - Schritten zusammengefasst und der Mittelwert des Schätzfehlers jeder Klasse gebildet.

⁶ A^{LK} beschreibt demnach die Anzahl aller Knoten, an denen mindestens ein Verbraucher oder eine Erzeugungsanlage direkt auf Mittelspannungsebene oder mindestens ein Niederspannungsnetz angeschlossen ist.

Abbildung 6.4 zeigt das Ergebnis dieser Berechnungen und stellt den Schätzfehler der Spannung für alle Netze in Abhängigkeit des Sensorausstattungsgrades dar.

Der relative, durchschnittliche Fehler $f_{U,rel}^A$ stellt für alle Datenpunkte η_D den in Bezug zur Nennspannung U_n gesetzten Mittelwert f_U^{Dev} dar. Dieser wiederum gibt die durchschnittliche Abweichung zwischen der geschätzten Spannung \hat{U}_i und dem Referenzwert der Spannung U_i des Datenpunktes i dar. Jeder Datenpunkt stellt, wie in Abschnitt 4.3.2.1 beschrieben, den Spannungswert einer bestimmten Minute t am Knoten k dar.

$$f_{U,rel}^A = \frac{f_U^{Dev}}{U_n} \cdot 100\% \quad (6.2)$$

$$\text{mit } f_U^{Dev} = \frac{1}{\eta_D} \cdot \sum_{i=1}^{\eta_D} |\hat{U}_i - U_i| \quad (6.3)$$

Das 99,73 % - Konfidenzintervall beschreibt die Grenze des Intervalls um die durchschnittliche Abweichung, in dem 99,73 % aller Datenpunkte liegen (entspricht dem Dreifachen der Standardabweichung), ebenfalls in Bezug zur Nennspannung gesetzt.

$$f_{U,rel}^{KI} = \frac{1}{U_n} \cdot 3 \cdot \sqrt{\frac{1}{\eta_D - 1} \cdot \sum_{i=1}^{\eta_D} \left| |\hat{U}_i - U_i| - f_U^{Dev} \right|^2} \cdot 100\% \quad (6.4)$$

Der maximale Fehler wird sowohl absolut als auch relativ angegeben, er beschreibt den Fehler, der in einem bestimmten Zeitpunkt t des Simulationszeitraums an einem der Knoten maximal aufgetreten ist. Der absolute Fehler der Spannungsschätzung wird bei der relativen Größe in Bezug zur tatsächlichen Spannung im Datenpunkt i gesetzt.

$$f_{U,abs}^{\max} = \max(|\hat{U}_i - U_i|) \quad \forall i \in \eta_D \quad (6.5)$$

$$f_{U,rel}^{\max} = \max\left(\frac{|\hat{U}_i - U_i|}{U_i}\right) \cdot 100\% \quad \forall i \in \eta_D \quad (6.6)$$

Wie in Abbildung 6.4 zu erkennen ist, nimmt der Schätzfehler bereits bei einer geringen Sensorausstattung mit jedem zusätzlich installierten Sensor stark ab. Eine weitere Reduzierung des Schätzfehlers ist danach nur mit dem Einsatz einer größeren, zusätzlichen Menge an Sensoren umsetzbar.

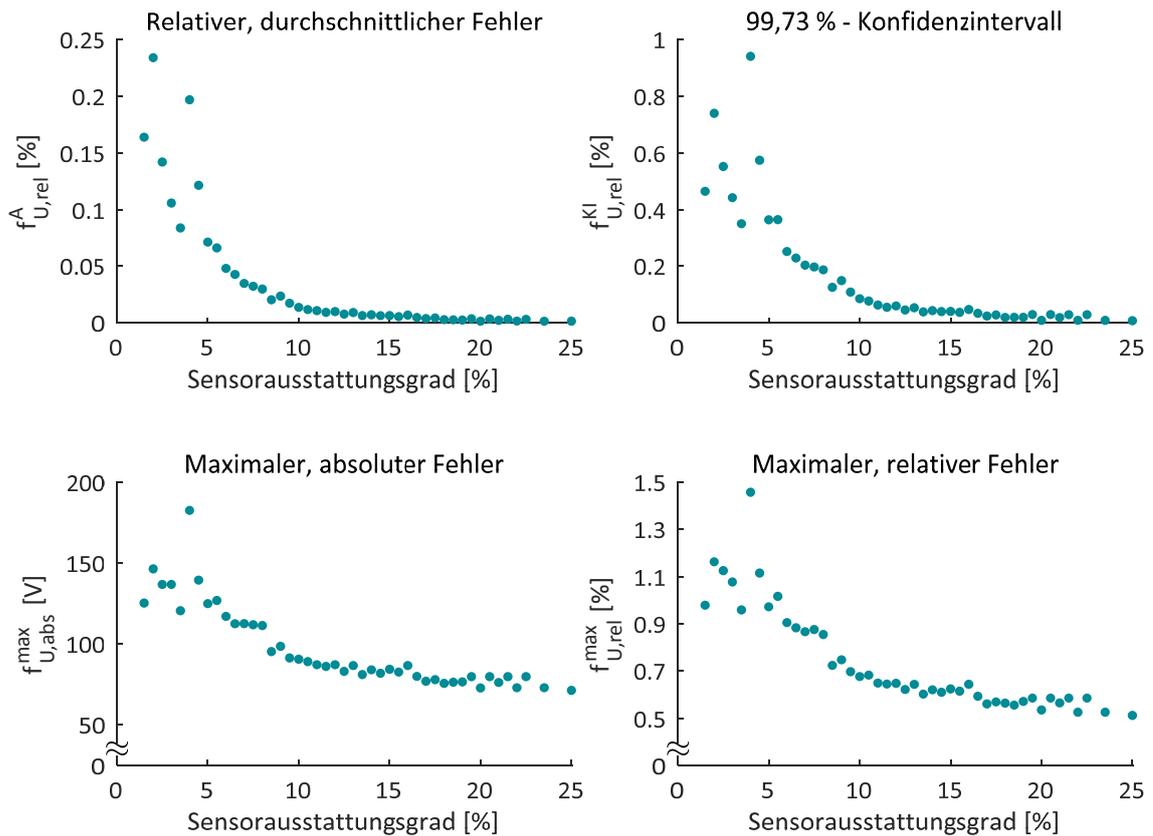


Abbildung 6.4: Schätzfehler der Spannungen mit der Netzwerkpartitionierung ohne Messfehler

Auffallend ist ebenfalls, dass die Konvergenz des Verfahrens insbesondere im niedrigen Bereich der Sensorausstattungsgrade nicht ganz gegeben ist. In einigen Fällen steigt der Schätzfehler der Spannungen trotz Anhebung des Sensorausstattungsgrades deutlich an, wie z. B. durch den obersten Ausreißer in Abbildung 6.4 zu beobachten ist. Ursache dieser Abweichungen ist die große Heterogenität der Netze in Bezug auf ihre Verbraucher- und Erzeugerstruktur und der große Einfluss, den zusätzliche Sensoren, vor allem im niedrigen Bereich der Sensorausstattungsgrade, auf den Schätzfehler haben. Dadurch kommt es bei ungewöhnlichen Lastsituationen in Verbindung mit speziellen Verteilungen der Sensoren im Netz zu Effekten, bei denen der Schätzfehler trotz zusätzlicher Sensoren ansteigen kann. Da der Sensorausstattungsgrad in diesen Bereichen nach den durchgeführten Untersuchungen jedoch insgesamt zu niedrig und die Ausstattung des Mittelspannungsnetzes mit dieser geringen Anzahl von Sensoren nicht empfehlenswert ist, kann dieser Effekt vernachlässigt werden.

Der Verlauf des Schätzfehlers mit zunehmendem Ausstattungsgrad ist dagegen deutlich homogener. Ab einem Sensorausstattungsgrad von 10 % ist ein maximaler, relativer Schätzfehler von ca. $f_{U,rel}^{max} = 0,68$ % zu erzielen, der relative, durchschnittliche Fehler liegt ab dieser Sensorausstattung bei $f_{U,rel}^A = 0,014$ %. Damit liegt für 99,73 % der Berechnungsergebnisse der Schätzfehler unter einem Wert von $f_U = 0,099$ %. Wird die Sensorausstattung auf einen Wert von 15 % erhöht, so ist ein maximaler, relativer Fehler von $f_{U,rel}^{max} = 0,62$ % möglich und der relative, durchschnittliche Fehler liegt bei $f_{U,rel}^A = 0,0065$ %. Soll ein maximaler, relativer Fehler von

weniger als $f_{U,rel}^{max} = 1\%$ unterschritten werden, so ist dies aggregiert betrachtet bereits ab einem Sensorausstattungsgrad von 6% möglich, im praktischen Einsatz sollte jedoch, aufgrund der großen Unterschiede im unteren Sensorausstattungsgrad, generell eine netzindividuelle Analyse durchgeführt werden.

Der Einfluss des Messfehlers auf die Höhe und den Verlauf des systemimmanenten Schätzfehlers bei zunehmenden Ausstattungsgrad wurde im nächsten Schritt überprüft. Das Ergebnis dieser Berechnungen ist in Abbildung 6.5 dargestellt. Die Untersuchungen bzgl. des Sensorausstattungsgrades wurden in diesem Fall unter Berücksichtigung eines simulierten Messfehlers aller gemessenen Größen durchgeführt. Der Messfehler wurde im Rahmen dieser Tests, wie in Abschnitt 6.1.1.4 beschrieben, mit einem Wert von 1% parametrisiert. Wie beschrieben, nimmt die Standardabweichung der Messfehler damit einen Wert von 0,33% in Bezug auf die tatsächlichen Messwerte an, 99,73% aller Messwerte liegen in einem Intervall von $\pm 1\%$ um den tatsächlichen Wert der Messung.

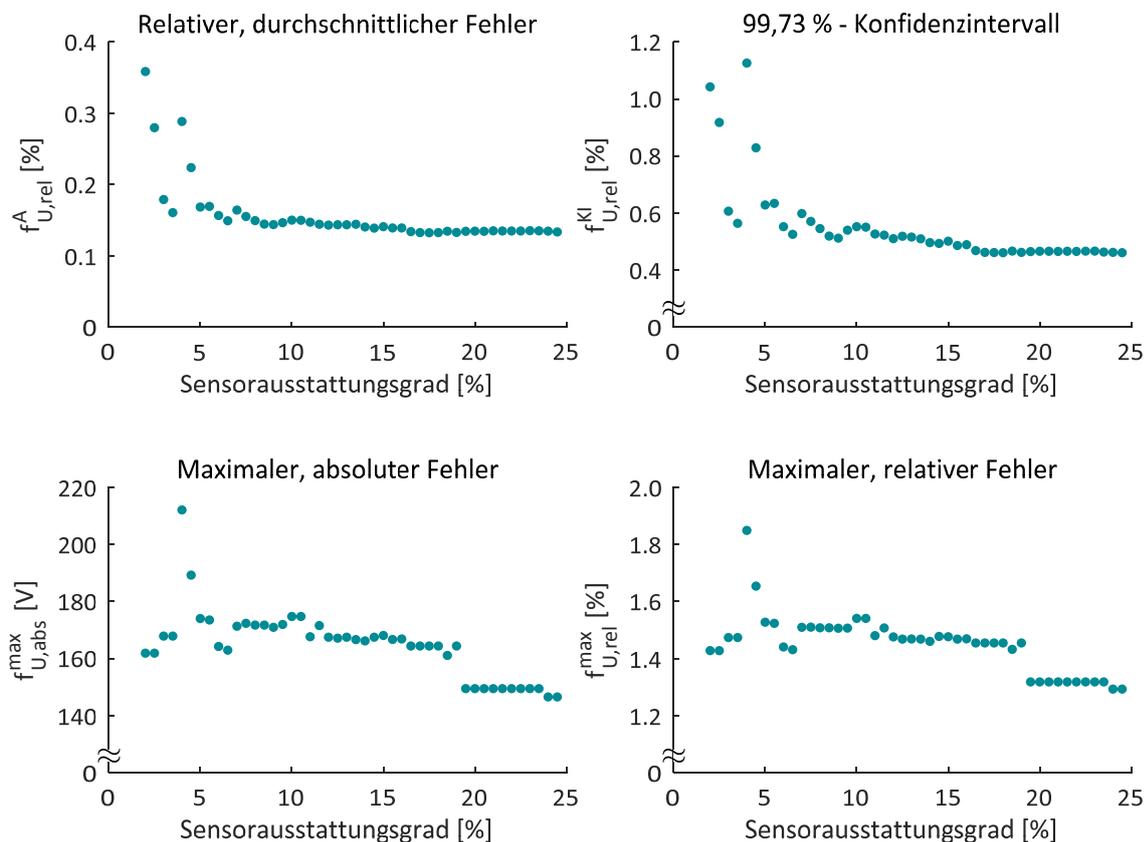


Abbildung 6.5: Schätzfehler der Spannungen mit der Netzwerkpartitionierung inkl. Messfehlern

Insgesamt wird in Abbildung 6.5 deutlich, dass unter dem stochastischen Einfluss des Messfehlers der Verlauf des Schätzfehlers noch weniger monoton fallend ist als ohne Berücksichtigung des Messfehlers, zusätzlich ist der Fehler erwartungsgemäß höher. Die Konvergenz des Verfahrens zur Sensorpositionierung ist bei Einbeziehung eines simulatorischen Messfehlers daher nicht

Das Netz wird in der dargestellten Struktur als Ringnetz mit geöffneten Trennstellen betrieben, aus Gründen der Übersichtlichkeit werden diese nicht abgebildet.

Mit dieser ermittelten Messtopologie wurde im Anschluss eine Simulation über den Zeitraum eines gesamten Jahres durchgeführt. Am 25. Mai des Simulationsjahres trat am Knoten 7 der größte Schätzfehler auf, mit einer maximalen Abweichung von ca. $f_{U,rel}^{max} = -0,48\%$. Dies ist darauf zurückzuführen, dass der entsprechende Knoten in einem Netzbezirk mit hoher Leitungslänge und vielen Knoten liegt. Weist im Rahmen der Netzwerkpartitionierung die Verwerfung der Summenleistung des Netzbezirks auf die einzelnen Knoten aufgrund heterogener, realer Leistungen einen großen Fehler auf, so kann es auch in der Mitte eines Stranges zu größeren Abweichungen kommen. Dies gilt insbesondere deshalb, da am Knoten 77 eine 600 kW_p-Photovoltaikanlage angeschlossen ist, die bei hoher Abweichung der Einspeiseleistung vom Einspeiseprofil der Referenzanlage diesen Effekt verstärken kann. Über den gesamten Zeitraum lag mit dieser Sensorausstattung der arithmetische Mittelwert aller Schätzfehler bei ca. $f_{U,rel}^A = 0,019\%$, das 99,73 %-Konfidenzintervall hatte den Wert $f_{U,rel}^{KI} = 0,143\%$.

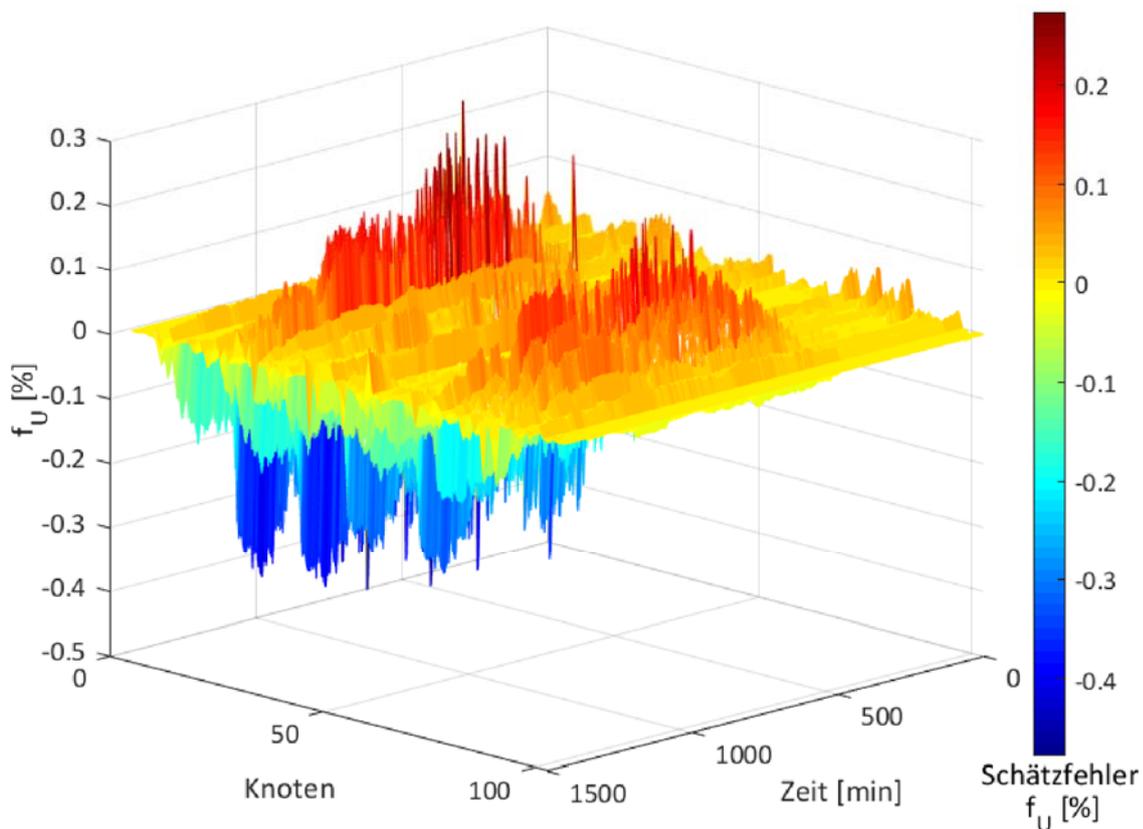


Abbildung 6.7: Schätzfehler der Spannungen mit der Netzwerkpartitionierung am 25. Mai

Die Abweichung der Zustandsidentifikation am 15. Mai des simulierten Jahres wird in Abbildung 6.7 dargestellt. Wie zu erkennen ist, treten die größten Fehler erwartungsgemäß am Mittag sowie am frühen Abend auf, da hier die Schwankungen der Spannungen aufgrund der hohen Leistungen der Verbraucher und der Erzeugungsanlagen aus Photovoltaik größer sind als beispielsweise

während der Nacht. Verhalten sich die Verbraucher und Erzeugungsanlagen bei hohen Leistungen sehr heterogen, so kommt es zu starken Schwankungen im Spannungsverlauf und dadurch zu grundsätzlich schwieriger abzuschätzenden Spannungswerten. Dies gilt insbesondere für den beschriebenen Knoten 7 und den benachbarten Knoten. Große Leistungen von auf Mittelspannungsebene angeschlossenen Verbrauchern, sehr unterschiedliche Leistungsverläufe dieser Verbraucher sowie die Schwankungen in der Einspeiseleistung aus Photovoltaik-Anlagen sind an diesen Knoten für die erkennbaren Abweichungen mitverantwortlich.

Auffallend ist bei diesem Beispiel, dass die höchsten Abweichungen mit negativen Vorzeichen vorwiegend an den Knoten mit hohen Verbraucherleistungen auftreten. In den Szenarien mit negativen, relativen Schätzfehlern ist der berechnete Wert der Spannungen niedriger als der reale Wert. In den Szenarien mit positiven, relativen Schätzfehlern wurde die Spannung zu hoch berechnet. Der zweite Fall tritt häufig an den Knoten mit großen Einspeiseleistungen auf. Beides spricht für eine entsprechende Überschätzung der jeweiligen Ersatzwerte und erfordert weiteren Forschungsbedarf zur Überprüfung, inwieweit es sich hierbei um einen systematischen Fehler handelt.

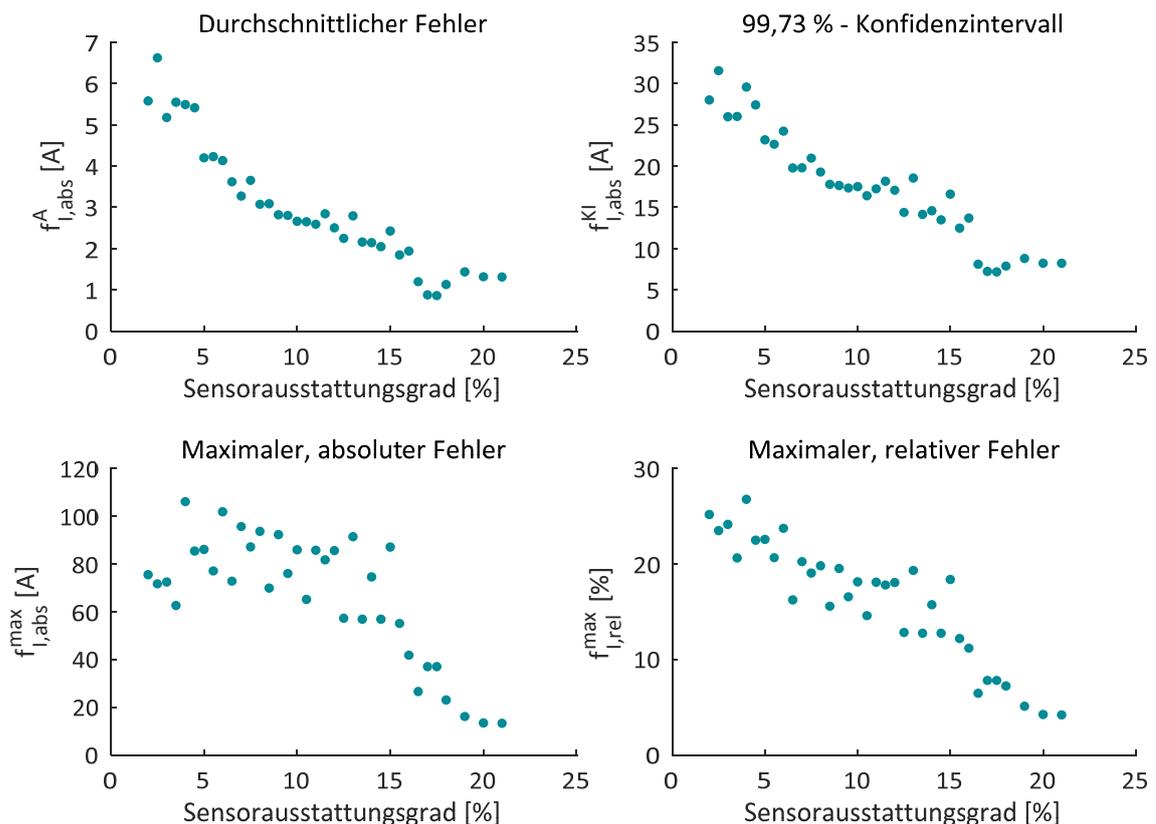


Abbildung 6.8: Schätzfehler der Ströme mit der Netzwerkpartitionierung ohne Messfehler

Der durchschnittliche Schätzfehler $f_{i,abs}^A$ (siehe Gleichung (6.7)) für den Betrag der geschätzten Zweigströme in Abhängigkeit von der Sensorausstattung ist in der oberen, linken Grafik der Abbildung 6.8 dargestellt. Jeder Datenpunkt i stellt hier den Stromwert in einer bestimmten Minute des Simulationszeitraums und in einem bestimmten Leitungszweig des Netzes dar. Da

hier ein allgemeingültiger Bezugswert, wie im Zuge der Fehleranalyse der Spannungen die Nennspannung, fehlt, wird der Fehler als absolute Größe abgebildet.

$$f_{I,abs}^A = \frac{1}{\eta_D} \cdot \sum_{i=1}^{\eta_D} |\hat{I}_i - I_i| \quad (6.7)$$

Das 99,73 %-Konfidenzintervall $f_{I,abs}^{KI}$ wird ebenfalls als absolute Größe ermittelt, ansonsten stellt dieses, analog zum zuvor beschriebenen Konfidenzintervall der Spannungen, die Grenze dar, innerhalb derer 99,73 % aller Datenpunkte liegen.

$$f_{I,abs}^{KI} = 3 \cdot \sqrt{\frac{1}{\eta_D - 1} \cdot \sum_{i=1}^{\eta_D} |\hat{I}_i - I_i| - f_{I,abs}^A}^2 \quad (6.8)$$

Der maximal aufgetretene Schätzfehler der Ströme kann dagegen zusätzlich zu seiner absoluten Größe auch als relative Größe abgebildet werden, der absolute Fehler wird dazu in Bezug zum thermischen Grenzstrom I_{th} des betrachteten Leitungszweiges gesetzt. Diese Kennzahlen beschreiben demnach den maximalen, absoluten Fehler $f_{I,abs}^{\max}$ sowie den maximalen, relativen Fehler $f_{I,rel}^{\max}$, der in einem bestimmten Datenpunkt i in einem der Leitungszweige aufgetreten ist.

$$f_{I,abs}^{\max} = \max(|\hat{I}_i - I_i|) \quad \forall i \in \eta_D \quad (6.9)$$

$$f_{I,rel}^{\max} = \max\left(\frac{|\hat{I}_i - I_i|}{I_{th}}\right) \cdot 100\% \quad \forall i \in \eta_D \quad (6.10)$$

Der Verlauf der Schätzfehler ist hinsichtlich der Ströme deutlich weniger eindeutig als bei den Schätzfehlern der Spannungen. Schon leichte Fehler bei der Spannungsberechnung führen aufgrund der Abhängigkeit der Ströme von den Spannungen und ihres Charakters einer sekundären Berechnungsgröße zu großen Fehlern. Der relative Fehler der geschätzten Ströme ist daher grundsätzlich auch höher als bei den Spannungen. Die Platzierung eines zusätzlichen Sensors kann bei ungünstigen Veränderungen in den geschätzten Spannungen zu einem höheren Fehler der Ströme führen. Weiterhin sind die Unterschiede zwischen den einzelnen Netzen der Simulationen deutlich größer als bei den Schätzfehlern der Spannungen, dies erschwert die eindeutige Aussage hinsichtlich eines Zusammenhangs zwischen Sensorausstattungsgrad und Schätzfehler zusätzlich.

Dennoch wird der Fehler durch eine Anhebung des Sensorausstattungsgrades grundsätzlich verringert. Der oben beschriebene Sensorausstattungsgrad von 16,5 % ist ausreichend hoch, um einen maximalen Stromfehler von $f_{I,rel}^{\max} = 10\%$ nicht zu überschreiten. Wird die tolerierte Grenze der Betriebsmittelauslastung, bei deren Überschreitung ein Regelungseingriff erfolgen soll, dementsprechend auf maximal 90 % von I_{th} parametrisiert, kann eine dauerhafte Überlastung der Betriebsmittel sicher verhindert werden. Der durchschnittliche thermische Grenzstrom liegt bei

allen betrachteten Netzen bei ca. 290 A. Werden die durchschnittlichen Fehler in Abbildung 6.8 in Bezug zu diesem Wert gesetzt, so ist ein durchschnittlicher Fehler von $f_{I,rel}^A = 1\%$ mit einem Sensorausstattungsgrad von 9 % zu erreichen.

6.1.2.2 Ergebnisse der Testung für die Sensitivitätsanalyse

Die Ergebnisse der Simulationen für den Schätzfehler der Spannungen in Abhängigkeit vom Sensorausstattungsgrad und bei Anwendung der Sensitivitätsanalyse werden in Abbildung 6.9 dargestellt.

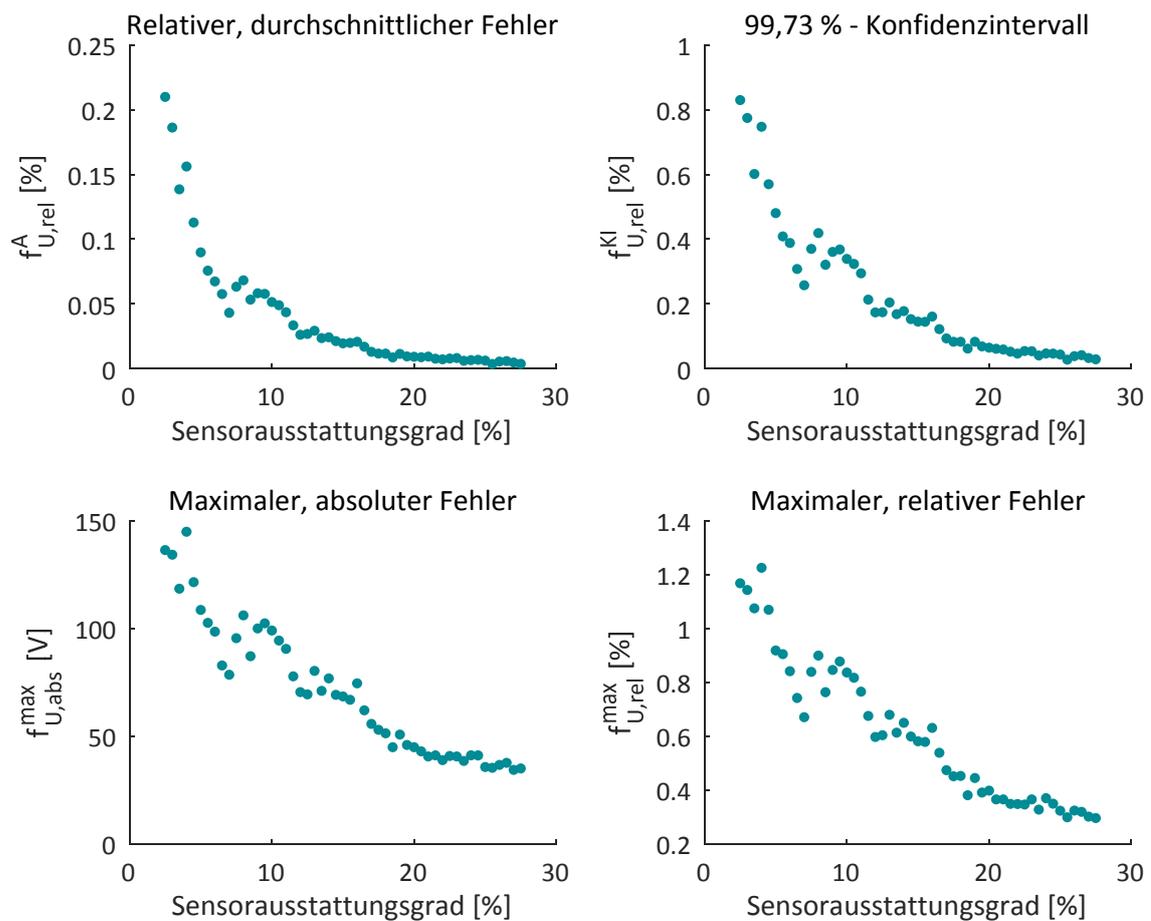


Abbildung 6.9: Schätzfehler der Spannungen mit der Sensitivitätsanalyse ohne Messfehler

Auch hier ist der Verlauf des Schätzfehlers der Spannungen mit zunehmender Ausstattung mit Sensoren stark fallend. Der maximale Fehler von $f_{U,rel}^{max} = 0,5\%$ wird im Durchschnitt über alle Netze ab einem Ausstattungsgrad von ca. 17 % unterschritten, 99,73 % aller Schätzfehler liegen damit in einem Intervall von ca. $f_{U,rel}^{KI} = 0,094\%$ um den durchschnittlichen Fehler $f_{U,rel}^A = 0,0131\%$. Mit diesem Ergebnis benötigt die Sensitivitätsanalyse einen etwas höheren Sensorausstattungsgrad als die Netzwerkpartitionierung um den maximalen Fehler $f_{U,rel}^{max}$ unter 0,5 % zu halten. Dies entspricht den Erwartungen, denn aufgrund der Messungen auf der Niederspannungsseite der Ortsnetztransformatoren fehlt dem Algorithmus der Sensitivitätsanalyse im Vergleich zur Netzwerkpartitionierung die Information zu den

Leistungsflüssen in den Zweigen der gemessenen Knoten. Dieser Nachteil wird durch die niedrigeren Kosten der Sensoren kompensiert, weshalb die Sinnhaftigkeit der Entscheidung, zwei verschiedene Verfahren zur Zustandsidentifikation umzusetzen und damit eine höhere Flexibilität des Systems bzgl. der Sensoren zu erreichen, an dieser Stelle noch einmal bestätigt wird.

Beide Verfahren zur Zustandsidentifikation weisen damit einen fallenden Verlauf der Schätzfehler der Spannungen in Abhängigkeit des Sensorausstattungsgrads auf. Die erforderlichen Sensorausstattungen weisen aber wie beschrieben Unterschiede auf, bei abweichenden Kosten für die jeweils einzusetzenden Sensoren. Um dies zu verdeutlichen, wurde erneut ein Vergleich der beiden Verfahren zur Zustandsidentifikation durchgeführt, bei dem das vorhandene Budget zur Optimierung der Messtopologie schrittweise erhöht wurde. Beide Verfahren wurden in jedem Schritt bei jeweils gleichem Budget miteinander in Bezug auf den Schätzfehler der Spannungen verglichen. Wie in Abbildung 6.10 zu erkennen ist, bestätigt sich auch hier der fallende Verlauf des Schätzfehlers der Spannungen. Die Sensitivitätsanalyse erreicht aufgrund der niedrigeren Kosten der Messungen auf Niederspannungsebene bei gleichem Budget in allen Fällen einen höheren Sensorausstattungsgrad als die Netzwerkpartitionierung. Durch die geringere Informationsdichte dieser Messungen ist die Genauigkeit der Sensitivitätsanalyse dennoch nicht deutlich größer als die der Netzwerkpartitionierung.

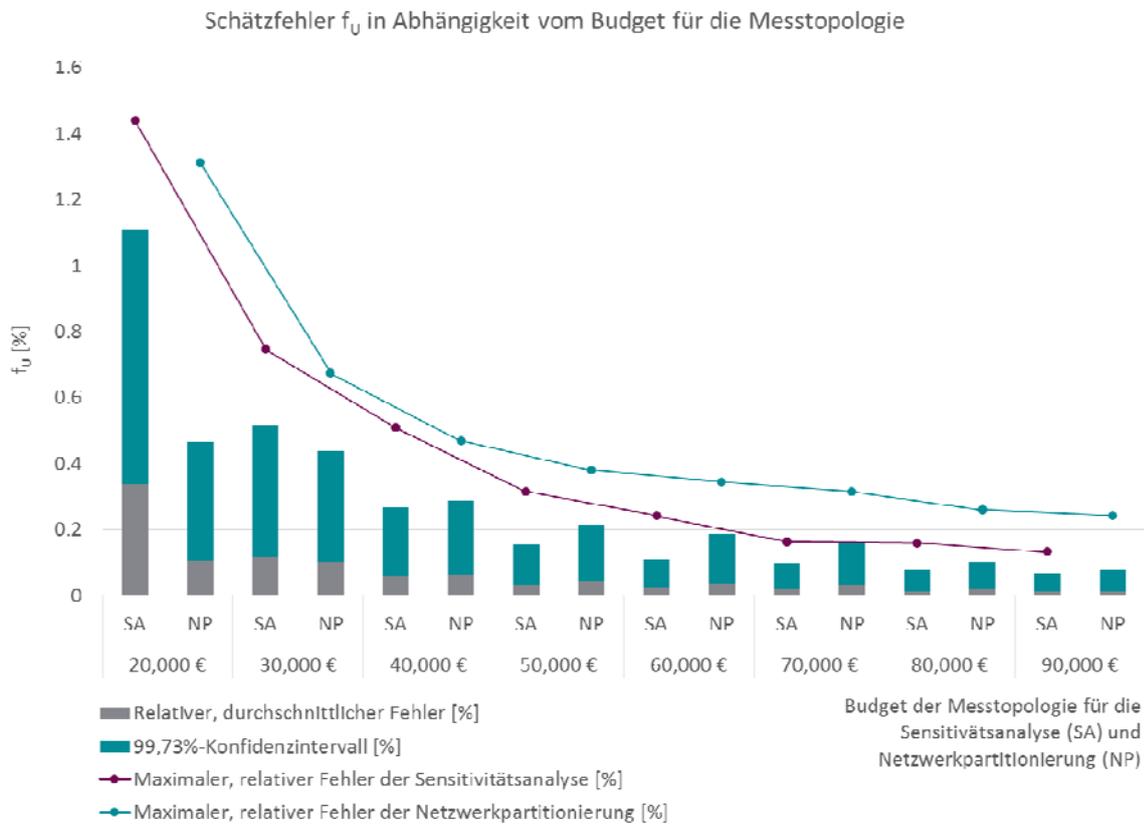


Abbildung 6.10: Vergleich der Schätzfehler der Sensitivitätsanalyse und der Netzwerkpartitionierung in Abhängigkeit des Budgets für die Messtopologie

Analog zum Verfahren der Netzwerkpartitionierung und der für dieses Verfahren ermittelten Messtopologie in Abbildung 6.6 wurde im Anschluss auch für die Sensitivitätsanalyse eine Sensorpositionierung durchgeführt, bis ein Sensorausstattungsgrad von ca. 12 % erreicht wurde. Die daraus resultierende Messtopologie wird in Abbildung 6.11 dargestellt. Auch mit dieser Messtopologie wurde eine Simulation über den Zeitraum eines Jahres durchgeführt. Hier trat am 6. Mai des Simulationsjahres der größte Schätzfehler auf, mit einer maximalen Abweichung von ca. $f_{U,rel}^{max} = 0,38\%$. Die Abweichung der Zustandsidentifikation an diesem Tag ist in Abbildung 6.12 zu sehen. Über den gesamten Zeitraum lag mit dieser Sensorausstattung der relative, durchschnittliche Fehler bei $f_{U,rel}^A = 0,2\%$, mit einem Konfidenzintervall von $f_{U,rel}^{KI} = 0,096\%$.

Auch hier ist ein deutlicher Verlauf der Schätzfehler über den Tag zu erkennen, die höchsten Abweichungen treten während der Tageszeit auf. Zusätzlich überwiegt bei der Sensitivitätsanalyse der Anteil an positiven Schätzfehlern, die Spannungen wurden also in vielen Situationen zu hoch geschätzt. Dies liegt sowohl an der hohen Einspeisung durch Photovoltaikanlagen während des Tages und der resultierenden hohen Schwankung der Spannung aber insbesondere auch an einer geringen Genauigkeit der Schätzwerte der auf Mittelspannungsebene angeschlossenen Verbraucher.

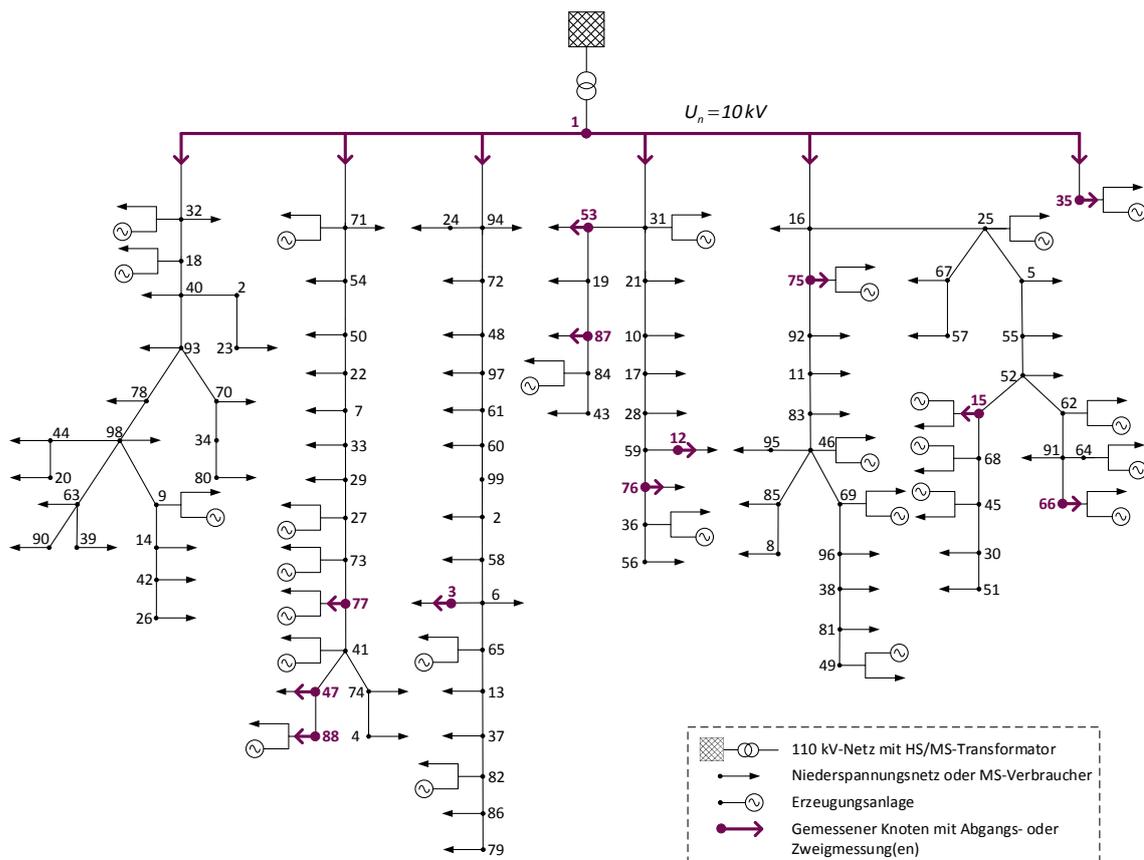


Abbildung 6.11: Sensorpositionierung für die Sensitivitätsanalyse in einem Testnetz

Grundsätzlich sind diese ohne zusätzliche Informationen (z. B. aus RLM, siehe Abschnitt 4.3.3) sehr schwierig zu schätzen. Die positiven Schätzfehler treten verstärkt in einem Netzstrang mit

einem hohen Anteil an diesen Verbrauchern auf. Durch die Umlegung der in der Regel geringen Auslastung der gemessenen Abgänge mit angeschlossenem Niederspannungsnetz auf die MS-Verbraucher werden deren Ersatzwerte häufig zu niedrig geschätzt, dies führt zu einer Überschätzung der Spannung und damit zu einem positiven Schätzfehler. Dennoch weisen die Berechnungen insgesamt eine ausreichend hohe Genauigkeit auf. Die Behebung dieses systematischen Fehlers sollte in zukünftigen Forschungsarbeiten angestrebt werden.

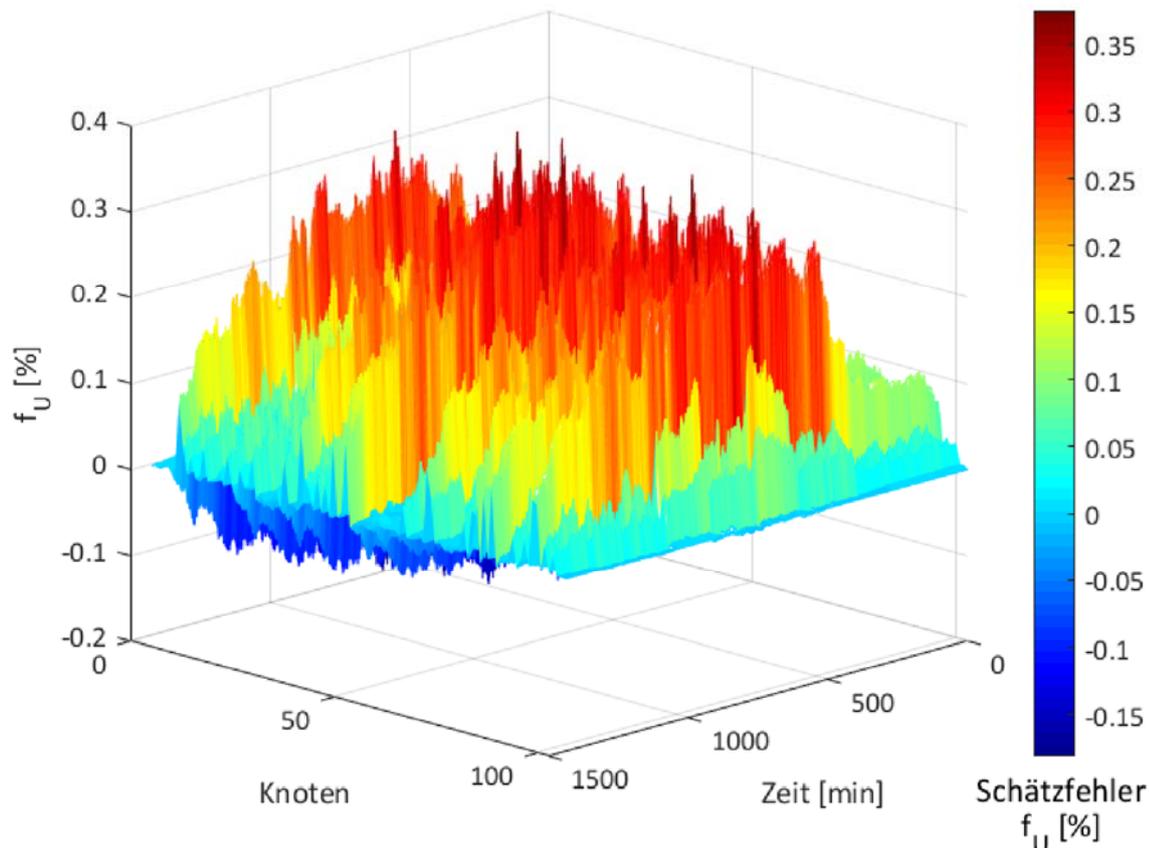


Abbildung 6.12: Schätzfehler der Spannungen mit der Sensitivitätsanalyse am 06. Mai

Die Güte zur Zustandsschätzung der Ströme für die neun Netze ist mit dem Verfahren der Sensitivitätsanalyse erwartungsgemäß deutlich heterogener als bei der Netzwerkpartitionierung, was in Abbildung 6.13 dargestellt wird. Der Schätzfehler schwankt hier stark in Abhängigkeit von den betrachteten Netzen. Der maximale Fehler liegt zwar bereits ab einem Sensorausstattungsgrad von 10 % unter einem Wert $f_{i,rel}^{max} = 10 \%$, der Durchschnittswert für alle Netze ist jedoch bei einer Schwankungsbreite von ca. 5 Prozentpunkten um diesen Wert nicht sehr aussagekräftig. Die Werte schwanken sehr stark in Abhängigkeit vom untersuchten Netz und sollten daher kritisch betrachtet werden.

Aufgrund dieser großen Schwankungsbreite sollte das Verfahren der Sensitivitätsanalyse während der Parametrierung des Automatisierungssystems in einem realen Netz, das mit dem Ziel einer Überwachung und Regelung der Betriebsmittelauslastung in Betrieb genommen werden soll, verstärkt mit Sensoren ausgestattet werden. Eine netzindividuelle Sensorpositionierung und eine

umfangreiche Validierung der resultierenden Sensorausstattung ist in diesem Fall zwingend erforderlich, um eine ausreichende Schätzgüte gewährleisten zu können. Das Verfahren der Sensitivitätsanalyse ist aufgrund der verwendeten Abgangsmessungen und der daraus resultierenden großen Schätzfehler der Ströme ansonsten nicht für den Einsatz einer Stromregelung zu empfehlen.

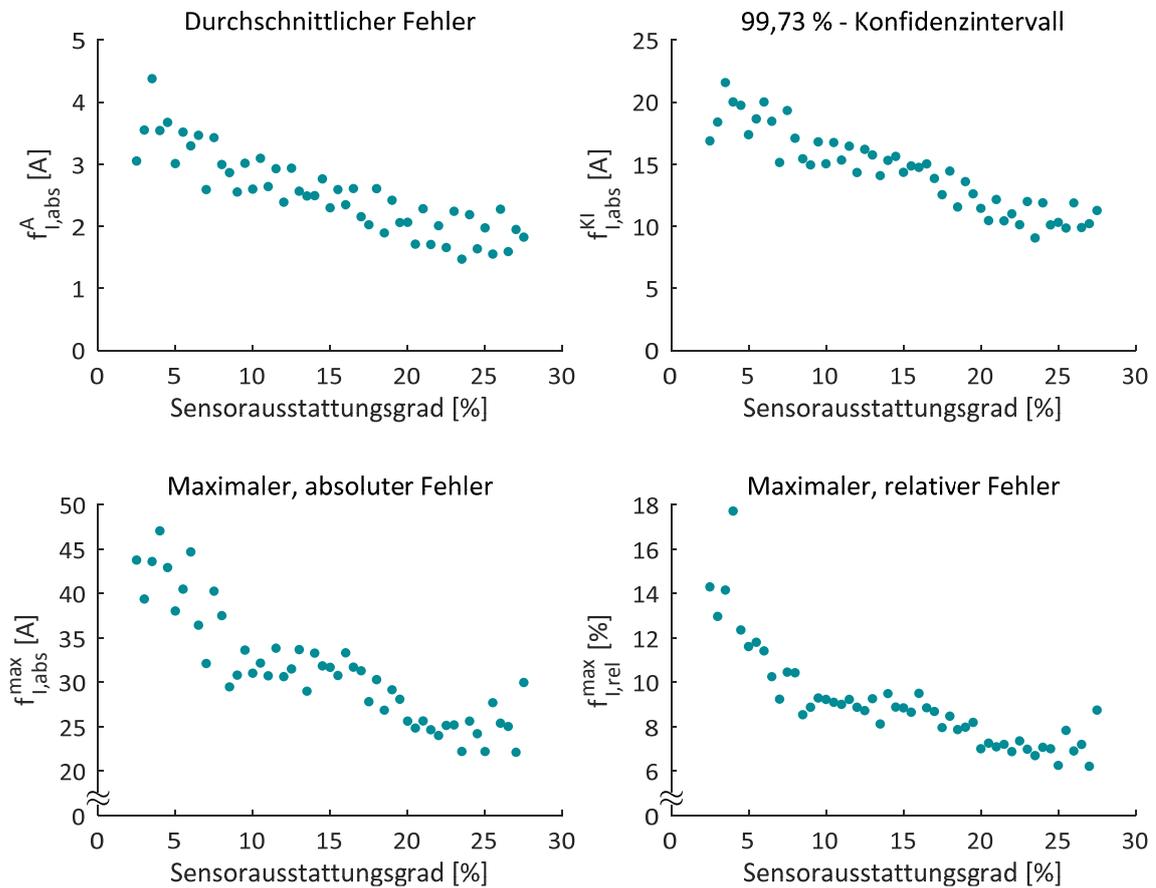


Abbildung 6.13: Schätzfehler der Ströme mit der Sensitivitätsanalyse ohne Messfehler

6.2 Verfahrenvalidierung im Feldtest

Die im letzten Abschnitt beschriebenen Untersuchungen zur Genauigkeit der Zustandsidentifikation bilden mit Hilfe der durchgeführten Simulationen lediglich den systemimmanenten Schätzfehler der beiden Verfahren ab, der durch die spärliche Messtopologie im Mittelspannungsnetz verursacht wird. Der Einfluss des Messfehlers kann zwar, wie in Abbildung 6.5 dargestellt, modelltechnisch nachgebildet werden, es können dabei jedoch nicht vollständig die realen Gegebenheiten im Netz modelliert werden.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden daher umfangreiche Feldtestuntersuchungen in einem ländlichen Mittelspannungsnetz durchgeführt. Hier sollte der reale Schätzfehler ermittelt werden, der durch die Überlagerung des systemimmanenten Schätzfehlers mit Fehlern aufgrund unzureichender Datenpflege und Messfehlern der eingesetzten Sensoren entsteht.

Zu diesem Zweck wurde im betrachteten Netzgebiet das Automatisierungssystem installiert und die dort bereits vorhandenen Messungen auf der Niederspannungsseite der Ortsnetztransformatoren an das System angebunden. Eine Validierung dieser Messtopologie mit Hilfe der Simulationsumgebung hat zum Ergebnis, dass mit der vorhandenen Messtopologie eine ausreichend genaue Zustandsidentifikation voraussichtlich gewährleistet werden kann. Aufgrund der Messung auf Niederspannungsebene kam in diesem Feldtest lediglich die Sensitivitätsanalyse zum Einsatz.

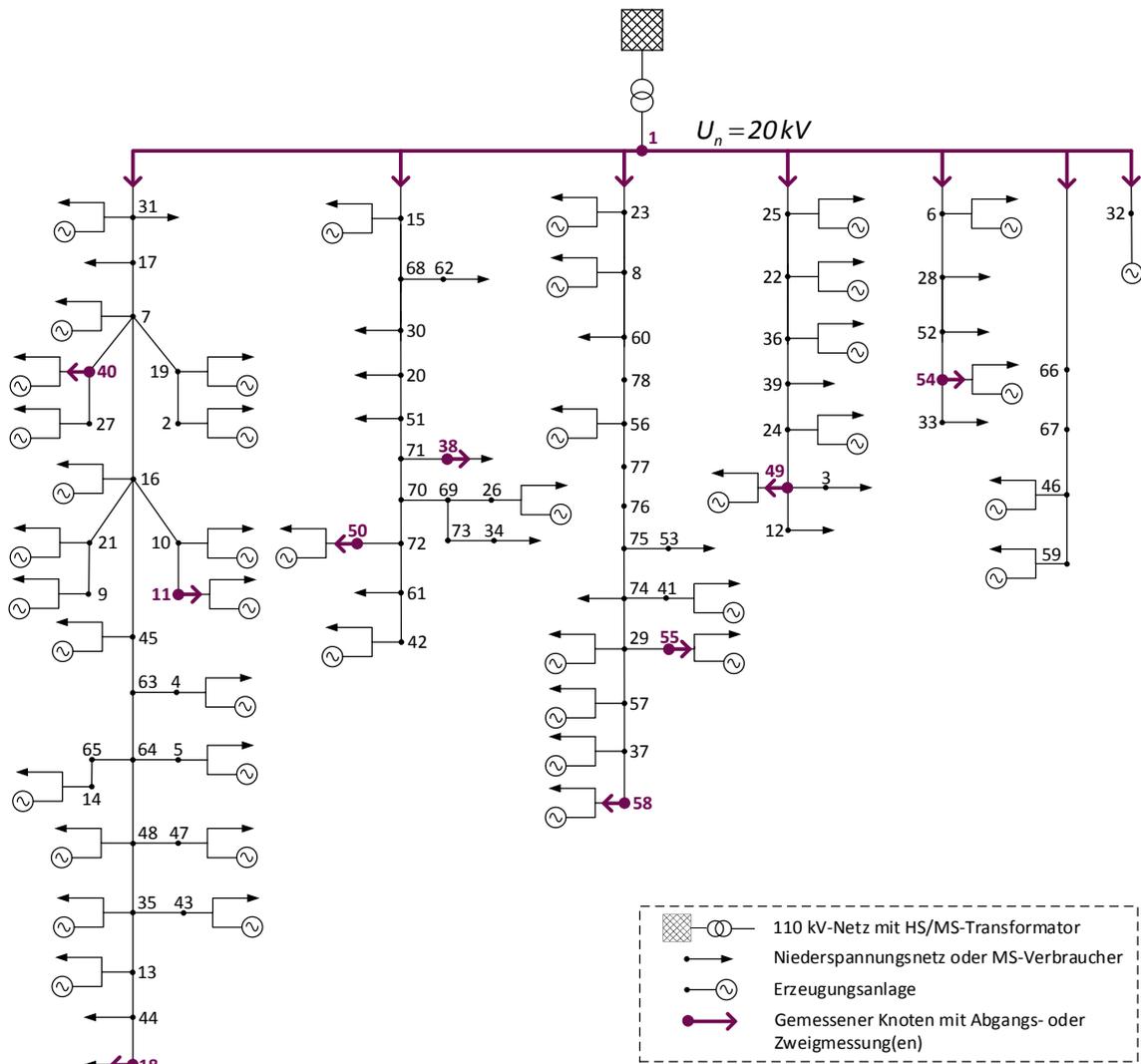


Abbildung 6.14: Ländliches Mittelspannungsnetz aus den Felduntersuchungen

Das überwachte Netzgebiet wird schematisch in Abbildung 6.14 dargestellt. Die farblich markierten Knoten stellen die Ortsnetzstationen dar, in denen die niederspannungsseitigen Abgangsmessungen installiert sind. Farblich markiert sind auch der Knoten 1 und die dort vorhandenen Zweigmessungen. Hierbei handelt es sich um das Umspannwerk des Netzes. Zur Validierung in den Feldtestuntersuchungen wurde nach Installation und Parametrierung des Systems jeweils eine von vier dezentralen Messungen (Knoten 11, 40, 50 und 54) über einen

spezifischen Zeitraum temporär aus der Messtopologie ausgeklammert und für einen Ex-post-Vergleich zwischen den errechneten und den gemessenen Spannungswerten vorgehalten.

Die nachfolgend dargestellte Abbildung 6.15 und Abbildung 6.16 zeigen die Ergebnisse dieser Analysen beispielhaft für die Knoten 11 und 50 für einen ausgewählten Tag innerhalb des Beobachtungszeitraumes. Diese Knoten wurden ausgewählt, da in den enthaltenen Strängen weitere Messungen vorhanden sind, die für eine Durchführung der Zustandsidentifikation notwendig sind. Entsprechende Abbildungen für die Knoten 40 und 54 finden sich im Anhang. Abgebildet sind der Gesamtschätzfehler der Zustandsidentifikation sowie die relative Spannungsabweichung von der Nennspannung am jeweiligen Knoten. Letztere wird mit abgebildet, um aufzuzeigen, dass der Gesamtschätzfehler der Zustandsidentifikation in den kritischen Zeitpunkten mit hohen Spannungsabweichungen ausreichend geringe Werte annimmt, um auftretende Spannungsbandverletzungen sicher zu detektieren.

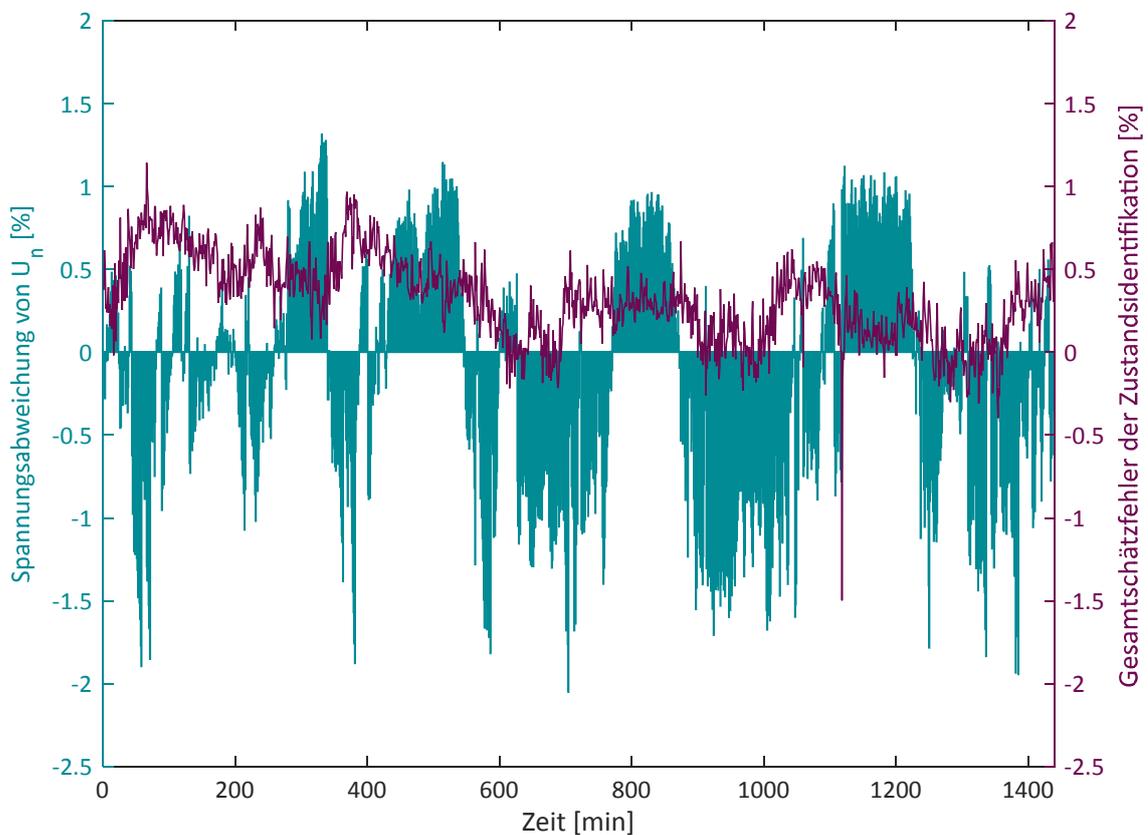


Abbildung 6.15: Gesamtschätzfehler am Knoten 11

Es wurde jeweils der Tag des Beobachtungszeitraumes ausgewählt, an dem die maximale Abweichung zwischen der errechneten und der gemessenen Spannung auftrat. Der Gesamtschätzfehler beinhaltet in diesen Untersuchungen den systemimmanenten Schätzfehler der Zustandsidentifikation, mögliche Fehler aufgrund unzureichender Datenpflege sowie die Messfehler der eingesetzten Sensoren. Die Messfehler der Sensoren beeinflussen dabei sowohl

das Ergebnis der Zustandsidentifikation als auch den Referenzwert der ausgeklammerten Validierungsmessung.

Am Knoten 11 hat der durchschnittliche Gesamtschätzfehler einen Wert von $f_{U,rel}^A = +0,4\%$ in Bezug auf die Referenzwerte. Die Spannung wird daher in den meisten Fällen überschätzt. Innerhalb des zugehörigen Netzstranges, der den Knoten enthält, wechseln sich Phasen mit einer auftretenden Anhebung als auch Phasen mit einer auftretenden Absenkung des Spannungsniveaus ab. Diese Phasen werden durch einen hohen Anteil von nicht dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen sowie auf Mittelspannungsebene angeschlossenen Verbrauchern im Strang verursacht, die beide deutlich in ihrer Leistung schwanken. Da die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen im Rahmen der Zustandsidentifikation als ihr Ersatzwert angenommen wird, wird ihre Leistung in den meisten Fällen zu hoch angesetzt. Dies führt zu einer berechneten Spannung, die über dem tatsächlichen Spannungsniveau liegt und damit in überwiegend positiven Schätzfehlern resultiert.

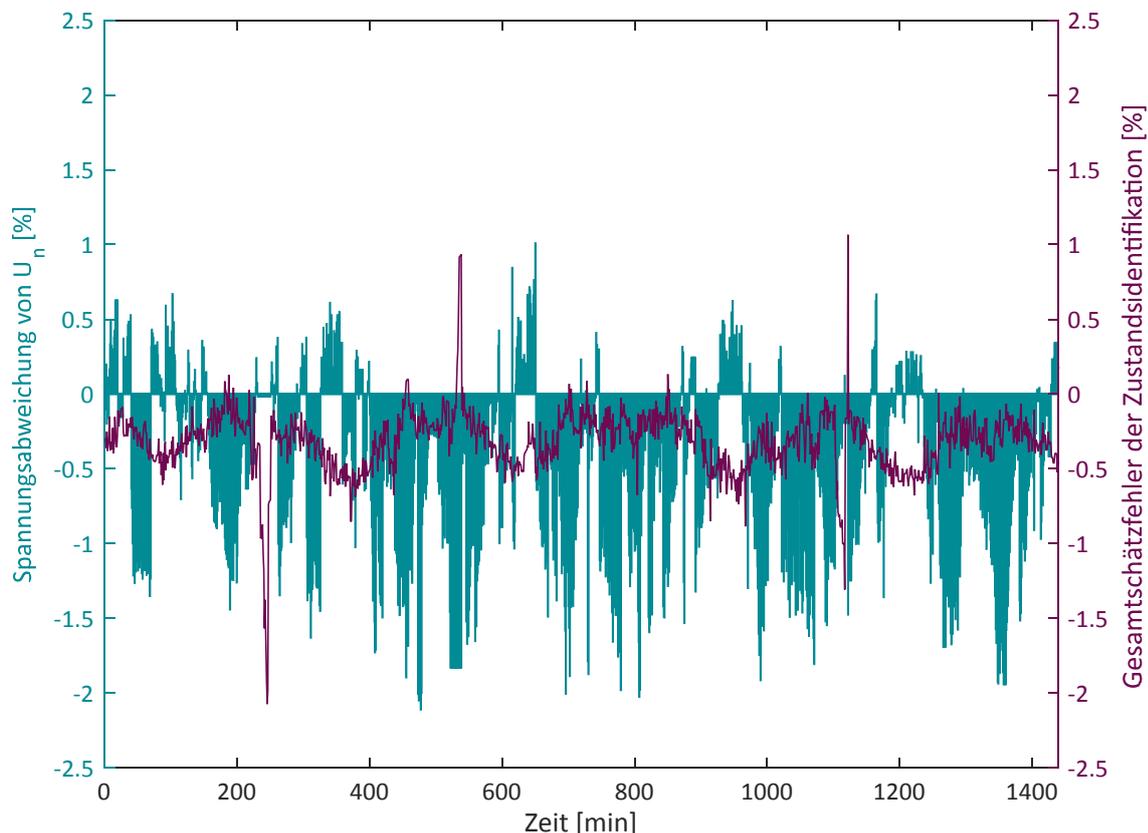


Abbildung 6.16: Gesamtschätzfehler am Knoten 50

Am Knoten 50 hat der durchschnittliche Gesamtschätzfehler einen Wert von $f_{U,rel}^A = -0,41\%$ in Bezug auf die Referenzwerte, die Spannung wird daher in der Regel als zu niedrig angenommen. Da die Leistung der Verbraucher im entsprechenden Netzstrang die erzeugte Leistung übertrifft, liegt die Spannung in den meisten Zeitpunkten unterhalb der Nennspannung. Der überwiegende Verbrauch entsteht hier in den angeschlossenen Niederspannungsnetzen. Eine zu hoch

angenommene Verbraucherauslastung (siehe Abschnitt 4.2.4.2) ergibt hier einen überwiegend negativen Schätzfehler.

Im gesamten Beobachtungszeitraum von vier Monaten ergab sich an den Knoten der Validierungsmessungen eine maximale prozentuale Abweichung von der Referenzmessung von $f_{U,rel}^{max} = -2,28\%$. Dies wurde am Knoten 50 festgestellt. Wie in Abbildung 6.16 zu erkennen ist, handelt es sich bei diesem Wert jedoch um einen kurzfristigen Ausreißer, die ebenfalls an den anderen Knoten auftreten. Sie sind auf kurzzeitige und selten vorkommende, hohe Messfehler der naheliegenden Spannungsmessung zurückzuführen, die den errechneten Spannungswert der Knoten im Umfeld beeinflussen. Die hohe Abweichung tritt jedoch nur für maximal zwei Berechnungszyklen auf und hat aufgrund von parametrierbaren Wartezeiten im nachgelagerten Regelungsalgorithmus keine fehlerhafte Regelung zur Folge. Da die Ausreißer zusätzlich ausschließlich in unkritischen Situationen auftreten, sind diese tolerierbar.

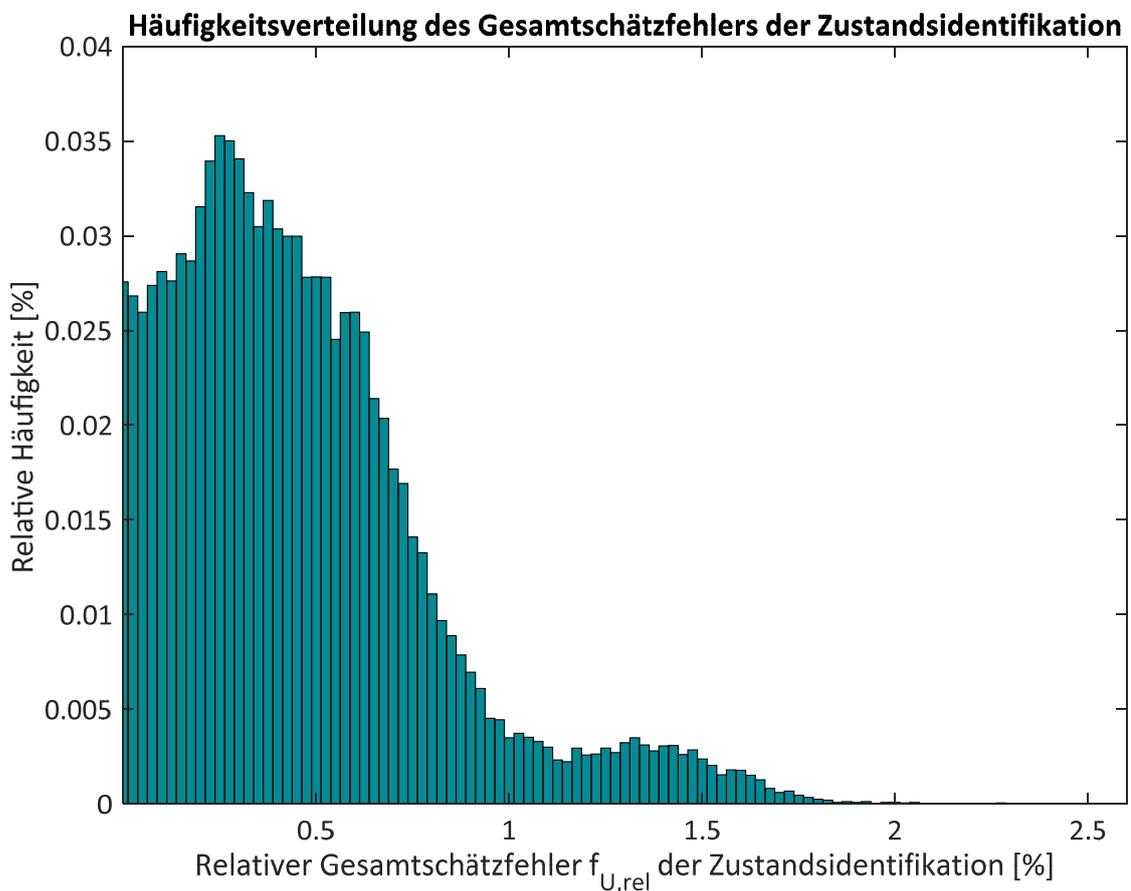


Abbildung 6.17: Häufigkeitsverteilung des Gesamtschätzfehlers der Zustandsidentifikation

Obwohl auch ohne signifikante Messfehler im Rahmen der Zustandsidentifikation vereinzelt hohe Abweichungen von bis zu 2 % auftreten können, ist der durchschnittliche Gesamtschätzfehler über alle Knoten mit $f_{U,rel}^A = 0,48\%$ deutlich geringer. Der Fehler liegt in Abhängigkeit des betrachteten Knotens mal vorwiegend im positiven, mal im negativen Wertebereich. Der Schätzfehler hat hierbei teilweise sehr unterschiedliche, von den im jeweiligen Strang

angeschlossenen Netzteilnehmern abhängige, Gründe. Wie beschrieben, und analog zu den Schätzfehlern im Rahmen der Simulationen (siehe Abschnitt 6.1.2), führt jedoch häufig ein Fehler in der Bildung der Ersatzwerte von leistungsstarken MS-Verbrauchern und Erzeugungsanlagen in Kombination mit einer hohen Anzahl dieser Netzteilnehmer in den Strängen zu einer Anhebung des Schätzfehlers. In den Minuten, in denen die Spannungen deutlich, als z.B. mehr als 2 % von der Nennspannung abweichen (diese Spannungsgrenze wird in allen Fällen nach unten verletzt), liegt der betragsmäßige Fehler der Zustandsidentifikation nicht höher als $|f_{U,rel}^A| = 0,4 \%$. Zusätzlich ist der Schätzfehler in fast allen Fällen negativ (lediglich in einer Minute liegt der Schätzfehler mit $f_{U,rel}^A = 0,39 \%$ im positiven Bereich). Die Situation wird daher stets kritischer geschätzt als sie tatsächlich ist. Spannungsbandverletzungen, unabhängig von der Definition der Höhe des zulässigen Spannungsbandes, werden also zuverlässig erkannt.

Um den durchschnittlichen Gesamtschätzfehler der Zustandsidentifikation, unabhängig von Ausreißern, deutlicher zu beschreiben, stellt Abbildung 6.17 die Häufigkeitsverteilung des Gesamtschätzfehlers über alle Validierungsmessungen und Datenpunkte dar. Wie zu erkennen ist, liegt der Schätzfehler für ca. 92,8 % und damit den größten Teil aller Datenpunkte des gesamten Testzeitraums in einem Bereich von $f_U \leq 1 \%$. Weitere 5,8 % der Datenpunkte liegen in einem Bereich von $1 \% < f_U \leq 1,5 \%$, damit haben 98,6 % aller Datenpunkte einen Schätzfehler von $f_U \leq 1,5 \%$.

Dies entspricht auf Grundlage der Simulationsergebnisse in Abschnitt 6.1 den Erwartungen. Die Differenz zwischen den Simulationsergebnissen und den Resultaten der Felduntersuchungen ist der Ungenauigkeit der eingesetzten Messungen, eventuellen Fehlern in den statischen Netzparametern sowie der Umrechnung der Werte von Nieder- auf Mittelspannungsebene geschuldet. Die genaue Aufteilung des Gesamtschätzfehler in die verschiedenen Bestandteile ist jedoch nur im Einzelfall möglich, da sowohl der Mess- und Umrechnungsfehler als auch der systemimmanente Schätzfehler im Zeitverlauf schwanken und der Schätzfehler der Zustandsidentifikation zusätzlich eine vom Messfehler abhängige Größe ist. Diese Schwierigkeit gilt ebenfalls für mögliche Fehler in den statischen Parametern, denn der Einfluss eines Fehlers in diesen Daten hat selbstverständlich nicht den gleichen Einfluss auf den Schätzfehler an allen Knoten. Generell kann aber davon ausgegangen werden, dass der Schätzfehler der Zustandsidentifikation und der Messfehler der Sensoren zumeist den größten Anteil am Gesamtschätzfehler haben.

Neben dem Gesamtschätzfehler wurden in Kapitel 4 weitere Anforderungen beschrieben, denen die Zustandsidentifikation für einen Einsatz in einem Automatisierungssystem gerecht werden muss. Die Rechenzeit der eingesetzten Algorithmen sowie die Robustheit der Verfahren bei Ausfall von Sensoren waren zwei Kriterien, die bei der Auswahl der Netzwerkpartitionierung und der Sensitivitätsanalyse zusätzlich zum Schätzfehler herangezogen wurden.

Im Rahmen dieser Arbeit wurden keine Untersuchungen durchgeführt, die explizit den Einfluss des Ausfalls von Sensoren auf die Genauigkeit der Zustandsidentifikation betrachtet haben. Es kann jedoch allgemeingültig festgehalten werden, dass ein Ausfall von Sensoren, die keine obligatorischen Sensoren darstellen, auch im Feldtest keinen negativen Effekt auf die Funktionsfähigkeit der Algorithmen und des Automatisierungssystems hatte. Die Rechenzeit des gesamten Algorithmus, also inklusive der Topologie-Initialisierung, Einlesen und Verarbeiten der Messwerte sowie Initialisierung und Durchführung der Zustandsidentifikation lag auch im Feldtest und auf dem Kleinfernwirkssystem in einem Bereich von einigen Sekunden und damit in einem ausreichenden Zeitrahmen, um auf Zustandsverletzungen reagieren zu können. Die Anforderungen der beiden Kriterien können daher im Feldtest als erfüllt angesehen werden.

6.3 Erkenntnisse aus der Analyse des Schätzfehlers

Aus den zuvor beschriebenen Ergebnissen der Simulationen und des Feldtests lassen sich folgende Erkenntnisse zum Schätzfehler und der daraus resultierenden Güte der Zustandsidentifikation ableiten:

- **Einfluss der Messtopologie:**

Die Schätzgüte der beiden implementierten Algorithmen zur Zustandsidentifikation ist in großem Maße von der Messtopologie abhängig. Sowohl die Position als auch die Anzahl der dezentralen Messungen haben einen enormen Einfluss auf die Genauigkeit.

- **Ursachen des Schätzfehlers:**

Der systemimmanente Schätzfehler der Zustandsidentifikation wird von Fehlern überlagert, die sich durch Fehler in der Parametrierung und durch Messfehler der eingesetzten Sensoren bzw. deren Wandler ergeben. Parametrierungsfehler entstehen insbesondere bei der Datenpflege der statischen Leitungs-, Verbraucher- und Erzeugerdaten. Die simulatorische Schätzgüte ist stets höher als die reale Schätzgüte im Mittelspannungsnetz.

- **Tolerierter Schätzfehler und Auslegung der Messtopologie:**

Damit die berechneten Zustandsdaten eine ausreichend genaue Entscheidungsgrundlage für den nachgelagerten Regelungsalgorithmus bilden, muss der geduldete Gesamtschätzfehler netzindividuell definiert werden. Dieser ergibt sich aus der tolerierten Spannungsgrenze im Mittelspannungsnetz und den Belastungsgrenzen der vorliegenden Leitungen. Die Berechnungen haben jedoch gezeigt, dass ein geduldeter, simulatorischer Schätzfehler der Spannungsbeträge $f_U^{\max} = 0,5 \%$ und ein Schätzfehler der Strombeträge $f_I^{\max} = 10 \%$ eine gute Entscheidungsgrundlage für die Regelungsfunktion bieten. Die Messtopologie und der Sensorausstattungsgrad ist dementsprechend auszulegen (siehe Abschnitt 6.1). Nach den Erkenntnissen aus den Simulationen ist dies, in Abhängigkeit von der Netz-, der Verbraucher- und Erzeugerstruktur sowie dem

verwendeten Verfahren der Zustandsidentifikation, mit einem Sensorausstattungsgrad von ca. 15-20 % sicher zu erreichen.

- **Einfluss der Erzeugungs- und Kundenanlagen:**

Die Schätzgüte ist in hohem Maße abhängig von der Anzahl und der installierten Leistung der Erzeugungsanlagen sowie der individuell angeschlossenen Sondervertragskunden im überwachten Netzgebiet. Ein hoher Anteil an Haushaltskunden und ein geringer Anteil an Sondervertragskunden erhöht die Schätzgüte aufgrund der kumulativen Effekte der Haushalte und ihres höheren Gleichzeitigkeitsfaktors.

- **Überwachung der Erzeugungs- und Kundenanlagen:**

Die Schätzgüte ist zudem in hohem Maße abhängig von dem Anteil der überwachten Erzeugungsanlagen und Sondervertragskunden. Mit steigendem Anteil der überwachten Anlagen bzw. Kundenstationen verringert sich der Schätzfehler.

- **Einfluss des Vermaschungsgrades:**

Die Schätzgüte der Verfahren nimmt mit zunehmender Spannungsstabilität des Netzes zu, ein hoher Vermaschungsgrad führt daher zu einer höheren Schätzgüte.

- **Verfahrensvergleich in Bezug auf die Spannungsschätzung:**

In Bezug auf die Schätzgüte der Knotenspannungen sind beide Verfahren der Netzzustandsidentifikation als gleichwertig einzustufen, die Sensitivitätsanalyse erreicht bei gleichen Kosten und einer höheren Anzahl von Sensoren eine ähnliche Genauigkeit wie die Netzwerkpartitionierung.

- **Verfahrensvergleich in Bezug auf die Stromschätzung:**

Die Schätzgüte der Ströme erreicht in Abhängigkeit der Netzstruktur eventuell nur mit einer Erhöhung des Sensorausstattungsgrades tolerierbare Werte. Die Nutzung der Sensitivitätsanalyse ermöglicht aufgrund der günstigeren Messung auf Niederspannungsebene den Einsatz einer höheren Anzahl von Sensoren und damit einen höheren Sensorausstattungsgrad. Der Bestimmung der Ströme kann jedoch aufgrund der fehlenden Messungen von Leistungsflüssen in den Netzzweigen nicht generell und allgemeingültig eine ausreichende Genauigkeit attestiert werden. In dem Fall, dass im Rahmen der Automatisierung eine Stromregelung umgesetzt werden soll, sollte daher auf das Verfahren der Netzwerkpartitionierung zurückgegriffen werden.

- **Wirtschaftlichkeit und Schätzgüte der Sensitivitätsanalyse:**

Das Verfahren der Sensitivitätsanalyse bietet die Möglichkeit einer alternativen Messtopologie unter Einräumung eines Trade-Offs zwischen der Schätzgüte der Ströme und der Wirtschaftlichkeit des Automatisierungssystems. Der Einsatz von Messungen auf der Niederspannungsseite der Ortsnetztransformatoren ermöglicht die Nutzung einer kostengünstigeren Messtopologie, dies führt bei Annahme des gleichen Budgets zu einer

höheren Sensorausstattung der Sensitivitätsanalyse im Vergleich zur Netzwerkpartitionierung.

Im Allgemeinen deuten die Ergebnisse der Simulationen darauf hin, dass die Unterschiede der Schätzfehler in enormen Maße von der Netzstruktur sowie den Leistungen der Verbraucher und Erzeugungsanlagen abhängig sind. Bei der Parametrierung eines zu überwachenden Netzes sollte daher zunächst mit umfangreichen Simulationen die optimale Anzahl und Positionierung der Sensoren bestimmt werden. Die Erfahrungen des Netzbetreibers bzgl. der Netzlast und der Einspeiseszenarien sollten bei der Bestimmung des tolerierbaren Schätzfehlers mit einbezogen werden.

Generell kann dem Algorithmus der Netzwerkpartitionierung und der Sensitivitätsanalyse eine ausreichende, von der Anzahl der Messstandorte abhängige, Berechnungsgenauigkeit bescheinigt werden, dessen Ergebnisse eine gute Näherung des aktuellen Netzzustandes repräsentieren und eine solide Datenbasis für den nachgelagerten Regelungsalgorithmus darstellen. Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen werden zuverlässig detektiert, die umfangreiche Validierung in der Softwareumgebung hat zudem die Funktionsfähigkeit der entwickelten Software belegt. Die Einsatzfähigkeit der Zustandsidentifikation in einem Automatisierungssystem auf der Mittelspannungsebene kann damit verifiziert werden.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Vor dem Hintergrund veränderter Rahmenbedingungen in der elektrischen Energieversorgung werden die Verteilungsnetzbetreiber seit einigen Jahren vor wachsende Herausforderungen gestellt. Die steigende Anzahl dezentraler und volatiler Erzeugungsanlagen sowie neuartiger, leistungsintensiver Verbraucher führt vor allem die Nieder- und Mittelspannungsnetze an die Grenzen ihrer Kapazität. Die resultierenden Leistungsflusssituationen führen zunehmend zu Verletzungen der zulässigen Spannungsbänder oder Überlastungen der eingesetzten Betriebsmittel. Diese Herausforderungen lassen sich zwar mit einem konventionellen Ausbau der Netzkapazität bewältigen, dieser ist jedoch häufig mit hohen Investitionskosten verbunden. Das Konzept der Verteilungsnetzautomatisierung hat sich daher als kostengünstigere Alternative zum Netzausbau etabliert.

Das wesentliche Ziel dieser Arbeit war die Entwicklung eines Verfahrens zur dezentralen Zustandsidentifikation für intelligente Mittelspannungsnetze. Die Schließung der Informationslücke zwischen der bereits automatisierten 110 kV- und der Niederspannungsebene und die darauf aufbauende Entwicklung einer übergreifenden Verteilungsnetzautomatisierung waren das übergeordnete Ziel dieser Entwicklung.

Im ersten Teil der Arbeit wurde dazu das dezentrale Konzept der Verteilungsnetzautomatisierung vorgestellt und das Mittelspannungsnetz als zentrale, verbindende Komponente im Verteilungsnetz beschrieben. Die Charakteristiken des Mittelspannungsnetzes wurden vorgestellt und mit der elektrotechnischen Modellierung des Netzes die formale Grundlage für die Zustandsidentifikation gelegt.

Die Basis eines Automatisierungssystems im Verteilungsnetz sowie der Identifikation des Netzzustandes in der Mittelspannungsebene ist die Kenntnis über die vorliegende Topologie des zu überwachenden Netzes. Neben den hierzu benötigten statischen Topologie-Daten des Netzes beinhaltet dies auch dynamische Entwicklungen, wie z. B. Schalthandlungen. Die im zweiten Teil dieser Arbeit beschriebene Komponente des Automatisierungssystems, welche die vorliegende Topologie bestimmt und für die nachfolgenden Berechnungen aufbereitet, gewährleistet das Vorhandensein dieser Informationsbasis. Diese als Topologie-Initialisierung bezeichnete Komponente hat sich in den Simulationen und dem Feldtest als funktionsfähig und zielführend erwiesen.

Dem nachgestellt wurden im nächsten Teil der Arbeit zunächst die möglichen Verfahren zur Zustandsidentifikation in Bezug auf die Anforderungen eines Automatisierungssystems an die Robustheit, Genauigkeit und Geschwindigkeit eines solchen Algorithmus verglichen. Mit Blick auf die Flexibilität und Einsatzfähigkeit in Bezug auf einzusetzende Messwertgeber wurden zwei

alternative Verfahren zur Zustandsidentifikation ausgewählt. Im Rahmen dieser Arbeit wurden diese beiden Verfahren für den Einsatz im Automatisierungssystem und dem verwendeten Kleinfemwirsystem implementiert. In Kapitel 4 wurde neben der Auswahl der Verfahren auch die mathematische Modellierung der Verfahren sowie deren Vorgehensweise zur Bestimmung des Netzzustandes herausgearbeitet. Aufgrund der gewonnenen Erkenntnis über den großen Einflusses der Messtopologie auf die Genauigkeit der Zustandsidentifikation und der wirtschaftlichen Beschränkungen eines Automatisierungssystems kommt der Bestimmung einer optimierten Anzahl und Positionierung von dezentralen Messungen eine große Bedeutung zu. Über die Entwicklung der Verfahren zur Zustandsidentifikation hinaus wurden daher zusätzlich zwei verfahrensspezifische Algorithmen zur Sensorpositionierung im Mittelspannungsnetz entwickelt. Diese ermöglichen eine automatisierte Bestimmung der notwendigen Anzahl und Positionierung mittels eines Softwaretools für beide Verfahren.

Nach der bereits abgeschlossenen Entwicklung eines Automatisierungssystems auf der Niederspannungsebene stellt die Umsetzung der Zustandsidentifikation im Mittelspannungsnetz die Schließung der Informationslücke in der Mittelspannung dar [30, 33, 35]. In Kapitel 5 werden die ebenfalls im Automatisierungssystem der Mittelspannungsebene implementierten Algorithmen zur Aggregation der Zustandsdaten aus der Mittel- und Niederspannungsebene dargestellt. Die Vorgehensweise dieser übergreifenden Zustandsidentifikation wird beschrieben und die Ermittlung von Regelungsbedarf und Flexibilitätspotential mit dem Ziel einer übergreifenden, koordinierten Regelung vorgestellt. Vor dem Hintergrund der Entstehung regionaler Flexibilitätsmärkte und der Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit ermöglicht die übergreifende Zustandsidentifikation die Betrachtung beider Spannungsebenen als Gesamtsystem [54, 128].

Die modellierten Verfahren wurden im Zuge der Forschungstätigkeiten in der Firmware des eingesetzten Kleinfemwirsystems implementiert und anschließend einer umfangreichen Verfahrensvalidierung unterzogen. Zu diesem Zweck wurde eine eigens dafür entwickelte Simulationsumgebung entwickelt, die eine von den Einflüssen externer Hardwarekomponenten unabhängige Berechnung beliebiger Mittelspannungsnetze realisiert. Anhand von Simulationen diverser realer Mittelspannungsnetze wurde die Funktionsfähigkeit des Automatisierungssystems bewiesen sowie eine ausreichende, von der Anzahl der Messstandorte abhängige, Berechnungsgenauigkeit bescheinigt. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse unterschreitet die Netzwerkpartitionierung mit einem Sensorausstattungsgrad von 13 % einen relativen, durchschnittlichen Fehler von 0,01 %, Um den maximalen, relativen Fehler mindestens unter 0,6 % zu halten, ist jedoch ein Sensorausstattungsgrad von 16,5 % notwendig. Die Sensitivitätsanalyse benötigt für die Unterschreitung des relativen, durchschnittlichen Fehlers von 0,01 % dagegen mit einem Sensorausstattungsgrad von 19,5 % deutlich mehr Sensoren, der relative, durchschnittliche Fehler liegt dann jedoch unter 0,4 %.

Neben den Ergebnissen dieser Berechnungen werden in Kapitel 6 die Ergebnisse der Feldtestuntersuchungen vorgestellt. Diese wurden zur Validierung der Funktionsfähigkeit in der praktischen Applikation und der Ermittlung der Gesamtschätzgüte der Zustandsidentifikation in einem ländlichen Mittelspannungsnetz durchgeführt. Im gesamten Beobachtungszeitraum erzielte die Zustandsidentifikation eine Genauigkeit mit einem durchschnittlichen Gesamtschätzfehler von $f_{U,rel}^A < 0,48 \%$.

Die im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Algorithmen zur Zustandsidentifikation bilden die Grundlage für nachgelagerte Regelungseingriffe in den Verteilungsnetzen. Erst durch diese werden die Behebung von kritischen Zuständen im Netz und die damit angestrebte Reduzierung des konventionellen Netzausbaubedarfs erreicht. Hierzu wird aktuell in Folgeprojekten ein Regelungskonzept zum Eingriff in die Leistungsflusssituation entwickelt und ebenfalls im Automatisierungssystem des Mittelspannungsnetzes implementiert.

Da die entwickelten Verfahren zur Zustandsidentifikation hinsichtlich einer weiteren Verbesserung der Genauigkeit sowie einer Erweiterung um zusätzliche Funktionen Weiterentwicklungspotential aufweisen, stellen die implementierten Algorithmen einen Ansatzpunkt für Folgetätigkeiten dar. Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt in einer ersten Implementierung auf dem Zielsystem, es wurde daher vorwiegend von einem Normalbetriebszustand des Systems sowie des Netzes ausgegangen. Während die Berücksichtigung von Systemstörungen vor allem im Rahmen der Entwicklung des Betriebskonzepts erfolgt, konnten bereits erste Ansätze für Erweiterungen hinsichtlich der Erkennung von Fehlern im Netz abgeleitet werden, die in nachfolgenden Forschungsprojekten untersucht werden. Darüber hinaus sind die automatische Topologie-Identifikation und die dynamische Trennstellenverlagerung Themen, die bei zukünftigen Erweiterungen betrachtet werden sollten. Das übergeordnete Ziel sollte dabei die Weiterentwicklung des Gesamtkonzepts zur spannungsebenenübergreifenden Automatisierung der Verteilungsnetze sein.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Kernkomponente für diese übergreifende Verteilungsnetzautomatisierung entwickelt. Die daraus entstehenden, intelligenten Netze sind bereits heute ein wichtiger Bestandteil der veränderten, elektrischen Energiesysteme und haben das Potential, einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung einer wirtschaftlichen und nachhaltigen Energieversorgung zu leisten.

8 Summary

Today it is generally agreed upon within the scientific and non-scientific community that human release of carbon dioxide is causing a catastrophic heating of the Earth's atmosphere. This cognition includes the rapidly increased electrical energy consumption and thereby the release of carbon dioxide due to the generation of electrical energy. As a consequence, the international community is starting to accept the fact, that a reduction of the release is necessary to prevent further harm to future generations. The European Union has set itself ambitious goals to achieve the necessary reduction with the 20-20-20 agenda, and Germany tries to take a lead with a strong promotion of renewables and the decision of ending the use of nuclear energy for electricity production.

The fundamental restructuring of the energy supply infrastructure from a centralistic to a decentral energy system has an enormous impact on the electrical grids, especially on the distribution grids. The significantly increased number of power plants utilizing renewable energy carriers is putting considerable pressure on distribution grid operators to comply with permissible voltage range values and prevent the overload of lines and transformers. The rising requirements can be met with conventional grid expansion measures, but these are often associated with high investment costs. And since the critical situations within the grids are often occurring only during a few minutes of the year, the costs of investments are out of proportion to the benefits of these grid expansion measures.

The concept of distribution grid automation has therefore been established as an economical alternative to grid expansion. This technology, known as smart grids, makes it possible to quantify the voltage levels at all nodes as well as the power flow and load levels at the operating equipment. Identified problems can then be corrected by regulating certain components and grid participants. The capacity of the distribution grid to accept power from distributed generation systems is therefore increased without expensive grid enhancements.

The primary objective of this work was to develop a method for a decentralized grid state identification for intelligent medium voltage (MV) grids. The closure of the information gap between the fully automated 110 kV- and the low voltage level and the development of an integrated distribution grid automation system on that basis have been the superordinate goal (cf. Figure 1).

The first part of the work illustrates the decentral concept of distribution grid automation in contrast to a more centralized approach. The MV-grid is described regarding its role and its central, connecting position within the distribution grid.

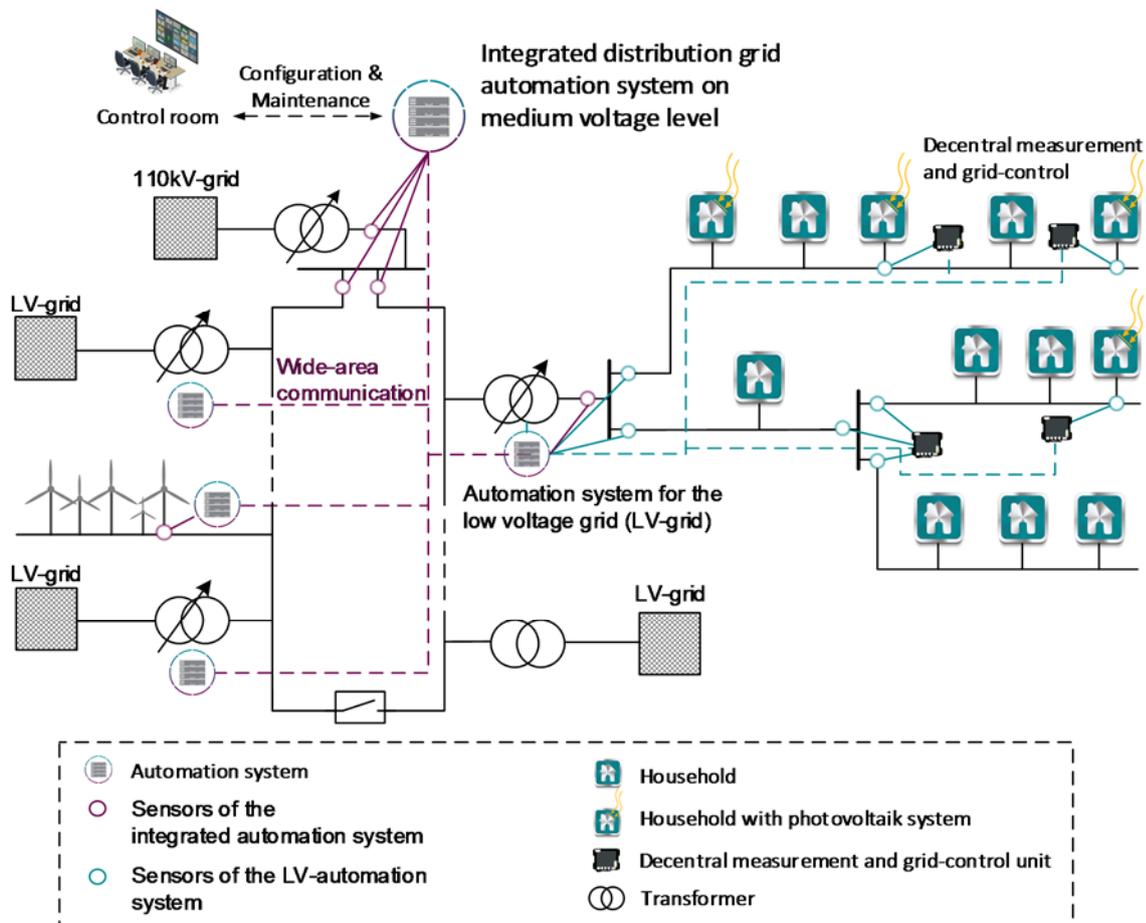


Figure 1: Integrated, decentralized distribution grid automation system

The development of a grid state identification algorithm depends on the knowledge of the grid's topology at hand. This includes both the static data, regarding the installed lines and the operational equipment, as well as any dynamic changes within the grid, such as switching operations in the observed grid part. The second part of this work therefore explores the automation system's necessary component that determines the topology within each calculation cycle. This so-called *Topology Initialization* analyses the current topology and provides the necessary data basis for the following grid state identification.

The main part of this work describes the development of two separate grid state identification methods for the MV-level. Since each method has different requirements regarding the necessary measurements, two methods are selected to obtain a high flexibility regarding the measurement topology and ensuring the required accuracy of the grid state identification. Due to the high impact of the quantity and the position of the applied measurements on the state identification's error and the necessary economic feasibility of the automation system, the positioning of sensors within the grid is of high significance, as well. Two calculation methods for the positioning of sensors are therefore developed specifically for both state identification algorithms in the context of this work.

The next step towards an integrated automation system for the distribution grid is an integrated grid state identification for both the medium and the low voltage level. An already existent automation system for the low voltage level and the automation system developed in the framework of this work have been combined in the next part of this work to obtain a comprehensive knowledge of the distribution grid. The developed component of the automation system calculates an aggregated state of all automated grid parts. Furthermore, it establishes available flexibility within both voltage levels for additional functionalities beyond the state identification, such as participation on regional flexibility markets or cascading functions on behalf of the superordinate grid operator.

The developed algorithms have been implemented on an automation device and been tested extensively. For a validation of all system functions, a special simulation environment for medium voltage grids has been developed. Any MV-grid can be simulated with this environment to verify the state identification's accuracy and its functionality. Several simulations with real MV-grids have been performed and have validated the automation system's performance. Additionally, field tests have been carried out within a rural MV distribution grid to confirm the system's applied functionality and to determine the overall estimation error of the grid state identification.

As a basis for any subsequent control functions, the grid state identification offers a wide field of applications within the distribution grid. The primary goal is to resolve critical grid states due to the new conditions in the energy supply systems. Further research should be conducted to achieve an even higher grid state identification's accuracy, and to develop a system capable of operating in any operation state, including network errors. The elimination of these errors or a shifting of breaker status are only two examples for potential further developments of an integrated distribution grid automation system.

Generally, within the scope of this work, the next step towards a comprehensive and integrated system has been made. The emerging *Smart Grids* are an essential part of the transformed electrical energy system and a potentially important part to achieve an economical and sustainable energy supply.

9 Literaturverzeichnis

- [1] Meadows, D. H.; Randers, J.; Meadows, D.:
Limits to Growth: The 30-Year Update
Chelsea Green Publishing Co, New York, USA, 2004
- [2] IPCC, [Core Writing Team, Pachauri, R.K. and Meyer, L.A (eds)]:
Climate Change 2014 - Synthesis Report
Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the
Intergovernmental Panel on Climate Change, Genf, Schweiz, 2014
- [3] Internationale Klimakonferenz Paris:
Pariser Klimaschutzabkommen
COP21, Paris, Frankreich, 2015
- [4] Europäische Kommission:
EUROPA 2020 - Eine Strategie für intelligentes, nachhaltiges und integratives Wachstum
Mitteilung der Europäischen Kommission, Brüssel, Belgien, 2010
- [5] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.:
*Smart Distribution 2020 - Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen: technische,
regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen*
VDE/ETG, Task-Force Smart Distribution, Frankfurt, Deutschland, 2008
- [6] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland:
Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG)
Erneuerbare-Energien-Gesetz vom Jul. 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1
des Gesetzes vom Jul. 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist
- [7] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi):
*Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare
Energieversorgung*
Berlin, Deutschland, 2010
- [8] Kohler, S.; Agricola, A. C.; Seidl, H.:
*Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 -
2020 mit Ausblick 2025*
dena-Netzstudie II, Berlin, Deutschland, 2010
- [9] Agricola, A.; Höflich, B.; Richard, P.; Völker, J. et al.:
Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030
dena-Verteilnetzstudie, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland,
2012

-
- [10] Deutsche Kommission Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik im DIN und VDE:
*DIN EN 50160: 2011-02 - Merkmale der Spannung in öffentlichen
Elektrizitätsversorgungsnetzen*
Beuth-Verlag, Berlin, Deutschland, 2011
- [11] Echternacht, D.; Feilhauer, W.; Franken, M.; Geulen, U. et al.:
Smart Area Aachen: Zustandsschätzung in Verteilnetzen
ETG-Fachtagung - Von Smart Grids zu Smart Markets, Kassel, Deutschland, 2015
- [12] Büchner, J.; Katzefey, J.; Flörcken, O.; Moser, A. et al.:
Moderne Verteilnetze für Deutschland - (Verteilernetzstudie)
Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), Berlin, Deutschland, 2014
- [13] Nigar, Y.; Agalgaonkar, A. P.; Ciufo, P.:
Impact of variable solar PV generation on MV distribution systems
Power Engineering Conference (AUPEC), 2014 Australasian Universities, Perth,
Australien, 2014
- [14] Birkner, P.; Küppers, S.; Zdrallek, M.:
Anforderungen und zukünftiger Bedarf für intelligente Netze in Deutschland
VDE-Kongress 2010 – E-Mobility, Leipzig, Deutschland, 2010
- [15] Uhlig, R.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Friedrich, W. et al.:
Integration of E-Mobility into Distribution Grids via innovative Charging Strategies
CIRED Workshop 2014 "Challenges of implementing Active Distribution System
Management", Rom, Italien, 2014
- [16] Schlömer, G.; Reese, C.; Hofmann, L.:
*Methode zur automatisierten Bewertung des zukünftigen Ausbaubedarfs in der
Niederspannungsebene unter Berücksichtigung verschiedener technischer Konzepte*
13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2014
- [17] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.:
*Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für
Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*
Frankfurt, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2008
- [18] Stetz, T.; Appen, J. v.; Niedermeyer, F.; Scheibner, G. et al.:
Twilight of the Grids - The Impact of Distributed Solar on Germany's Energy Transition
IEEE Power and Energy Magazine, vol. 13, no. 2, pp. 50–61, 2015
- [19] Kumpulainen, L.; Kauhaniemi, K.; Verho, P.; Vähämäki, O.:
New requirements for system protection caused by distributed generation
18th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Turin, Italien, 2005

- [20] Conti, S.; Raiti, S.; Tina, G.; Vagliasindi, U.:
Distributed Generation in LV Distribution Networks: Voltage and Thermal Constraints
IEEE Bologna PowerTech Conference, Bologna, Italien, 2003
- [21] Oerter, C.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Klöcker, P. et al.:
Das intelligente Niederspannungsnetz im Praxistest
VDE Kongress 2012 - Smart Grid, Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [22] Neusel-Lange, N.; Oerter, C.; Uhlig, R.; Zdrallek, M. et al.:
Economic Evaluation of Distribution Grid Automation Systems – Case Study in a Rural German LV-Grid
CIRED Workshop 2014 "Challenges of implementing Active Distribution System Management", Rom, Italien, 2014
- [23] Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H. H.; Monscheidt, J. et al.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland, 2016
- [24] Agricola, A. C.; Seidl, H.; Mischinger, S.:
Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien
dena-Studie Systemdienstleistungen 2030, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, Deutschland, 2014
- [25] Echternacht, D.; Kleimaier, M.; Moser, A.:
Kostenoptimale Positionierung von Messtechnik zur Zustandsschätzung in der Verteilnetzebene unter Berücksichtigung stochastisch abhängiger Messfehler
Internationaler ETG-Kongress, Berlin, Deutschland, 2013
- [26] Meese, J.; Kornrumpf, T.; Steinbusch, P.; Zdrallek, M. et al.:
Kombinierter markt- und netzdienlicher Einsatz von Flexibilitäten auf Basis der Netzkapazitätsampel
VDE-Kongress 2016 – Internet der Dinge, Mannheim, Deutschland, 2016
- [27] Neusel-Lange, N.; Oerter, C.; Zdrallek, M.; Friedrich, W. et al.:
Sichere Betriebsführung von Niederspannungsnetzen durch dezentrale Netzautomatisierung
Internationaler ETG-Kongress, Berlin, Deutschland, 2011

-
- [28] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Smart Grid/Smart Market - Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems
BNETZA, Bonn, Deutschland, 2011
- [29] Wolter, M.:
State Identification of Distribution Grids
Dissertation, Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover, Hannover, Deutschland, 2008
- [30] Oerter, C.:
Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland, 2014
- [31] Nasiri, B.; Wagner, C.; Häger, U.; Rehtanz, C.:
Distribution grid planning considering smart grid technologies
24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Glasgow, Schottland, 2017
- [32] Aichele, C.; Doleski, O. D.:
Smart market: Vom Smart Grid zum intelligenten Energiemarkt
Springer Vieweg, Wiesbaden, Deutschland, 2014
- [33] Oerter, C.; Neusel-Lange, N.; Sahm, P.; Zdrallek, M. et al.:
Experience with first smart, autonomous LV-grids in Germany
22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Stockholm, Schweden, 2013
- [34] Neusel-Lange, N.; Oerter, C.; Zdrallek, M.:
State Identification and Automatic Control of Smart Low Voltage Grids
3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, Deutschland, 2012
- [35] Neusel-Lange, N.:
Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland, 2013
- [36] Schnieder, R.; Beck, H.-P.; Wehrmann, E.-A.:
Einsatzmöglichkeiten regelbarer Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung und Netzverlustreduzierung in Niederspannungsverteilsnetzen
in *Nachhaltige Energieversorgung und Integration*, Edited by Schulz D., Springer Vieweg, DOI: 10.1007/978-3-658-10958-5_10, Wiesbaden, Deutschland, pp. 64–69

- [37] Rodriguez-Calvo, A.; Frías, P.; Reneses, J.; Mateo, C.:
Optimal Degree of Smart Transformer Substations in Distribution Networks for Reliability Improvement
3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, Deutschland, 2012
- [38] Metzger, M.; Bamberger, J.; Köberle, R.; Meyer, E.-P.:
Herausforderungen und Lösungskonzepte für Verteilnetze im ländlichen Raum
Internationaler ETG-Kongress, Würzburg, Deutschland, 2011
- [39] Nasiri, B.; Ahsan, A.; Gonzalez, D. M.; Wagner, C. et al.:
Integration of Smart Grid Technologies for Voltage Regulation in Low Voltage Distribution Grids
IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), Melbourne, Australien, 2016
- [40] Wagner, C.; Kittl, C.; Kippelt, S.; Rehtanz, C.:
A Heuristic Process for an Automated Evaluation of Distribution Grid Expansion Planning Approaches
International ETG Congress, Bonn, Deutschland, 2017
- [41] Kämpfer, S.; Backes, J.; Brunk, M.; Kremer, W. et al.:
Das Projekt "RiesLing" - Verteilnetzautomatisierung im Praxistest
VDE Kongress 2012 - Smart Grid, Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [42] Frings, R.; Zimmer, P.; Hahulla, P.:
Smart Area Aachen - Netze für die Stromversorgung der Zukunft
VDE-Kongress 2016 – Internet der Dinge, Mannheim, Deutschland, 2016
- [43] Schroedel, O.; Henning, M.; Onken, H.:
Verteilte Netzintelligenz - Verteilnetze fit für die Zukunft machen
ETG-Fachtagung - Von Smart Grids zu Smart Markets, Kassel, Deutschland, 2015
- [44] Hauer, W.; Bartonek, M.:
A Novel Low Voltage Grid Protection Component for Future Smart Grids
51st International Universities Power Engineering Conference UPEC, Coimbra, Portugal, 2016
- [45] Waeresch, D.:
Topology Fault Detection in Low Voltage Grids based on Statistical Analyses of Smart Meter Data
PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Ljubljana, Slowenien, 2016

-
- [46] Wellssow, W.; Waeresch, D.:
Identification of Topology Faults by Smart Meter Data in Meshed Low Voltage Grids
18th Power Systems Computation Conference (PSCC), Breslau, Polen, 2014
- [47] Köhn, P.; Schnettler, A.; Schultze, N.; Albertz, R.:
Analyse von Messdaten aus intelligenten Ortsnetzstationen für die Instandhaltungsplanung in zukünftigen Verteilungsnetzen
VDE-Kongress 2016 – Internet der Dinge, Mannheim, Deutschland, 2016
- [48] Köberle, R.; Mayr, K.; Rindt, B.; Sowa, T. et al.:
IREN2: Zukunftsfähige Netze zur Integration Regenerativer Energiesysteme
ETG-Fachtagung - Von Smart Grids zu Smart Markets, Kassel, Deutschland, 2015
- [49] Chenjie, M.; Marten, F.; Töbermann, J.-C.; Braun, M.:
Evaluation of modeling and simulation complexity on studying the impacts of electrical vehicles fleets in distribution systems
18th Power Systems Computation Conference (PSCC), Breslau, Polen, 2014
- [50] Köberle, R.; Fiedeldey, M.; Brennauer, B.; Meyer, E.-P. et al.:
Messungen und Analysen für aktive Verteilnetze mit hohem Anteil regenerativer Energien und Elektromobilität
VDE Kongress 2012 - Smart Grid, Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [51] Eilenberger, S.; Schöllhorn, D.; Braun, M.:
Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz Sonderbuch: Messdaten, Simulation und Optimierungsmöglichkeiten
VDE Kongress 2012 - Smart Grid, Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [52] Uhlig, R.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N.:
Dynamic grid support with EV charging management considering user requirements
CIRED Workshop 2016, Helsinki, Finnland, 2016
- [53] Volk, K.; Rupp, L.; Konermann, M.:
grid-control - Optimierte Engpassmanagement durch dynamischen-quotenbasierten Netzampelansatz
2. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin, Deutschland, 2017
- [54] Dorsemagen, F.; Korotkiewicz, K.; Oerter, C.; Zdrallek, M. et al.:
Decentralized, integrated automation system for medium- and low-voltage grids
International ETG Congress, Bonn, Deutschland, 2015

- [55] Arrigoni, C.; Bigoloni, I.; Rochira, I.; Rodolfi, M. et al.:
Smart Distribution System: The InGrid project and the evolution of supervision & control systems for Smart Distribution management
AEIT Annual Conference, Mondello, Italien, 2013
- [56] Schweppe, F. C.; Wildes, J.:
Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, no. 1, pp. 120–125, 1970
- [57] Schweppe, F. C.; Wildes, J.:
Power System Static-State Estimation, Part II: Approximate Model
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, no. 1, pp. 125–130, 1970
- [58] Monticelli, A.:
State estimation in electric power systems: A generalized approach
Kluwer Academic Publishers, Boston, USA, 1999
- [59] Neusel-Lange, N.; Oerter, C.; Dorsemagen, F.; Meese, J. et al.:
Real-Time State Identification for MV-grids on autonomous agent platforms
18th Power Systems Computation Conference (PSCC), Breslau, Poland, 2014
- [60] Merkt, B.:
Beitrag zur Zustandsidentifikation von elektrischen Energieversorgungsnetzen
Dissertation, Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover, Hannover, Deutschland, 2008
- [61] Waeresch, D.; Brandalik, R.; Wellssow, W.; Jordan, J. et al.:
Linear State Estimation in Low Voltage Grids based on Smart Meter Data
PowerTech, IEEE, Eindhoven, Niederlande, 2015
- [62] D’Agostino, F.; Massucco, S.; Silvestro, F.; Bossi, B. et al.:
Implementation of a distribution state estimation algorithm on a low voltage test facility with distributed energy resources
PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Ljubljana, Slowenien, 2016
- [63] Pau, M.; Patti, E.; Barbierato, L.; Estebarsari, A. et al.:
Low voltage system state estimation based on smart metering infrastructure
IEEE International Workshop on Applied Measurements for Power Systems (AMPS), Aachen, Deutschland, 2016
- [64] Nusrat, N.; Irving, R.; Taylor, G. A.:
Choice of state estimation solution process for medium voltage distribution systems
PES General Meeting | Conference & Exposition, IEEE, National Harbor, USA, 2014

-
- [65] Ferdowsi, M.; Lowen, A.; McKeever, P.; Monti, A. et al.:
New monitoring approach for distribution systems
Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC) Proceedings, 2014
IEEE International, Montevideo, Uruguay, 2014
- [66] Pau, M.; Pegoraro, P. A.; Sulis, S.:
Efficient Branch-Current-Based Distribution System State Estimation Including Synchronized Measurements
IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement, vol. 62, no. 9, pp. 2419–2429, 2013
- [67] Cramer, M.; Goergens, P.; Potratz, F.; Schnettler, A. et al.:
Establishing transparency for distribution grid planning and operation using methods of state estimation
CIRED Workshop 2016, Helsinki, Finland, 2016
- [68] Wagler, M.; Witzmann, R.:
Interaction of state estimation and sensitivity analysis for the operation of a real flexible distribution grid
CIRED Workshop 2016, Helsinki, Finland, 2016
- [69] Echternacht, D.; Franken, M.; Moser, A.; Geulen, U. et al.:
Smart Area Aachen - in field test of meter placement and state estimation algorithms for distribution grids
Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015 IEEE PES, Montevideo, Uruguay, 2015
- [70] Korotkiewicz, K.; Steinbusch, P.; Ludwig, M.; Dorsemagen, F. et al.:
Medium and Low Voltage Control Strategies for a Smart Distribution Grid
17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering, Prag, Tschechien, 2016
- [71] Oeding, D.; Oswald, B. R.:
Elektrische Kraftwerke und Netze
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2011
- [72] Schwab, A. J.:
Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2012

- [73] Luhmann, T.; Guo, X.; Meister, J.; Walther, R. et al.:
Zukünftige Mittelspannungs- und Niederspannungsleitsysteme - Funktionen und IT Umsetzung im Smart Grid Umfeld
Internationaler ETG-Kongress, Berlin, Deutschland, 2011
- [74] Hübner, C.:
VDE/ITG-Positionspapier Energieinformationsnetze und -systeme: Teil A "Verteilungsnetzautomatisierung im Smart Grid"
VDE Kongress 2012 - Smart Grid, Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [75] Ahlers, E.; Aniol, Y.; Scholz, B.:
BDEW-Roadmap - Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland
BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, Deutschland, 2013
- [76] Linnenberg, T.; Wassermann, E.; Fay, A.; Derksen, C. et al.:
Design, implementation and testing of multi- energy infrastructures the multi agent way in Agent.HyGrid
IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, Belgien, 2016
- [77] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
IT-Sicherheitskatalog gemäß § 11 Absatz 1a Energiewirtschaftsgesetz
BNETZA, Bonn, Deutschland, 2015. Accessed on: Jan. 03 2018
- [78] Deutsches Institut für Normung (DIN) - Normenausschuss Informationstechnik und Anwendungen (NIA):
DIN EN ISO/IEC 27001 Informationstechnik - Sicherheitsverfahren - Informationssicherheitsmanagementsysteme - Anforderungen
Beuth-Verlag, Berlin, Deutschland, 2017
- [79] Mölders, B.; Köhn, P.; Erlinghagen, P.; Schnettler, A. et al.:
Analyse der Sicherheit und Robustheit von IKT intelligenter Stromnetze in einem Demonstrationsnetz
VDE-Kongress 2016 – Internet der Dinge, Mannheim, Deutschland, 2016
- [80] Khattabi, M.; Hübner, C.; Kießling, A.; Braun, M.:
Verteilnetzautomatisierung als Grundlage für die intelligente Energieversorgung der Zukunft
VDE Kongress 2012 - Smart Grid, Intelligente Energieversorgung der Zukunft, Stuttgart, Deutschland, 2012
- [81] Drayer, E.; Hegemann, J.; Lazarus, M.; Braun, M.:
Umsetzung des BDEW-Ampelkonzepts für eine agenten-basierte Verteilnetzführung
ETG-Fachtagung - Von Smart Grids zu Smart Markets, Kassel, Deutschland, 2015

-
- [82] Dorsemagen, F.; Oerter, C.; Zdrallek, M.:
Dezentrale Verteilnetzautomatisierung im Praxiseinsatz - Konzept, Erfahrungen und aktuelle Weiterentwicklungen
at - Automatisierungstechnik, no. 63(11), pp. 926–936, 2015
- [83] Neusel-Lange, N.; Oerter, C.; Zdrallek, M.; Friedrich, W. et al.:
Intelligentes Verteilnetzmanagement als Basis für die Netzintegration erneuerbarer Energien
OTTI-Konferenz "Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien", Berlin, Deutschland, 2014
- [84] Saxena, K.; Abhyankar, A. R.:
Agent based decentralized three-phase load flow computation of unbalanced distribution system
North American Power Symposium (NAPS), Morgantown, USA, 2017
- [85] Neusel-Lange, N.; Oerter, C.; Uhlig, R.; Zdrallek, M. et al.:
Die Kapazitätsampel als Grundlage für Regelungseingriffe im automatisierten Niederspannungsnetz
Internationaler ETG-Kongress, Berlin, Deutschland, 2013
- [86] Schneiders, C.:
Visualisierung des Systemzustandes und Situationserfassung in großräumigen elektrischen Übertragungsnetzen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Wuppertal, Deutschland, 2014
- [87] Wäresch, D.; Brandalik, R.; Wellßow, W. H.; Bischler, R. et al.:
Zustandsschätzung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen mithilfe von Smart Meter-Daten und PV-Einspeiseprognosen
VDE-Kongress 2014 - Smart Cities, Frankfurt am Main, Deutschland, 2014
- [88] Schlabbach, J.; Metz, D.:
Netzsystemtechnik: Planung und Projektierung von Netzen und Anlagen der Elektroenergieversorgung
VDE-Verl., Berlin, Deutschland, 2005
- [89] Tietze, E.-G.:
Netzleittechnik: Teil I: Grundlagen
VDE-Verl., Berlin, Deutschland, 2006
- [90] Meindl, J.:
Energieautomation – ein wichtiger Baustein für die Energiewende
e & i Elektrotechnik und Informationstechnik, vol. 130, no. 8, pp. 260–262, 2013

- [91] Oerter, C.; Neusel-Lange, N.:
LV-Grid Automation System - A Technology Review
IEEE Power & Energy Society General Meeting, Washington, USA, 2014
- [92] Heuck, K.; Dettmann, K.-D.; Schulz, D.:
Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis
Vieweg-Teubner Verlag, Wiesbaden, Deutschland, 2010
- [93] Kaufmann, W.:
Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme
VDE-Verl., Berlin, Deutschland, 1995
- [94] Nagel, H.:
Systematische Netzplanung
VDE-Verl.; VWEW Energieverl., Berlin, Frankfurt am Main, 2008
- [95] Dimitrovski, A.; Tomsovic, K.:
Boundary Load Flow Solutions
IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS, vol. 19, no. 1, 2004
- [96] Wolter, M.:
State Identification of Underdetermined Grids
in *Distributed Generation*, Edited by D N Gaonkar, InTech, DOI: 10.5772/8881
- [97] Dorsemagen, F.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Antoni, J. et al.:
State Identification Methods for MV-Grid Automation with special regard to LV-Interconnections
23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED), Lyon, Frankreich, 2015
- [98] Oswald, B. R.:
Berechnung von Drehstromnetzen: Berechnung stationärer und nichtstationärer Vorgänge mit symmetrischen Komponenten und Raumzeigern
Springer Vieweg, Wiesbaden, Deutschland, 2013
- [99] Giersch, H.-U.; Harthus, H.; Vogelsang, N.:
Elektrische Maschinen: Prüfen, Normung, Leistungselektronik
Teubner, Stuttgart, Deutschland, 2003
- [100] Marenbach, R.; Nelles, D.; Tuttas, C.:
Elektrische Energietechnik: Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik
Springer Fachmedien, Wiesbaden, Deutschland, 2013

-
- [101] Crastan, V.:
Elektrische Energieversorgung 2: Energie- und Elektrizitätswirtschaft, Kraftwerktechnik, alternative Stromerzeugung, Dynamik, Regelung und Stabilität, Betriebsplanung und -führung
Springer-Verlag Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2009
- [102] Babakmehr, M.; Simoes, M. G.; Wakin M. B.; Durra, A. A. et al.:
Smart-Grid Topology Identification Using Sparse Recovery
IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRY APPLICATIONS, vol. 52, no. 5, pp. 4375–4384, 2016
- [103] Hayes, B.; Escalera, A.; Prodanovic, M.:
Event-triggered topology identification for state estimation in active distribution networks
IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Ljubljana, Slowenien, 2016
- [104] Oerter, C.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Klöcker, P. et al.:
Smart Control of Low Voltage Grids - Application Results
CIGRÉ-Symposium Smart Grids: Next Generation Grids for New Energy Trends, Lissabon, Portugal, 2013
- [105] Dijkstra, E. W.:
A note on two problems in connexion with graphs
Numerische Mathematik, vol. 1, no. 1, pp. 269–271, 1959
- [106] Spring, E.:
Elektrische Energienetze: Energieübertragung und -verteilung
VDE-Verl., Berlin, Deutschland, 2003
- [107] Abur, A.; Exposito, A. G.:
Power System State Estimation: Theory and Implementation
Marcel Dekker Inc, Hoboken, 2004
- [108] Abdel-Majeed, A.; Tenbohlen, S.:
Platzierung von Messstationen zur Zustandsschätzung in Niederspannungsnetzen
Internationaler ETG-Kongress, Berlin, Deutschland, 2013
- [109] Pau, M.; Pegoraro, A.; Sulis, S.:
WLS distribution system state estimator based on voltages or branch-currents: Accuracy and performance comparison
IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC), Minneapolis, USA, 2013

- [110] Birkner, P.; Jeromin, I.; Zdrallek, M.; Oerter, C. et al.:
Integrated Smart Grid concept – Experience in a German Distribution Grid
22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED),
Stockholm, Schweden, 2013
- [111] Neusel-Lange, N.; Oerter, C.; Zdrallek, M.:
First Practical Experience with Smart Low Voltage Grids
1st IEEE International Conference on "Smart Grid Technology, Economics and Policies",
Nürnberg, Deutschland, 2012
- [112] Schaback, R.; Wendland, H.:
Numerische Mathematik
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, Deutschland, 2005
- [113] Reese, C.; Hofmann, L.:
Determination of load and generation composition in distribution grids
IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, Seattle, USA, 2009
- [114] Schlösser, T.; Angioni, A.; Ponci, F.; Monti, A.:
Impact of pseudo-measurements from new load profiles on state estimation in distribution grids
IEEE International Instrumentation and Measurement Technology Conference (I2MTC),
Montevideo, Uruguay, 2014
- [115] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.:
Energie-Info: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken
Berlin, Deutschland, 2013
- [116] Echternacht, D.; Linnemann, C.; Moser, A.:
Optimized Positioning of Measurements in Distribution Grids
3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin,
Deutschland, 2012
- [117] Echternacht, D.:
Optimierte Positionierung von Messtechnik zur Zustandsschätzung in Verteilnetzen
Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen,
Deutschland, 2014
- [118] Papula, L.:
Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler
Springer Vieweg, Wiesbaden, Deutschland, 2014

-
- [119] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland:
*Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
(Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV)*
Stromnetzzugangsverordnung vom Jul. 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 5
des Gesetzes vom Aug. 2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist
- [120] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland:
*Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im
Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung*
Messzugangsverordnung vom Oct. 2008 (BGBl. I S. 2006), die zuletzt durch Artikel 14
des Gesetzes vom Jul. 2013 (BGBl. I S. 2722) geändert worden ist
- [121] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Monitoringbericht 2016
BNETZA, Bonn, Deutschland, 2016
- [122] Kornrumpf, T.; Meese, J.; Zdrallek, M.; Neusel-Lange, N. et al.:
Entwurf und Simulation eines regionalen Flexibilitätsmarktes auf Verteilnetzebene
3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin,
Deutschland, 2016
- [123] Kornrumpf, T.; Zdrallek, M.; Roch, M.; Salomon, D. et al.:
Flexibility Options for Medium Voltage Grid Planning
24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED),
Glasgow, Schottland, 2017
- [124] Gonzalez, D. M.; Robitzky, L.; Liemann, S.; Häger, U. et al.:
*Distribution network control scheme for power flow regulation at the interconnection point
between transmission and distribution system*
IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT-Asia), Melbourne, Australien,
2016
- [125] Braun, M.; Töbermann, C.; Appen, J. von; Fritz, R. et al.:
*PV-Integrated - Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische
Energieversorgung - Neue Verfahren für die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen*
Öffentlicher Schlussbericht, Kassel, Deutschland, 2012
- [126] Braun, M.; Oehsen, A. von; Saint-Drenan, Y.-M.; Stetz, T.:
Vorstudie zur Integration großer Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung
Fraunhofer Institut für Windenergie- und Energietechnik (IWES), Kassel, Deutschland,
2012

- [127] Wagner, C.; Waniek, C.; Häger, U.:
Modeling of Household Electricity Load Profiles for Distribution Grid Planning and Operation
IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON),
Wollongong, Australien, 2016
- [128] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.:
Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen - VDE-AR-N 4140 Anwendungsregel: 2017-02
VDE, Berlin, Deutschland, 2017

10 Anhang

10.1 Formelzeichen und Abkürzungen

Allgemeingültige Festlegungen:

x, X	skalare Größe
\underline{x}	komplexe Größe
\underline{x}^*	konjugiert komplexe Größe
\hat{x}	Schätzwert der Größe x
x_m	Messwert der Größe x
\mathbf{x}	Vektor
\mathbf{X}	Matrix
$\text{diag}(x)$	Diagonalmatrix des Vektors x
$x(t)$	zeitkontinuierliches Signal
Δx	Differenz bzw. Veränderung der Größe x

Formelzeichen und Symbole:

a_{ag}	durchschnittliche Verbraucherauslastung
$a_{f,d}$	Verbraucherauslastung am Abgang f im Netzbezirk d
$a_{f,m}$	gemessene Verbraucherauslastung am Abgang f
A^D	Anzahl der autarken Netzbezirke
A^{GK}	Anzahl der gemessenen Knoten
A^{LK}	Anzahl der Lastknoten
$A_{UK,PQ}$	Sensitivitätsmatrix
\mathbf{c}	Vektor der Geradengleichungen der Leistung des RLM-Kunden
C	elektrische Kapazität
d	Netzbezirk
$D_{f,d}$	Schleppzeigeranzeige des Abgangs f im Netzbezirk d

e_{Avg}^a	Auslastungsgrad der dezentralen Erzeugungsanlagen im Referenzgebiet a
e	Messfehler
$E_{est,f}$	geschätzte Erzeugungsleistung am Abgang f
E_i	Energie der bezogenen Leistung im Zeitintervall i
f_1	Schätzfehler der Ströme
f_1^{max}	maximal tolerierter bzw. aufgetretener Schätzfehler der Ströme
f_U	Schätzfehler der Spannung
f_U^{max}	maximal tolerierter bzw. aufgetretener Schätzfehler der Spannungen
$g_i(t)$	bezogene Leistung zum Zeitpunkt t im Zeitintervall i
G	elektrischer Ableitungsbelag
$h(x)$	Zustandsvariablen des Netzes
J_{PQ}	Jacobi-Matrix
$J(x)$	Fehlerfunktion
I_i	Effektivwert des Stroms am Netzknoten i
I_{ij}	Effektivwert des Stroms zwischen Netzknoten i und j
I^{mod}	modifizierte Inzidenzmatrix
$I_{th,ij}$	Thermischer Grenzstrom eines Betriebsmittel
L_{Branch}	Matrix aller Netzzweige
$L_{Branch,mod}$	Modifizierte Matrix aller Netzzweige
$L_{f,d}$	Leistung eines Verbrauchers am Abgang f im Netzbezirk d
l_{ij}	Leitungslänge zwischen dem Netzknoten i und dem Netzknoten j
m	Messdatenvektor
η	Sensorausstattungsgrad
η_D	Anzahl der Datenpunkte
n_M^{min}	minimale Anzahl der Messungen
n_M	Anzahl der Messungen
n_M^{max}	maximale Anzahl der Messungen
N_{Best}	Anzahl der berechneten Messtopologien
$p_{m,f}$	gemessene Wirkleistung am Abgang f

$P_{f,n}$	installierte Nennleistung der dezentralen Erzeugungsanlagen am Abgang f
$P_{f,pred}$	Ersatzwert der Einspeiseleistung am Abgang f
P_i	Wirkleistung am Netzknoten i
\bar{P}_i	Leistungsmittelwert im Zeitintervall i
ΔP_-	Reduktionspotential der Wirkleistung ohne Blindleistungsanpassung
ΔP_-^*	zusätzliches Reduktionspotential der Wirkleistung mit Blindleistungsanpassung
ΔP_-^{Total}	gesamtes Reduktionspotential Wirkleistung
P_{Ist}	Wirkleistung im aktuellen Arbeitspunkt
P'_{min}	parametrierte, minimale Wirkleistung des Aktors
ΔP_+	Steigerungspotential der Wirkleistung ohne Blindleistungsanpassung
ΔP_+^*	zusätzliches Steigerungspotential der Wirkleistung mit Blindleistungsanpassung
ΔP_+^{Total}	gesamtes Steigerungspotential Wirkleistung
P'_{max}	parametrierte, maximale Wirkleistung des Aktors
Q_i	Blindleistung am Netzknoten i
R	Resistanz, ohmscher Widerstand
S	Iterationsindex
$S_{est,f}$	geschätzte Leistung am Abgang k
S_i	Effektivwert der Scheinleistung am Netzknoten i
S_{ij}	Effektivwert der Scheinleistung von Netzknoten i zu Netzknoten j
$S_{r,f}$	Leistungswert des Schleppzeigers am Abgang f
T	Periodendauer
u_{AP}	Vektor mit Spannungen im Arbeitspunkt
u_{est}	Vektor der geschätzten Spannungen an allen Netzknoten
U_i	Effektivwert der Spannung am Netzknoten i
U_S	Effektivwert der Spannung am Slackknoten
W	Gewichtungsmatrix
Y	Admittanz

Y_{KK}	Knotenpunktadmittanzmatrix
Y_{ij}^L	Längsadmittanz zwischen dem Netzknoten i und dem Netzknoten j
Y_{ij}^C	Queradmittanz zwischen dem Netzknoten i und dem Netzknoten j
X	Reaktanz
$\alpha_{i,Uil,ij}$	Auslastung des Betriebsmittels zwischen Netzknoten i und j
$\alpha_{U,Dev,K}$	Abweichung der Spannung am Netzknoten k von der Nennspannung
$\sigma_{\Delta U}$	Standardabweichung des Schätzfehlers der Spannungen
$\mu_{\Delta U}$	Erwartungswert des Schätzfehlers der Spannungen
δ	Winkel der Spannung an Netzknoten bezogen auf die Referenzspannung
φ	Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung an einem Netzknoten
ω	Kreisfrequenz

Abkürzungen:

BHKW	Blockheizkraftwerk
CSV	Comma-separated values
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlagen
DIN	Deutsches Institut für Normung
EE	Erneuerbare Energie
EN	Europäische Norm
GIS	Geografisches Informationssystem
HS	Hochspannung
ISMS	Informationssicherheits-Managementsystems
IT	Informationstechnik
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
PV	Photovoltaik
RLM	Registrierende Leistungsmessung
RTU	Remote Terminal Unit

StromNZV	Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
WEA	Windenergieanlagen
WLS	Weighted-Least-Square

10.2 Annahmen zum Verfahrensvergleich

Die folgenden Kosten wurden beim Vergleich der Verfahren zur Zustandsidentifikation in Abschnitt 394.1.3 für die eingesetzten Sensoren angesetzt.

Tabelle 10.1: Angenommene Kosten für Messtechnik auf Nieder- und Mittelspannungsebene

Bestandteil der Messeinrichtung	Messung auf Niederspannungsebene	Messung auf Mittelspannungsebene
Wandler	500 €	4500 €
Messeinrichtung/RTU	1500 €	1500 €
Freischaltung, Arbeitsaufwand	500 €	3500 €

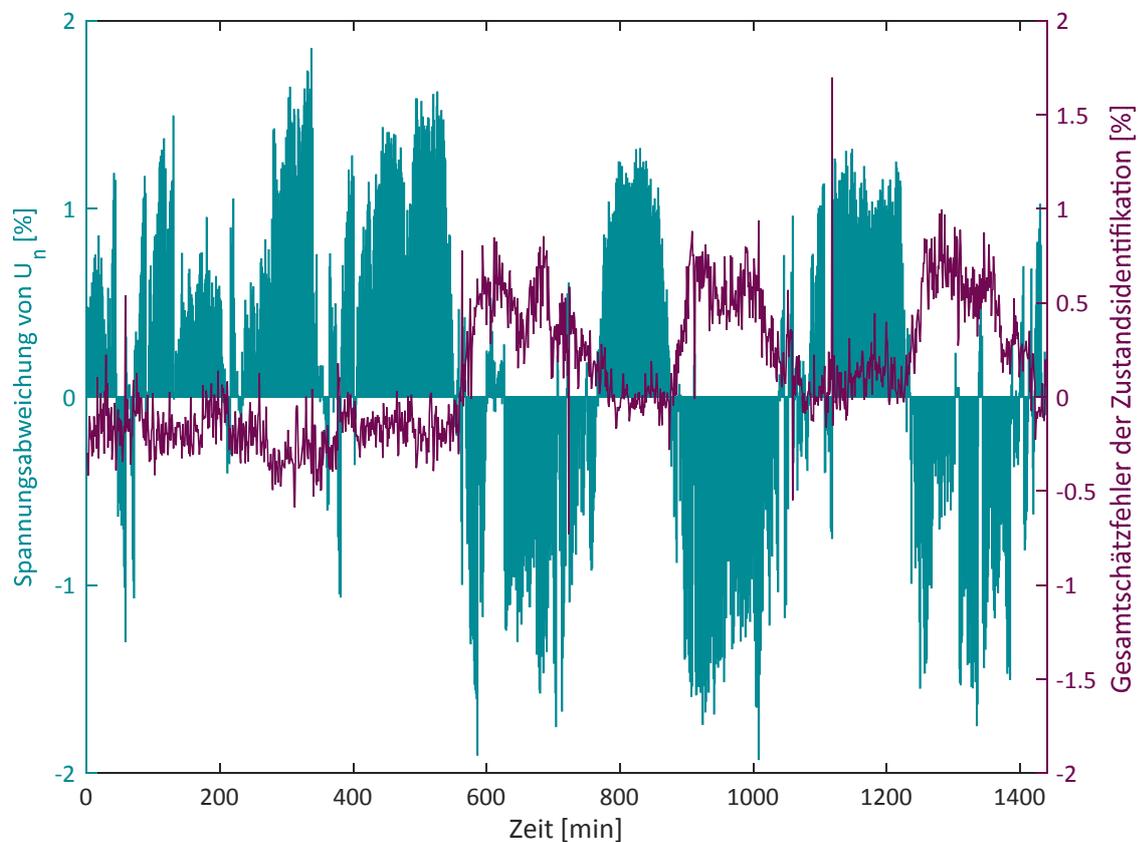
10.3 Technische Daten des Feldtestgebietes

Die Felduntersuchungen wurden in einem ländlichen Mittelspannungsnetz in Süddeutschland durchgeführt. Es handelt sich bei dem Feldtestgebiet um ein Netzgebiet mit 7 Strängen, die Verbraucher und Erzeugungsanlagen sind über das gesamte Gebiet verteilt. Die Netzdaten werden in Tabelle 10.2 beschrieben. Neben einer Vielzahl von in den Niederspannungsnetzen angebundenen Photovoltaikanlagen gibt es eine leistungsstarke, nicht dargebotsabhängige Erzeugungsanlage an der Sammelschiene des Umspannwerks, einige weitere dezentrale, nicht dargebotsabhängige Erzeugungsanlagen sowie einige Kleinwasserkraftanlagen, deren Leistungssumme in Tabelle 10.2 angegeben ist.

Tabelle 10.2: Netzdaten des Feldtestgebietes

Parameter	Wert
Anzahl der Knoten	92
Anzahl der Lastknoten	62
Installierte Leistung Photovoltaikanlagen	5,81 MVA
Installierte Leistung steuerbare Erzeugungsanlagen	0,91 MVA
Installierte Leistung Wasserkraftanlagen	0,42 MVA
Installierte Leistung Kundenanlagen	2,43 MVA
Summe Bemessungsleistung Ortsnetztransformatoren	11,4 MVA
Durchschnittlicher Widerstandsbelag	$R' = 0,45 \Omega / km$
Durchschnittlicher, induktiver Reaktanzbelag	$X' = 0,19 \Omega / km$
Durchschnittlicher Kapazitätsbelag	$C' = 230,35 nF / km$
Gesamte Leitungslänge	57,4 km

Der Gesamtschätzfehler an den beiden weiteren Knoten mit installierten Validierungsmessungen (Knoten 40 und 54) wird in Abbildung 10.1 und Abbildung 10.2 dargestellt.

**Abbildung 10.1: Gesamtschätzfehler am Knoten 40**

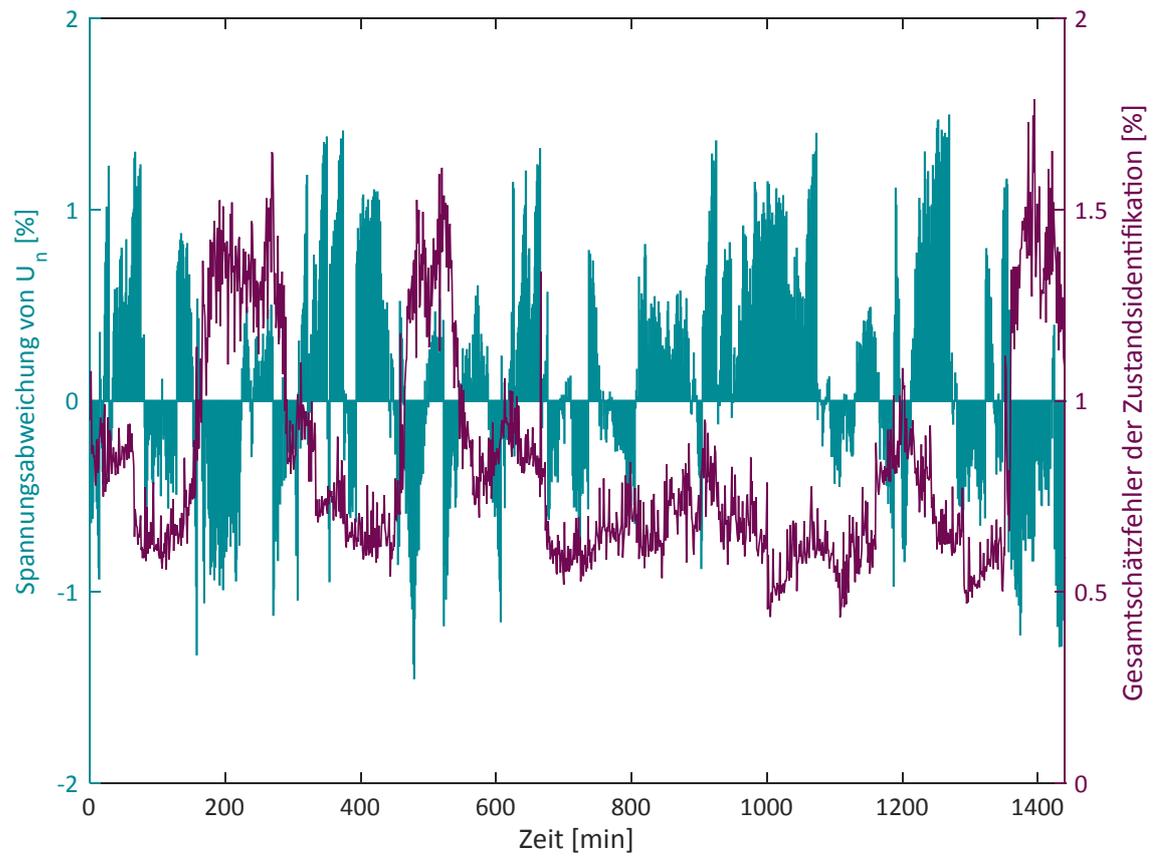


Abbildung 10.2: Gesamtschätzfehler am Knoten 54

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Band 1

Neusel-Lange, Nils:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013, ISBN 978-3-8442-7401-1

Band 2

Stötzl, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen

1. Auflage 2014, ISBN 978-3-8442-7826-2

Band 3

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

Band 4

Oerter, Christian:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014, ISBN 978-3-7375-1758-4

Band 5

Athamna, Issam:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015, ISBN 978-3-7375-5678-1

Band 6

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015, ISBN 978-3-7375-7465-5

Band 7

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2016

Band 8

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheid, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.:

Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2016

Band 9

Pawlowski, Erik:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2016, ISBN: 978-3-7418-1983-4

Band 10

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband BUW Seminar "Smart Grids" - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

2. aktualisierte Auflage 2017

Band 11

Beerboom, Dominik:

Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-Optimierung

1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7418-9539-5

Band 12

Tabke, Thorsten:

Entwicklung und Anwendung eines typunabhängigen, minimalinvasiven Zustandsbewertungsverfahrens für SF₆-Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7450-0240-9

Band 13

Uhlig, Roman:

Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen

1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7450-5959-5

Band 14

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 4. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2018

Band 15

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Portrait des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik

1. Auflage 2017

Band 16

Steffens, Philipp:

Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze

1. Auflage 2018, ISBN: 978-3-7450-9538-8

Band 17

Johae, Christopher

Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter Messverfahren

1. Auflage 2018, ISBN: 978-3-746743-81-3

Band 18

Meese, Jan

Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen

1. Auflage 2018

Band 19

Dorsewagen, Felix

Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene

1. Auflage 2018