Res Electricae Magdeburgenses
MAgdeburger FOrum zur Elektrotechnik

Eric Glende

Moderne Leitwartenarchitektur für die kurative Engpassbehebung und Bewertung transienter Stabilität

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien, leistungselektronischer Betriebsmittel und dezentraler Energiesysteme verändert die Anforderungen an die Netzbetriebsführung grundlegend. Sinkende Netzträgheit, bidirektionale Leistungsflüsse und steigende Dynamik erfordern neue Ansätze für Überwachung, Stabilitätsbewertung und Automatisierung elektrischer Energieversorgungssysteme.
In dieser Arbeit wird ein umfassender Laboraufbau zur Untersuchung moderner Betriebsführungsstrategien entwickelt und validiert. Das vorgestellte Control Center Laboratory and Real-Time Simulation for System Operation (CLARO) kombiniert Echtzeitsimulation, moderne Stationsautomatisierung, containerisierte Kommunikationsinfrastrukturen sowie eine kommerzielle Leitwartenumgebung. Durch die Integration der Kommunikationsstandards IEC 61850, IEEE C37.118 und IEC 60870-5-104 wird eine realitätsnahe Abbildung heutiger Netzleit- und Automatisierungssysteme ermöglicht.
Im Fokus der Untersuchungen stehen die kurative Netzbetriebsführung sowie die Bewertung der transienten Stabilität. Für die kurative Betriebsführung werden Maßnahmenkataloge auf Basis von Lastfluss- und Sensitivitätsanalysen erstellt und im Fehlerfall automatisiert aktiviert. Zur schnellen Bewertung transienter Stabilitätszustände wird ein Verfahren auf Grundlage von Eigenwerttrajektorien und PMU-basierten Rotorwinkelprognosen entwickelt.
Die Untersuchungen werden an einem IEEE-9-Knoten-Netz durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass durch kurative Maßnahmen thermische Reserven von Betriebsmitteln effektiv genutzt und Überlastungen innerhalb kurzer Zeit behoben werden können. Weiterhin wird gezeigt, dass PMU-basierte Verfahren eine echtzeitnahe Bewertung transienter Rotorwinkelstabilität ermöglichen. Insgesamt wird nachgewiesen, dass der entwickelte Laboraufbau eine geeignete Plattform für die Erforschung zukünftiger Leitwarten-, Kommunikations- und Automatisierungskonzepte darstellt.

Eric Glende: Moderne Leitwartenarchitektur

ISSN 1612-2526
ISBN 978-3-948749-68-2
DOI 10.24352/UB.OVGU-2026-069

MAFO 109

Magdeburg 2026

MAFO
Band 109

Moderne Leitwartenarchitektur für die kurative Engpassbehebung und Bewertung transienter Stabilität

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktoringenieur

(Dr.-Ing.)

von **M. Sc. Eric Glende**

geb. am 14.10.1987 in Burg

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

Gutachter:

Univ.-Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

Promotionskolloquium am 04. September 2026

Res Electricae Magdeburgenses

Magdeburger Forum zur Elektrotechnik, Jg. 24, Band 109, 2026
http://www.mafo.ovgu.de/

IMPRESSUM

Herausgeber:

- Prof. Dr.-Ing. Andreas Lindemann, Lehrstuhl für Leistungselektronik, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter, Lehrstuhl für Elektrische Netze und Erneuerbare Energie, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr. rer. nat. Georg Rose, Lehrstuhl für Medizinische Telematik/Medizintechnik, Institut für Medizintechnik
- Prof. Dr.-Ing. Ralf Vick, Lehrstuhl für Elektromagnetische Verträglichkeit, Institut für Medizintechnik

Gründungsherausgeber:

- Prof. Dr. rer. nat. habil. Jürgen Nitsch
- Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew Antoni Styczynski

alle: Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Postfach 4120, 39016 Magdeburg

V. i. S. d. P.:
Dr.-Ing. Eric Glende
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Postfach 4120, 39016 Magdeburg

1. Auflage, Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, 2026
Zugl.: Magdeburg, Univ., Diss., 2026

Auflage: 50

Redaktionsschluss: September 2026

ISSN: 1612-2526
ISBN: 978-3-948749-68-2
DOI: 10.24352/UB.OVGU-2026-069

© Copyright 2026 Eric Glende

Bezug über die Herausgeber

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

„Auch das stabilste System braucht manchmal etwas länger, bis es ans Netz geht.“

Eric Glende

Kurzfassung

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien, leistungselektronischer Betriebsmittel und dezentraler Energiesysteme verändert die Anforderungen an die Netzbetriebsführung grundlegend. Sinkende Netzträgheit, bidirektionale Leistungsflüsse und steigende Dynamik erfordern neue Ansätze für Überwachung, Stabilitätsbewertung und Automatisierung elektrischer Energieversorgungssysteme.

In dieser Arbeit wird ein umfassender Laboraufbau zur Untersuchung moderner Betriebsführungsstrategien entwickelt und validiert. Das vorgestellte Control Center Laboratory and Real-Time Simulation for System Operation (CLARO) kombiniert Echtzeitsimulation, moderne Stationsautomatisierung, containerisierte Kommunikationsinfrastrukturen sowie eine kommerzielle Leitwartenumgebung. Durch die Integration der Kommunikationsstandards IEC 61850, IEEE C37.118 und IEC 60870-5-104 wird eine realitätsnahe Abbildung heutiger Netzleit- und Automatisierungssysteme ermöglicht.

Im Fokus der Untersuchungen stehen die kurative Netzbetriebsführung sowie die Bewertung der transienten Stabilität. Für die kurative Betriebsführung werden Maßnahmenkataloge auf Basis von Lastfluss- und Sensitivitätsanalysen erstellt und im Fehlerfall automatisiert aktiviert. Zur schnellen Bewertung transienter Stabilitätszustände wird ein Verfahren auf Grundlage von Eigenwerttrajektorien und PMU-basierten Rotorwinkelprognosen entwickelt.

Die Untersuchungen werden an einem IEEE-9-Knoten-Netz durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass durch kurative Maßnahmen thermische Reserven von Betriebsmitteln effektiv genutzt und Überlastungen innerhalb kurzer Zeit behoben werden können. Weiterhin wird gezeigt, dass PMU-basierte Verfahren eine echtzeitnahe Bewertung transienter Rotorwinkelstabilität ermöglichen. Insgesamt wird nachgewiesen, dass der entwickelte Laboraufbau eine geeignete Plattform für die Erforschung zukünftiger Leitwarten-, Kommunikations- und Automatisierungskonzepte darstellt.

Abstract

The ongoing transformation of electrical power systems through the increasing integration of renewable energy sources, inverter-based generation units, and distributed energy resources is fundamentally changing the requirements for system operation. Reduced system inertia, bidirectional power flows, and increased network dynamics require new approaches for monitoring, stability assessment, and automation of power system operation.

This dissertation presents the development and validation of a comprehensive laboratory environment for the investigation of advanced operational strategies. The proposed Control Center Laboratory and Real-Time Simulation for System Operation (CLARO) combines real-time power system simulation, modern substation automation, containerized communication infrastructures, and a commercial control center environment. By integrating the communication standards IEC 61850, IEEE C37.118, and IEC 60870-5-104, a realistic representation of current power system monitoring, protection, and control architectures is achieved.

The research focuses on two key applications: curative congestion management and transient stability assessment. For curative system operation, remedial action schemes are generated using power flow and sensitivity analyses and are automatically activated following contingency events. For transient stability assessment, a fast evaluation method based on eigenvalue trajectories and PMU-based rotor angle prediction is developed.

The proposed methods are validated using the IEEE 9-bus test system under real-time simulation conditions. The results demonstrate that curative actions enable a more efficient utilization of existing network assets while maintaining secure operating conditions. Furthermore, it is shown that PMU-based methods provide a near real-time assessment of transient rotor angle stability. Overall, the developed laboratory environment proves to be a suitable platform for the investigation and validation of future control center concepts, communication architectures, and automation strategies for modern power systems.

Inhalt

1 Einleitung ... 1
1.1 Motivation ... 1
1.2 Ansatz der Arbeit ... 3
1.3 Aufbau der Arbeit ... 5
2 Operative Systemführung ... 6
2.1 Aufgaben der Operativen Systemführung ... 6
2.1.1 Engpassprognose und -management ... 7
2.1.2 Regelleistungsbeschaffung und -einsatz ... 7
2.1.3 Spannungshaltung durch Blindleistungseinsatz ... 8
2.1.4 Krisenmanagement ... 9
2.1.5 Fahrplanmanagement ... 10
2.1.6 Monitoring and Control ... 10
2.1.7 Datenerhebung und Austausch mit anderen Netzbetreibern ... 11
2.1.8 Zukunftstrends der operativen Systemführung ... 12
2.2 Moderne Leitwarten ... 13
2.2.1 Kurative Netzbetriebsführung ... 16
2.2.2 Dynamische Netzsicherheitsrechnung ... 17
2.3 Leitwartenumgebung ... 20
2.4 Leittechnik und Kommunikationstechnik ... 23
2.4.1 IEC 61850 ... 25
2.4.2 IEEE C37.118 ... 27
2.4.3 IEC 60870-5-104 ... 30
3 Laboraufbau ... 32
3.1 Gesamtarchitektur ... 33
3.1.1 Echtzeitsimulator ... 33
3.1.2 Central Unit ... 34
3.1.3 Intelligent Electric Device ... 34
3.1.4 Serversysteme ... 34
3.2 Netzmodellierung ... 35

3.2.1 HYPERSIM ... 35
3.2.2 IEEE 9-Knoten-Netz ... 36
3.2.3 EMT im Vergleich zu RMS ... 38
3.3 Kommunikationstechnische Anbindung ... 38
3.3.1 Kommunikation auf der Stationsebene ... 38
3.3.2 Kommunikation auf der Prozessleitebene ... 39
3.3.3 Kommunikation auf der Leitwartenebene ... 40
3.4 Automatisierung in der Stationsebene ... 40
3.5 Funktion der Leitwarte ... 41
3.6 Positionierung des CLARO-Systems im aktuellen Forschungsfeld ... 42
4 Methodenbeschreibung ... 45
4.1 Kurative Engpassbehebung ... 45
4.1.1 Berechnung kurativer Maßnahmen ... 47
4.1.2 Berechnung von TATL und PATL ... 49
4.1.3 Umsetzung in CLARO ... 50
4.2 Bewertung der transienten Stabilität ... 52
4.2.1 Berechnung der Rotorwinkelstabilität mittels Eigenwertanalyse ... 53
4.2.2 Berechnung der Rotorwinkelstabilität mittels PMU-Messungen ... 59
5 Use Cases ... 65
5.1 Höhere Leitungsauslastung ... 65
5.1.1 Kurative Betriebsführung mit Leitungsmonitoring ... 65
5.1.2 Berechnung kurativer Maßnahmensets ... 67
5.1.3 Fallbeispiel: Leitungsausfall bei höherer Leitungsauslastung ... 68
5.2 Transiente Stabilitätsanalyse ... 73
5.2.1 Schnelle Analyse der transienten Stabilität ... 74
5.2.2 Gegenmaßnahmen für transiente Instabilität ... 79
6 Simulationsergebnisse und Auswertung ... 82
6.1 Fallbeispiel Leitungsausfall bei höherer Leitungsauslastung ... 82
6.2 Fallbeispiel transiente Stabilitätsanalyse ... 84
7 Zusammenfassung und Ausblick ... 88

Abkürzungsverzeichnis 92
Formelverzeichnis 94
Abbildungsverzeichnis 96
Tabellenverzeichnis 98
Literaturverzeichnis 99
Liste der Veröffentlichungen 108

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die Versorgung der Bevölkerung mit elektrischer Energie ist eine der wichtigsten Aufgaben in der heutigen Zeit. Das Stromnetz ist dabei eine kritische Infrastruktur, die von Netzbetreibern betrieben, gewartet und ausgebaut sowie erneuert wird. Das Besondere am Stromnetz ist, dass Betriebsmittel sehr langlebig, bis zu acht Jahrzehnte, sind. Denn diese Betriebsmittel müssen nur selten ersetzt werden. Bei den aktuellen Änderungen durch die vermehrte Integration von Die Verschiebung der Erzeugungszentren in Deutschland in den Norden erfordert hohe Transitmöglichkeiten in die Lastzentren im Süden und Westen Deutschlands. Es gibt zum einen also einen erhöhten Transportbedarf. Weiterhin ist das Netz historisch auf einen unidirektionalen Lastfluss von den Kraftwerken zu den Verbrauchern ausgelegt, da diese in das Transportnetz einspeisen und die Energie dann über das Verteilnetz zu den Verbrauchern fließt. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien, die vorwiegend an das Verteilnetz angeschlossen sind, ändert sich das und es kommt in Situationen hoher Erzeugung sogar zu einem Energiefluss aus dem Verteilnetz in das Transportnetz. Das sind bidirektionale Flüsse auf den Betriebsmitteln. Diese Änderungen stellen Netzbetreiber vor Herausforderungen, die unter anderem Veränderungen in der Betriebsführung erfordern. Netzbetreiber haben sich darauf bereits eingestellt und planen für den bidirektionalen Betrieb.

Mehr Dynamik im Netz

Der enorme Zubau von Anlagen, die Energie aus erneuerbaren Quellen gewinnen, die Integration von Speicheranlagen in Form von Großspeichern, Heimspeichern oder der Elektromobilität und der Ausbau von sektorübergreifenden Anlagen, wie Elektrolyseure oder Power-to-Heat-Systeme, erfordern überwiegend einen Umrichter für den Anschluss an das Stromnetz. Bis jetzt sind diese Umrichter netzfolgend und liefern kaum einen Beitrag für die Systemstabilität. Hinzu kommt, dass konventionelle Kraftwerke vom Netz genommen werden, die einen wesentlichen Teil zur Netzstabilität beigetragen haben. Denn die rotierenden Massen der großen Generatoren reagieren träge auf Fehler im Netz und halten die Frequenz und Spannung mit geeigneter Regelung innerhalb von zulässigen Grenzwerten. Das können netzfolgende Umrichter nicht. Die mangelnde Trägheit führt dazu, dass das Netz schneller auf Fehler wie Kurzschlüsse, Leitungsausfälle, schnelle Laständerungen, usw. reagiert und somit auch leichter in einen instabilen Zustand überführt wird. Diese steigende Netzdynamik erfordert schnelle Reaktionen, die nur lokal realisiert werden können. Das wiederum bedarf einer dezentralen Intelligenz, die Entscheidungen zu Schaltmaßnahmen nahe dem Fehler im Bereich von Millisekunden bis wenige Sekunden trifft. Dazu müssen Fehler schnell erkannt und entsprechend gemessen werden. Moderne Messgeräte ermöglichen die schnelle Detektion. Dazu zählen Phasor Measurement Units (PMU), die es ermöglichen, Strom und Spannung mit

einer sehr hohen Auflösung zu erfassen und sie mit einem GPS-Zeitstempel versehen. Dadurch können zusätzlich Spannungswinkel zwischen Messungen an unterschiedlichen Positionen im Stromnetz berechnet werden, was einen Mehrwert für die Fehlerdetektion von zum Beispiel Weitbereichsoszillationen (Wide Area Oscillations) ermöglicht. Für die Datenübertragung neuer Messgeräte und moderner Steuerungen werden spezielle Kommunikationsprotokolle benötigt.

Anforderungen an Kommunikation

Eine zentrale Anforderung an die Kommunikation ist die Reaktionszeit, die bei Störungen im Netz minimiert werden muss. Dafür gibt es unter anderem das Protokoll für PMUs. IEEE C37.118 ist ein Standard für das Senden und Empfangen von Daten zwischen diesen Messgeräten und entsprechenden Empfängern. Weiterhin findet der Standard IEC 61850 Anwendung. Dieser unterteilt sich in mehrere Unterkategorien, wie Manufacturing Message Specification (MMS) für die Messdatenübertragung, Sampled Values (SV) für Echtzeit-Datenübertragung oder Generic Object-Oriented Substation Event (GOOSE) für die Kommunikation mit Schutzgeräten. Größter Vorteil dieses Standards ist, dass die Kommunikation zwischen allen Geräten auch unterschiedlicher Hersteller möglich ist. Die modernen Kommunikationsprotokolle ersetzen nicht das vorhandene Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) System mit dem Standard IEC 60870-5-104, sondern erweitern es nur. Damit können die Effizienz und Zuverlässigkeit der Betriebsführung erhöht werden. Doch die Daten alleine machen das System noch nicht besser. Sie müssen auch sinnvoll verarbeitet werden. Das geschieht dezentral auf der Stationsebene und zentral in der Leitwarte.

Anforderungen an Leitwarte

Moderne Leitwarten müssen dem zunehmend komplexen und dynamischen Energiesystem angepasst werden, um die Betriebssicherheit und Effizienz weiterhin in dem hohen Maße zu gewährleisten, wie es bisher der Fall ist. Technologische Herausforderungen sind die Integration neuer Kommunikationstechnologien mit der Verarbeitung von Echtzeitdaten sowie die Teilautomatisierung von Routineaufgaben und Maßnahmen, die eine sehr schnelle Reaktionszeit erfordern, wie es zum Beispiel bei kurativen Maßnahmen der Fall ist. Wenn sensible Daten versendet werden, sind Sicherheitsanforderungen von enormer Bedeutung. Das System muss redundant aufgebaut sein und möglichst ausfallsicher sein, der Zugang zur Leitwarte muss streng reguliert werden und die Cybersicherheit muss jederzeit auf dem neusten Stand sein. Wenn die genannten Erfordernisse umgesetzt sind, können neue Betriebsführungskonzepte angewendet oder vorhandene erweitert werden. So sollen Maßnahmen zur Sicherstellung der Netzstabilität schnellstmöglich aktiviert, Störungen müssen dafür schnell erkannt und Fehler auch im Nachgang ausgiebig analysiert werden. All diese Änderungen sind nicht einmalig und es ist sinnvoll, eine Leitwarte möglichst flexibel und anpassungsfähig aufzubauen. Dafür gibt es unter anderem das Konzept des modularen Systems,

wie es zum Beispiel bei dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission angestrebt wird unter dem Namen Modular Control Center System (MCCS). Dieses Konzept erfordert ein intensives Zusammenarbeiten mit den Umspannwerken und entsprechender neuer Technologie.

Intelligente Station

In den Umspannwerken werden die physikalischen Größen gemessen und über die Leittechnik bis zur Leitwarte übertragen. Hier kommt die beschriebene moderne Kommunikationstechnik zum Einsatz. Das ermöglicht eine Datenübertragung und -analyse in Echtzeit und somit eine schnellstmögliche Reaktion auf Störungen im Netz, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Schutz- und Steuerungssysteme werden automatisiert aktiviert. Das ist möglich, wenn Maßnahmensets für kritische Fehlerszenarien vorab zentral in der Leitwarte berechnet und an die Steuerungssysteme übertragen wurden. Eine mögliche Maßnahme könnte die Steuerung von erneuerbaren Energiequellen sein. Diese müssen dafür ausgelegt sein und eine Fernsteuerung ermöglichen. Darüber hinaus muss auch die Fernüberwachung und -steuerung von der Leitwarte aus nach wie vor möglich sein. Dafür ist wiederum die Cybersicherheit sicherzustellen, um Zugriff durch Dritte zu verhindern. Weitere, denkbare Neuerungen sind die zustandsbasierte Wartung, adaptive Schutzmechanismen.

Dynamische Netzberechnung

Die in der Station erfassten Echtzeitdaten können von einer intelligenten Steuereinheit analysiert und zum Auslösen von Maßnahmen genutzt werden. Diese Maßnahmen müssen jedoch im Vorfeld durch Berechnungen ermittelt werden. Diese Berechnungen erfolgen zentral in der Leitwarte und erfordern eine erhebliche Rechenleistung. Hierbei sind dynamische Netzberechnungen notwendig, bei denen Differentialgleichungen numerisch gelöst werden müssen. Um den immensen Rechenaufwand zu verringern, gibt es die Möglichkeiten, dass nur wenige und kritische Fehlerszenarien numerisch berechnet werden, dass starke Vereinfachungen getroffen werden oder dass Indizes genutzt werden, um aus den Ergebnissen der statischen Netzberechnung auf dynamisch instabile Fehlerfälle zu schließen. Für die dynamische Stabilitätsanalyse gibt es noch hohen Forschungsbedarf, um neue Methoden für die Bewertung zu entwickeln.

1.2 Ansatz der Arbeit

In dieser Arbeit werden die Aspekte der steigenden Dynamik im Stromnetz aufgegriffen und in einem Labordemonstrator nachgebildet. Basierend auf einem Echtzeitsimulator, moderner Steuereinheit, neuesten Kommunikationsstandards und -infrastruktur sowie einer Anbindung an eine kommerzielle Leitwartensoftware mit einer Programmierschnittstelle werden moderne Betriebsführungsstrategien erprobt. Dazu zählen die kurative Netzbetriebsführung und die Bewertung der transienten Stabilität.

Das Ziel besteht darin, ein ganzheitliches System aus Hard- und Software zu entwickeln, das dem im Feld eingesetzten System möglichst nahekommt und die Kommunikationswege sowie Funktionalitäten realitätsgetreu nachbildet, um innovative Betriebsführungsmethoden zu erproben. Zunächst wird der Aufbau detailliert beschrieben und mit realen Systemen verglichen. Darüber hinaus wird das System dem aktuellen Stand der Forschung gegenübergestellt. Dabei wird herausgestellt, dass der Aufbau in diesem Umfang einige Alleinstellungsmerkmale aufweist. Es verwendet neuste Kommunikationstechnologien, hat Schnittstellen zu der Leitwartensoftware und ist an vielen Stellen modular erweiterbar. Die Modularität ermöglicht Forschung an der Netzsimulation, Steuergeräten, Intelligent Electric Devices (IED), an der Datenübertragung und der Leitwarte. Die Betriebsführung kann dadurch zunächst an den beteiligten Komponenten einzeln entwickelt und getestet werden bevor es dann im Gesamtsystem angewendet wird, um eine Funktionsweise nachzuweisen.

Die zunehmende Komplexität des Stromversorgungsnetzes erfordert einen hohen Grad an Automatisierung. Dabei wird es aber nie vollautomatisiert, da Entscheidungen immer von einem befähigten Mitarbeiter in der Leitwarte bestätigt werden müssen. Die Software unterstützt das Personal nur und schlägt Maßnahmen vor, wenn kritische Netzsituationen erkannt werden. Bestätigte Maßnahmen oder Maßnahmenpakete können dann wiederum automatisch ausgelöst werden, wenn kritische Situationen eintreten. Das ermöglicht wiederum eine sehr schnelle Reaktionszeit und die Frage nach der Haftbarkeit im Falle eines Unfalls ist ebenfalls geklärt. Denn für Maschinen und intelligente Systeme gilt keine Haftung.

Automatisierung in der Leitwarte ermöglicht eine stationäre sowie dynamische Netzanalyse. Nach der Berechnung des stationären Systemzustandes werden kritische Szenarien festgestellt, die dann dynamisch bewertet werden. Dynamische Netzberechnungen sind jedoch sehr rechenintensiv und dadurch wird die Anzahl der kritischen Szenarien begrenzt. Alternativ können Indizes verwendet werden, die die Systemstabilität bewerten. Neben den Indizes besteht weiterhin die Möglichkeit, Vereinfachungen anzunehmen, um so die Ordnung der zu lösenden Differentialgleichungen und somit den Rechenaufwand zu reduzieren. Hier gibt es einen enormen Forschungsbedarf. Neue Methoden, die eine Aussage über die Stabilität geben und weniger Rechenleistung benötigen, sind erforderlich. In dieser Arbeit wird eine Methode für die Bewertung der transienten Stabilität vorgestellt.

Eine weitere Methode, die nicht neu, aber dennoch innovativ ist, ist die kurative Engpassbehebung. Engpässe werden meist mit präventiven Maßnahmen behoben, die Arbeitspunktanpassungen vorsieht, um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten. Diese meist kostenintensiven Maßnahmen können reduziert werden und Leitungen höher ausgelastet werden. In einem Fehlerfall werden dann Maßnahmen reaktiv genutzt, um Ströme sowie Spannungen schnellstmöglich in einen sicheren Bereich zurückzuführen und Fehlerkaskaden zu vermeiden. Es wird die thermische Trägheit von Betriebsmitteln genutzt, durch die sich ein

zu berechnendes Zeitfenster für Betriebsmittel ergibt, das zur Reaktion genutzt werden kann. Dieses Verfahren wird im Laboraufbau getestet und hinsichtlich Reaktionszeit und Auswirkungen getestet.

1.3 Aufbau der Arbeit

Die Dissertation gliedert sich in sechs Kapitel. Diese werden mit den jeweiligen Schwerpunkten vorgestellt. Kapitel 1 stellt den Hintergrund und die Notwendigkeit dieser Arbeit vor und beschreibt den Ansatz, der verfolgt wird.

In Kapitel 2 werden die Grundlagen der operativen Netzbetriebsführung dargestellt. Die Aufgaben, die Netzbetreiber übernehmen und zentral von der Leitwarte aus steuern, werden erweitert mit Ideen für moderne Systeme. Ferner wird auf die gesamte Architektur mit der Leit- und Kommunikationstechnik eingegangen.

Kapitel 3 widmet sich komplett dem Laboraufbau. Die gesamte Architektur wird in die einzelnen Elemente zerlegt und beschrieben. Es wird auf die Netzmodellierung eingegangen und welche Funktionen die Leitwarte übernimmt. Die Besonderheiten der kommunikationstechnischen Anbindung werden hervorgehoben und das Konzept der Automatisierung innerhalb der Station wird vorgestellt.

Bevor die Methoden in Kapitel 5 an unterschiedlichen Use Cases angewendet werden, werden sie in Kapitel 4 beschrieben und die Funktionsweise wird anhand einfacher, generischer Netze nachgewiesen.

Eine Auswertung der Use Cases erfolgt in Kapitel 6. Die Methoden werden hinsichtlich ihrer Eignung mit Vor- und Nachteilen bewertet. Weiterhin wird darauf eingegangen, inwieweit der Laboraufbau die Anforderungen der vorgestellten Betriebsführungsstrategien erfüllt.

Die Dissertation endet in Kapitel 7 mit einer Zusammenfassung der Erkenntnisse dieser Arbeit und gibt einen Ausblick auf mögliche Erweiterungen des Gesamtsystems.

2 Operative Systemführung

Die operative Systemführung oder auch Netzbetriebsführung umfasst viele Prozesse, die im Verantwortungsbereich von Betreibern von elektrischen Energieversorgungsnetzen liegen. Speziell die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) müssen nach dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) dafür Sorge tragen, dass der Netzbetrieb sicher, zuverlässig und effizient ist [1].

2.1 Aufgaben der Operativen Systemführung

Die Aufgaben der ÜNB sind in der europäischen Richtline System Operation Guidelines (SOGL) [2] der ENTSO-E (European Network for Transmission System Operator – Electricity) festgehalten. Darin ist geschrieben, dass der Systemzustand zu jedem Zeitpunkt überwacht werden muss, um sofort auf Störungen zu reagieren, damit Auswirkungen kontrolliert und reduziert werden. Um den sicheren Betrieb zu garantieren, sind nach [2] folgende Aufgaben definiert:

- Wahrung der (n-1)-Sicherheit
- Regelleistungsbeschaffung und -einsatz
- Engpassprognose und -management
- Spannungshaltung durch Einsatz von Blindleistung
- Krisenmanagement
- Fahrplanmanagement
- Steuerung des Schaltzustands
- Monitoring von Strom und Spannung
- Koordination und Durchführung von Topologiemaßnahmen
- Datenerhebung und Austausch mit anderen Netzbetreibern

Diese Aufgaben werden in vier Teilbereiche, die sogenannten Systemdienstleistungen, aufgeteilt. Diese sind Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Versorgungswiederaufbau und die Betriebsführung. Diese Dienstleistungen, die durch die Netzbetreiber erbracht werden müssen, sind zwingend für den sicheren, zuverlässigen und effizienten Betrieb des Stromnetzes erforderlich, kosten aber viel Geld, was auf die Netzentgelte umgelegt wird. Die Reduktion der Maßnahmen und die damit einhergehende Kostensenkung ist im Interesse eines jeden Stromkunden. Es gibt mehrere Möglichkeiten zur Reduktion. Als erstes wird versucht, das vorhandene Stromnetz und die Betriebsmittel optimiert zu nutzen. Weiterhin kann das Netz verstärkt werden. So können 220-kV-Leitungen auf 380-kV-Leitungen umgerüstet werden, um Übertragungskapazitäten zu erhöhen. Als letzte Maßnahme kann das Netz ausgebaut werden. Diese drei Maßnahmen werden immer in dieser Reihenfolge berücksichtigt. Dafür gibt es das NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau) [3]. Die Netzoptimierung ist

die kostengünstigste Variante und wird in dieser Arbeit aufgegriffen. Denn die Idee der kurativen Engpassbehebung, wie sie in Kapitel 0 beschrieben wird, ist eine Optimierung, da vorhandene Leitungen gezielt höher ausgelastet werden können [4].

2.1.1 Engpassprognose und -management

Einzuordnen ist die kurative Engpassbehebung bei der Systemdienstleistung Betriebsführung und der darin untergeordneten Wahrung der (n-1)-Sicherheit. Voraussetzung sind Engpassprognosen, die wiederum berechnet werden können, wenn die Fahrpläne der Kraftwerke und die Lastprognosen ausgewertet wurden. Daraufhin folgt der Einsatz von Redispatch-Maßnahmen und letztlich der Einsatz von Reservekraftwerken sowie Einspeisemanagement (EinsMan), bei denen erneuerbare Energien abgeschaltet oder gedrosselt werden [1].

Neben den genannten Maßnahmen können die ÜNB auch auf den Intraday-Strommarkt zugreifen, wo kurzfristige Erzeugungs- oder Lastverschiebungen am Markt gehandelt werden, um das Netz zu entlasten [5]. Darüber hinaus kann durch die Koordination mit benachbarten Netzbetreibern auf nationaler und internationaler Ebene eine Verringerung des Redispatch-Bedarfs erreicht werden. Die überregionale Abstimmung erfolgt dabei durch die europäischen Regional Coordination Centres (RCC), beispielsweise TSCNET Services oder Coreso [6].

Zusätzlich zu den operativen Prozessen werden statische Netzanalysen für Engpassprognosen und betriebsplanerische Untersuchungen durchgeführt. Darüber hinaus erfolgt die langfristige Optimierung der Netzinfrastruktur durch Netzausbaumaßnahmen sowie den Einsatz regelbarer Betriebsmittel. Während Phasenschiebertransformatoren (PST) und HGÜ-Systeme (Hochspannungsgleichstromübertragung) gezielt zur Steuerung von Wirkleistungsflüssen eingesetzt werden können, dienen STATCOM-Anlagen insbesondere der Spannungsregelung und Blindleistungsbereitstellung.

2.1.2 Regelleistungsbeschaffung und -einsatz

Regelleistung wird eingesetzt, um Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch zu kompensieren und um die Netzfrequenz zu stabilisieren. Nach der Aktivierungszeit und dem Einsatzzweck werden drei Kategorien unterschieden. Die Primärregelleistung ist ein sekundenschneller Ausgleich und wird sofort aktiviert, wenn die gemessene Frequenz das Totband verlässt. Sie muss innerhalb von 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen und diese für mindestens 15 Minuten halten. Im Anschluss wird sie innerhalb von 15 Minuten von der Sekundärregelleistung abgelöst. Diese wird ebenfalls sofort aktiviert, jedoch zentral von der Leitwarte, und muss dann innerhalb von fünf Minuten durch Kraftwerke bereitgestellt werden. Diese kann dann für länger anhaltende Ungleichgewichte von der Tertiärregelung

abgelöst werden, die nach spätestens 15 Minuten bereitgestellt werden muss und vom Netzbetreiber manuell angefordert wird [7].

Die Beschaffung von Regelleistung erfolgt über einen Marktmechanismus im Wettbewerb um das günstigste Angebot. Dafür erfolgt regelmäßig eine Ausschreibung bei der Anbieter Gebote abgeben können. Teilnahmeberechtigt sind konventionelle Kraftwerke, erneuerbare Energien und industrielle Verbraucher. Der Einsatz der Regelleistung erfolgt durch die Aktivierung des ÜNB, wobei die Primärregelleistung und die Sekundärregelleistung automatisch und die Tertiärregelleistung manuell aktiviert werden. Weiterhin gibt es länderübergreifende Regelenergiebörsen, die von ENTSO-E koordiniert werden und einen grenzüberschreitenden Ausgleich ermöglichen. So wird zum Beispiel die International Grid Control Cooperation (IGCC) von der TransnetBW betrieben [8].

2.1.3 Spannungshaltung durch Blindleistungseinsatz

Die Spannungshaltung ist eine weitere Systemdienstleistung und gehört zu den Aufgaben der ÜNB und VNB. Dabei muss unter gezieltem Einsatz von technischen Maßnahmen die Spannung innerhalb zulässiger Grenzwerte gehalten werden.

Die Spannung wird im Übertragungsnetz maßgeblich durch die Blindleistung beeinflusst. Grund hierfür ist das hohe Verhältnis der Induktivitäten gegenüber dem ohmschen Widerstand (R/X=1/10) der Betriebsmittel. Für die Blindleistungsbereitstellung gibt es folgende technische Maßnahmen [9]:

- Blindleistungsbereitstellung durch Kraftwerke,
- Stufensteller an Transformatoren für eine lokale Verschiebung der Blindleistung und somit einer Anpassung der Spannung zwischen verschiedenen Spannungsebenen,
- Kondensatorbänke und Drosselspulen, die zu- oder abgeschaltet werden können,
- Flexible Wechselstromübertragungssysteme (FACTS – Flexible AC Transmission Systems), wie Phasenschiebertransformatoren, Static Synchronous Compensators (STATCOM) oder Static VAr Compensator (SVC),
- Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) mit VSC-Konvertern.

Bei diesen Maßnahmen stellt die Minimierung des Blindleistungseinsatzes ein weiteres Optimierungskriterium dar. Da Blindleistung nur begrenzt über größere Entfernungen übertragen werden kann, führen hohe Blindleistungsflüsse zu zusätzlichen Spannungsabfällen beziehungsweise Spannungsanhebungen und beanspruchen die Übertragungskapazitäten von Leitungen und Transformatoren. Daher wird Blindleistung vorzugsweise möglichst nahe am Ort ihres Bedarfs bereitgestellt.

Die Überwachung erfolgt über vorhandene SCADA-Systeme in Echtzeit und die proaktive Ansteuerung der technischen Maßnahmen erfolgt über Fernwirktechnik. Für die lokale Spannungshaltung erfolgt eine Abstimmung mit den unterlagerten Verteilnetzbetreibern (VNB) [9].

2.1.4 Krisenmanagement

Das Krisenmanagement umfasst Maßnahmen, die nach außergewöhnlichen Störungen ergriffen werden, um eine schnelle Wiederherstellung der Stromversorgung zu ermöglichen. Die Koordination übernimmt der ÜNB. Dabei wird mit VNB und Kraftwerksbetreibern sowie Behörden zusammengearbeitet [10].

Das Wichtigste bei dem Krisenmanagement ist die Prävention. Durch SCADA-Systeme und mit Hilfe von Leitwarten wird das Netz rund um die Uhr überwacht. Es werden Last- und Erzeugungsprognosen sowie Wettervorhersagen herangezogen und mit Hilfe von Lastfluss- und Stabilitätsberechnungen der Netzzustand analysiert. Grenzwerte müssen sinnvoll vorgegeben werden, um kritische Zustände zu identifizieren. Frequenzabweichungen, Überlastungen oder Spannungseinbrüche müssen frühzeitig erkannt werden, um möglichst schnell Gegenmaßnahmen einzuleiten. Es werden vier Eskalationsstufen unterschieden [2]:

1. Normale Betriebsführung
2. Gestörter Netzbetrieb (Engpässe oder lokale Ausfälle)
3. Krisenfall (Inselnetzbildung oder großflächige Netzausfälle)
4. Blackout (flächendeckender Versorgungsausfall)

In allen Stufen gibt es Maßnahmen für die Stabilisierung des Netzes. Um einen gestörten Netzbetrieb zu verhindern, gibt es das Engpassmanagement und den Einsatz von Regelleistung, wie in den vorherigen Abschnitten beschrieben. Es kann auch zur Abschaltung von nicht systemkritischen Lasten kommen. In akuten Fällen, bei denen der Netzbetrieb bereits gestört ist, greifen Maßnahmen, wie Schnellabschaltung von Erzeugern oder Verbrauchern, gezielte Lastabwurfkonzepte sowie Schutzmechanismen mit automatischer Netztrennung. Im Krisenfall oder Blackout kommt es zum Netzwiederaufbau [10], [11].

Der Netzwiederaufbau beginnt mit dem Herstellen eines definierten Netzzustandes. Dafür werden Stromnetze gezielt horizontal und vertikal getrennt. Schwarzstartfähige Kraftwerke können dann in einem Inselnetz anfahren und eine Spannung vorgeben. Alternativ kann eine externe Spannungsvorgabe über Interkonnektoren erfolgen. Die Spannungsvorgabe und Versorgung wird für die Wiederversorgung thermischer Kraftwerke genutzt, die dann anfahren. Nun folgt das schrittweise Hinzuschalten von Lasten. Dadurch werden stabile Netzinseln um die Kraftwerke gebildet, die dann innerhalb der Regelzonen resynchronisiert werden. Zuletzt werden die Regelzonen zu dem Verbundnetz resynchronisiert [11].

2.1.5 Fahrplanmanagement

Das Fahrplanmanagement ist die Schnittstelle zwischen Stromerzeugung, Stromhandel und dem Netzbetrieb. Das Ziel ist es, Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt in Balance zu halten.

Innerhalb jeder Regelzone erfolgt das Fahrplanmanagement und wird vom jeweiligen ÜNB validiert. Dafür sind die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) verpflichtet Prognosen für Last und Erzeugung viertelstunden-scharf an den Bilanzkreiskoordinator (BiKo) täglich bis spätestens 14 Uhr für den Folgetag zu übermitteln und zusätzlich im Laufe des Tages, wenn es zu Fahrplanänderungen kommt. Weiterhin müssen die Lieferanten Prognosen liefern und ebenfalls an den BiKo senden. Zusätzlich erhält er das Marktergebnis der Stromhändler. Nun muss der BiKo die Fahrpläne aller Akteure validieren und mit Hilfe von Lastflussberechnungen prüfen, ob es bei den physikalischen Lastflüssen zu Engpässen kommt und ob es zu Abweichungen zwischen Erzeugung und Last kommt. Diese Abweichungen können durch kurzfristige Fahrplananpassungen mittels Stromhandel auf dem Intra-Day Strommarkt oder mittels Einsatzes von Regelleistung ausgeglichen werden. Die Kosten für die Regelenergie werden auf die BKV umgelegt, die von ihrem Fahrplan durch Prognosefehler abgewichen sind. Engpässe werden im Engpassmanagement behandelt [11], [12].

2.1.6 Monitoring and Control

Das Monitoring und Control (Überwachung und Steuerung) von elektrischen Netzen ist eine Aufgabe der Netzbetreiber. Es erfolgt eine Echtzeitüberwachung der Netzparameter in zentralen Leitwarten, um Netzengpässe und Störungen zu erkennen und durch gezielte Steuerungsmaßnahmen zu verhindern. Dadurch kann ein stabiler und sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden.

Die zentralen Steuerungssysteme der Netzbetreiber sind SCADA-Systeme, die eine Überwachung und Fernsteuerung ermöglichen. Es verknüpft Messgeräte, Schutztechnik und Steuerungsgeräte in der Leitwarte. Hier werden Leitsysteme verwendet, die es ermöglichen, den Netzzustand zu berechnen und den Netzzustand für den Systemoperator sinnvoll zu visualisieren. Zusätzliche Funktionen sorgen für automatische Alarmmeldungen bei Störungen und die Analyse vergangener Szenarien. Damit alle erforderlichen Daten in der Leitwarte zusammenkommen und sinnvoll interpretiert werden, kommen Kommunikationsstandards zur Anwendung. Das Protokoll IEC60870-5-104 ist seit vielen Jahren Stand der Technik und kann so schnell nicht ersetzt werden. Remote Terminal Units (RTU) stellen die Messdaten in dem Protokoll bereit. Messdaten kommen wiederum von Sensoren und Messwandlern im Feld [11], [9].

Monitoring and Control ist erforderlich für die Frequenzüberwachung und den Regelleistungseinsatz sowie der Spannungsregelung und dem Engpassmanagement. Denn ohne Messwerte können keine Abweichungen der Nennwerte von Strom, Spannung und Frequenz festgestellt werden.

Neben der Überwachung des Netzzustands ist es erforderlich, Wartungsmaßnahmen zu ermöglichen. Diese erfordern eine Durchführung von Topologiemaßnahmen, um Netzabschnitte spannungslos zu schalten und somit Bauarbeiten zu ermöglichen. Zu den Bau- und Wartungsmaßnahmen gehören der altersbedingte Austausch von Betriebsmitteln, die Aufrüstung vorhandener Betriebsmittel auf leistungsfähigere und der Bau sowie Anschluss neuer Betriebsmittel [9].

2.1.7 Datenerhebung und Austausch mit anderen Netzbetreibern

Datenaustausch zwischen Netzbetreibern ist essentiell für eine stabile und effiziente Betriebsführung des Stromnetzes. Dies gilt besonders in einem eng vermaschten und gekoppelten Stromnetz Kontinentaleuropas. Die Notwendigkeit besteht für die Regelung von Spannung und Frequenz, für das Engpass- sowie Bilanzkreismanagement, das Störungsmanagement und den Abgleich von Fahrplänen sowie Regelleistungsabrufen. Zu den Akteuren beim Datenaustausch zählen VNB, ÜNB, Kraftwerks- und Anlagenbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche sowie Markttreiber. Ausgetauscht werden unterschiedliche Arten von Daten [11]:

- Planungs- und Prognosedaten
- Betriebsdaten
- Störungs- und Wartungsdaten
- Marktdaten

Wie bei jedem Datenaustausch gibt es Herausforderungen aufgrund der zunehmenden Datenmengen, der Latenzzeiten, den wachsenden Anforderungen zu der Cybersicherheit und der Interoperabilität zwischen Sendern und Empfängern.

Innerhalb der eigenen Regelzone eines ÜNB erfolgt der Datenaustausch zwischen den genannten Akteuren. Darüber hinaus übernehmen sie aber noch weitere Aufgaben in ihrem Regelblock und auf internationaler Ebene. In Deutschland besteht der Regelblock aus den vier deutschen ÜNB und Teilen von Dänemark und Luxemburg. Innerhalb dieses Regelblocks wird der Einsatz von Regelenergie optimiert. Die Koordinierung des Austauschs zwischen den Regelblöcken wird von zwei Koordinationszentren übernommen. Das sind Amprion für die nördlichen ÜNB und Swissgrid für die südlichen ÜNB Kontinentaleuropas. Sie koordinieren als Frequenz-Koordinatoren Maßnahmen bei größeren und länger andauernden Frequenzabweichungen sowie die geplanten grenzüberschreitenden, geplanten Leistungsflüsse.

Zusätzlich gibt es für den steigenden Anteil von Erneuerbaren Energien und den damit verbundenen steigenden internationalen Stromhandel weitere regionale Koordinationszentren, die überregionale Prognosen zur Stromerzeugung aus unterschiedlichen Quellen und den Auslastungen von Interkonnektoren erstellen. Weiterhin führen sie Netzsicherheitsberechnungen durch und geben Informationen an die Systemführung der ÜNB weiter. Ein Beispiel eines solchen Regional Coordination Centers (RCC) ist TSCNET mit 16 ÜNB [9], [11].

Alle Netzbetreiber sind verpflichtet, Daten zu veröffentlichen. Das stellt Transparenz sicher und sorgt somit für Gerechtigkeit im Marktgeschehen. Die Veröffentlichungspflichten ergeben sich aus den EU-Verordnungen 714/2009 (Regulierung des Strombinnenmarktes) [13] und 543/2013 (Transparenzverordnung für Strommärkte) [14] sowie aus den Network Codes des European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E). Hinzu kommen nationale Gesetze (in Deutschland das EnWG) und Vorgaben von Regulierungsbehörden (in Deutschland die Bundesnetzagentur BNetzA). Es wird geregelt, wer wann was veröffentlichen muss. Netzbetreiber nutzen dafür ihre eigenen Webseiten oder Netztransparenz.de [15]. Daten, die veröffentlicht werden müssen, sind zum einen netzbezogene Daten, wie der Netztopologie, Redispatchmaßnahmen und Netzverluste. Weiterhin werden marktbezogene Daten, wie Einspeise- und Verbrauchsreihen, Fahrpläne und Systemdienstleistungen sowie den grenzüberschreitenden Stromhandel, bereitgestellt. Hinzu kommen die Netzentgelte aller Verbrauchergruppen, Ausbaumaßnahmen und Jahresberichte mit Angaben zu Versorgungszuverlässigkeit und Netzqualität [11].

2.1.8 Zukunftstrends der operativen Systemführung

In der sich stark wandelnden Energieversorgung werden in Zukunft einige Weiterentwicklungen notwendig sein, um die sehr gute Versorgungssicherheit bei gleichzeitig hoher Qualität aufrechtzuerhalten.

Bisher war die Betriebsführung eher eindimensional und lastenorientiert. Die zunehmende Anzahl der EE führt zu einer höheren Volatilität und erschwert Prognosen. Somit sind neue Konzepte für die Spannungshaltung, die Regelleistungsbereitstellung und das Krisenmanagement erforderlich. Neue Technologien, wie Batteriespeicher und E-Mobile müssen in die Konzepte mit integriert werden. Ebenso muss das hochdynamische Verhalten der Umrichter Berücksichtigung finden. Auf einige Netzfehler kann mit dezentralen Netzautomatiken reagiert werden. Die Flexibilitätsoptionen werden steigen und müssen sinnvoll und schnell koordiniert werden, um auf Schwankungen und Fehler im Netz zu reagieren. Das erfordert wiederum eine schnelle Datenbereitstellung. Die Entwicklung kann in Richtung echtzeitfähiger Cloud-basierter Lösungen gehen, die große Datenmengen verarbeiten können und zentral die Daten bereitstellen. Eine weitere Entwicklung sind Modelle, die durch

künstliche Intelligenz (KI) trainiert werden. Diese verbessern Prognosen für Fahrpläne und Risiken im Netzbetrieb und können für die Berechnung von Netzdynamiken oder anderen rechenintensiven Prozessen nützlich sein [16], [17].

Für eine optimierte Netzbetriebsführung ist eine zunehmende Vernetzung der Netzbetreiber europaweit sowie zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern anzustreben. Denn das hilft bei der Regelleistungsbereitstellung, der Spannungshaltung, dem Krisen- und Fahrplanmanagement. Standardisierung von Datenpaketen und eine Automatisierung sind dabei erforderlich, um einen Mehrwert zu generieren. Gegebenenfalls müssen weitere Vorschriften erlassen werden, die den europaweiten Datenaustausch festlegen [11], [16].

Eine denkbare Weiterentwicklung im Bereich des Stromhandels und einigen Netzprozessen ist die Verwendung von Blockchain-Technologie, die eine sichere und zugleich transparente Abwicklung gewährleistet [18].

Fast alle Vorschläge basieren auf der Digitalisierung der Energieversorgung. Digitalisierte Services sind angreifbar und da es sich um eine höchst kritische Infrastruktur handelt, ist die Cybersicherheit von enormer Bedeutung. Diese muss zu jeder Zeit gegeben sein, denn Angriffe oder Manipulationen der Netzsteuerung können zu Blackouts führen und dadurch wirtschaftliche Schäden sowie Gefahren für die öffentliche Sicherheit verursachen [19].

2.2 Moderne Leitwarten

Die im Kapitel 2.1 beschriebenen Aufgaben der operativen Betriebsführung werden von der Leitwarte zentral durchgeführt. Die konventionellen Systeme wurden von einem Anbieter gekauft, gewartet und weiterentwickelt. Neue Funktionen wurden installiert und mussten in das bestehende System integriert werden. Das war meist sehr aufwendig, da es keine zentrale Datenhaltung gab. Funktionen von weiteren Anbietern konnten ebenfalls nur über Umwege oder gar nicht genutzt werden. Die immer komplexer werdende Leitwartenarchitektur kann von dem Personal gewartet werden, wenn die Fachkräfte entsprechend langjährige Erfahrung haben. Die Einarbeitung von neuem Personal ist sehr schwierig und zeitaufwendig. Bei einem Generationswechsel der Fachkräfte könnte viel Wissen über die komplexe Struktur verloren gehen. Ein weiteres Problem ist die Fehlersuche. Wenn es Probleme bei der Architektur, Kommunikation, Software oder anderen relevanten Teilen der Leitwarte gibt, ist die Analyse und Behebung von Fehlern sehr zeitaufwendig und teuer. Außerdem sind die Netzbetreiber immer auf den Service der Hersteller von Leitwartensoftware angewiesen. Denn meistens ist die umfangreiche Software von einem Anbieter wie eine Blackbox mit vielen Funktionen, die das Leitwarten-Personal nutzt, aber nicht anpassen kann. Neben der Fehlerbehebung ist auch die Datenhaltung und Synchronisation umständlich, da sie manuell durchgeführt werden. Änderungen der Netztopologie, beispielsweise durch die Inbetriebnahme neuer Leitungen, den

Einbau zusätzlicher Leistungsschalter oder die Erweiterung der Messtechnik, erfordern eine manuelle Anpassung der Systemdaten. Die hierfür notwendigen Kenntnisse sind häufig an spezialisiertes Fachpersonal gebunden. Dies gewährleistet einerseits eine hohe Qualität und Konsistenz der Datenpflege, führt andererseits jedoch zu einer erhöhten Abhängigkeit von einzelnen Experten. Der Ausfall oder Weggang dieser Personen kann die Umsetzung von Änderungen erschweren und den erforderlichen Einarbeitungsaufwand für Nachfolger erhöhen. [19], [20], [21].

Zusammenfassend können folgende Herausforderungen der aktuellen Technik identifiziert werden [20]:

- Anbieterbindung der Leitwartensoftware
- Teure Wartungsarbeiten
- Manuelle Synchronisation der Daten
- Keine standardisierte Integration neuer Funktionen

Für eine moderne Leitwarte ist eine digitale Transformation notwendig. Dafür reicht es nicht aus, die Technologie zu erneuern. Es muss eine organisatorische und methodische Veränderung her, um den Herausforderungen zu begegnen. Ein Vorhaben, das diese Veränderung anstrebt, ist das MCCS (Modular Control Center System) der 50Hertz. Diese Struktur ist in der Abbildung 1 dargestellt und wird im weiteren Verlauf analysiert [20].

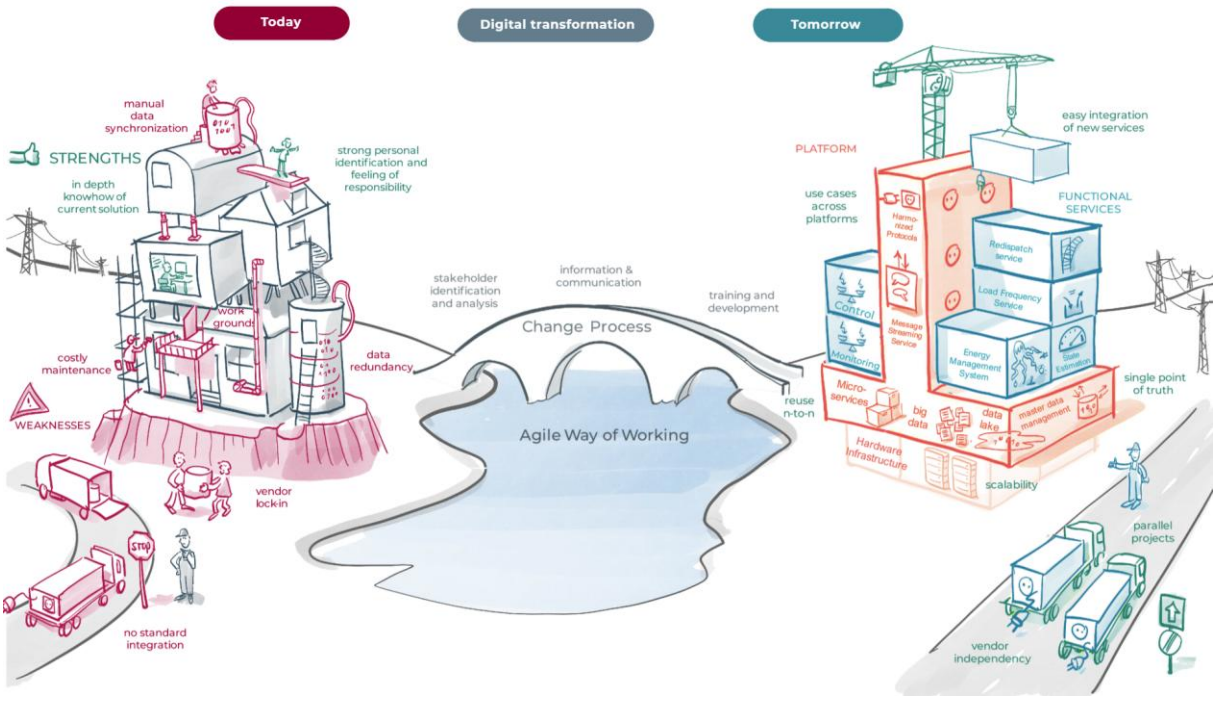

Abbildung 1: Modular Control Center System der 50Hertz [20].

Auf den ersten Blick fällt auf, dass die bildliche Darstellung einer Leitwarte auf der rechten Seite der Abbildung 1 deutlich geordneter aussieht. Dieser strukturierte Aufbau stellt die Modularität des Systems dar. Wie im Baukastenprinzip können einzelne Module oder Funktionsbausteine hinzugefügt werden. Diese sind wiederum in sich geschlossen und zusätzlich anbieterunabhängig. Das bringt die Vorteile, dass die Integration sowie Validierung einzelner Funktionen parallel erfolgen und standardisiert dem Gesamtsystem hinzugefügt werden können. Das System ist zusätzlich skalierbar und Hardware kann für einen erhöhten Bedarf an Rechenleistung jederzeit ergänzt werden, da die Rechenleistung individuell und je nach Bedarf den einzelnen Services automatisiert zugewiesen wird. Zusammenfassend können folgende Vorteile eines solchen Systems genannt werden:

- Anbieterunabhängigkeit
- Serviceorientierte und modulare Erweiterbarkeit
- Wiederverwendbarkeit einzelner Funktionen
- Standardisierte Schnittstellen
- Unabhängige Entwicklung, Validierung und Aktualisierung von Diensten
- Skalierbarkeit der Rechenleistung
- Übertragbarkeit auf andere Leitwarten
- Strukturierter Aufbau

Letzter Punkt ist in der Wirtschaft von enormer Bedeutung. Die einzelnen Funktionen und Services des Systems können von weiteren Netzbetreibern genutzt werden. Folgen können ein schnellerer Rollout (oder Markteinführung), erhöhter Wettbewerb und steigende Effizienz sein.

Konventionelle Systeme weisen ebenfalls eine strukturierte Architektur auf, haben jedoch keine klar voneinander getrennten und standardisierten Services, die unabhängig voneinander entwickelt und getestet werden können. Weiterhin kann die Integration neuer Funktionen über standardisierte Schnittstellen erfolgen, während in den aktuellen Systemen diese häufig tief in die bestehende Software integriert werden müssen. Konventionelle Leitwarten können ebenfalls durch zusätzliche Server erweitert werden. In einer containerisierten Architektur kann die Rechenleistung jedoch einzelnen Diensten dynamisch und automatisiert zugewiesen werden, wodurch Ressourcen effizienter genutzt werden.

Um die einzelnen Module mit entsprechenden Daten zu versorgen, gibt es die in orange dargestellte Plattform als zentrale Datendrehscheibe. Es ist eine verteilte Event-Streaming-Plattform für große Datenmengen mit einer sehr guten Performance und Echtzeitfähigkeit. Es ermöglicht eine direkte Verarbeitung von Daten und eine gezielte Verteilung dieser zu entsprechenden Modulen oder Funktionen, die diese Arbeiten für die Auswertung, Analyse oder Weiterverarbeitung benötigen. Eine Open-Source-Lösung einer solchen Plattform ist zum Beispiel Apache Kafka. Die Funktionsweise wird im Kapitel 2.4 beschrieben [17], [22], [23].

Unter der Verwendung einer solchen modernen Architektur können innovative Betriebsführungsalgorithmen implementiert werden. Zwei vielversprechende Ansätze werden im Folgenden beschrieben und im weiteren Verlauf analysiert.

2.2.1 Kurative Netzbetriebsführung

In der kurativen Netzbetriebsführung wird reaktiv auf Störungen im Netz reagiert. Dazu werden vorab Maßnahmen berechnet, die bei einer Störung den sicheren und zuverlässigen Zustand wiederherstellen. Im Gegensatz zu den präventiven Maßnahmen, die proaktiv Netzstörungen vermeiden sollen, wird auf Störungen schnell reagiert, nachdem sie aufgetreten sind. Das führt dazu, dass Netzbetriebsmittel höher ausgelastet werden können.

Ein Beispiel ist die maximale Leistungsauslastung, die standardmäßig bei etwa 60 % liegt. Im Übertragungsnetz gibt es meistens zwei oder mehr parallele Leitungssysteme. Wenn ein Leitungssystem ausfällt, übernehmen parallele Systeme die Leistungsübertragung ohne dabei die 100%ige Auslastung zu übersteigen. Denn bei einer zu starken Auslastung erwärmt sich die Freileitung zu stark und führt zu einem Durchhang zwischen zwei Masten, die den Mindestabstand von zehn Metern zur Erdoberfläche nicht mehr garantieren können. Dadurch sind Freileitungen begrenzt. Das schränkt die Auslastung stark ein. Nun kann aber das physikalische Verhalten der Leitungen genutzt werden. Denn die Leitung wird nur langsam erwärmt und diese Trägheit verschafft etwas Zeit die Auslastung einer Leitung, die über 100% ausgelastet ist nach einer Störung wieder zu reduzieren. Es gibt also eine zulässige temporäre Überlastung, den sogenannten temporären Engpassstrom TATL (Temporary Allowable Transmission Loading). Die 100%-Grenze einer Leitung ist der dauerhaft Engpassstrom PATL (Permanent Allowable Transmission Loading). Die Berechnung dieser Werte ist sehr komplex und von vielen Faktoren abhängig. Die Vorbelastung sowie Prognosen müssen berücksichtigt werden, das Wetter spielt eine entscheidende Rolle und die Materialeigenschaften sind relevant. Eine grafische Darstellung dieses Beispiels mit den unterschiedlichen Engpassströmen zeigt die Abbildung 2 [24].

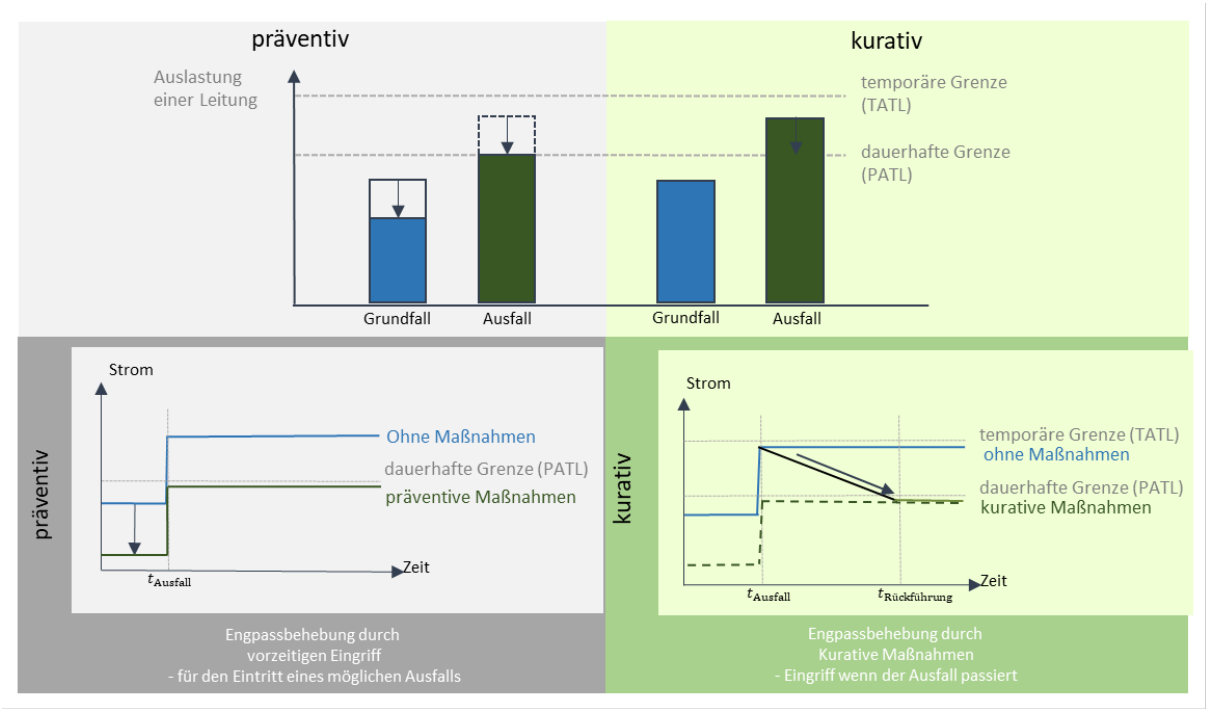

Abbildung 2: Prinzip des kurativen Engpassmanagements einer Freileitung [24].

Bei dieser Betriebsführung spielt die Dauer der Überlastung einer Leitung eine entscheidende Rolle. Je länger eine Leitung überlastet ist, desto geringer fällt die TATL-Grenze aus. Wenn nun eine schnelle Reaktion auf eine überlastete Leitung gewährleistet ist, kann die TATL-Grenze höher gewählt werden.

Diese Art der Betriebsführung muss im gesamten System integriert werden. Schutzgeräte müssen parametriert werden, um die kurzzeitig höheren Ströme nicht abzuschalten und als Fehler zu detektieren. Es muss auch eine Unterscheidung von Überlastung und Kurzschluss möglich sein. Im Idealfall können Schutzgeräte adaptiv, je nach Netzsituation, parametriert werden. Das erfordert einen erhöhten Kommunikationsbedarf für den adaptiven Schutz und für die Maßnahmen, die für die kurative Betriebsführung notwendig sind. Die Kommunikationstechnik wird in Kapitel 2.4 weiter beschrieben.

2.2.2 Dynamische Netzsicherheitsrechnung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) hat im Jahr 2023 ein strategisches Dokument veröffentlicht, welches sich mit den Herausforderungen und Maßnahmen zur Sicherstellung der Systemstabilität in Deutschland beschäftigt. Die Roadmap Systemstabilität analysiert mögliche Maßnahmen inklusive der technologischen und regulatorischen Entwicklungen sowie die Rolle der Marktmechanismen. Zu den Themenfeldern gehören die Frequenz, Spannung, Resonanzstabilität, Kurzschlussstrom, Winkelstabilität, Betriebsführung sowie Netz- und Versorgungswiederaufbau. In den einzelnen Themenfeldern gibt es noch Unterkategorien und nicht alle lassen sich der dynamischen

Netzsicherheitsrechnung zuordnen. Auf die relevanten Themen wird im Folgenden kurz eingegangen [25].

Spannung

Die Spannungshaltung im Übertragungsnetz erfolgt konventionell primär über eine automatische Spannungsregelung der thermischen Kraftwerke. Da seit April 2024 keine Kernkraftwerke mehr am Netz sind und auch ein Kohleausstieg schrittweise erfolgt, nimmt die Anzahl der spannungsregelnden Kraftwerke ab. Zudem steigen die Stromtransite weiter an. Das Stromnetz wird immer höher ausgelastet sein, da sich Last- und Erzeugungszentren immer weiter voneinander entfernen. Der Ausbau der Netzinfrastruktur ist viel zu langsam, um mit dieser Entwicklung Schritt zu halten. All diese Veränderungen machen es erforderlich, neue Technologien einzusetzen. Dazu gehören STATCOM- und SVC-Anlagen, HGÜ-Konverter sowie netzstützende Umrichter. Alle können die Spannung unter stabilen Bedingungen stützen und unter besonderen Bedingungen, wie Kurzschlüssen oder Systemausfällen dynamisch, schnell reagierend Blindleistung bereitstellen. Der Nachteil ist, dass die Anlagen zur Blindleistungsregelung sehr teuer sind [25], [26].

Eine Untergliederung der Spannungshaltung kann nach drei Gesichtspunkten erfolgen. Erstens wird in Langzeit- und Kurzzeit-Spannungsstabilität unterschieden. Wobei zum einen langsame Änderungen, wie Laständerungen und zum anderen schnelle Änderungen der Netzbedingungen, wie einem Fehlerereignis, unterschieden werden. Zweitens wird in lokale und globale Spannungsstabilität unterschieden. Damit wird die Stabilität eines einzelnen Netzabschnittes oder des gesamten Systems beschrieben. Drittens wird in statisch und dynamisch unterschieden. Die statische Analyse des Betriebszustands erfolgt mit Hilfe von Lastflussberechnungen, während die zeitabhängigen Übergänge und transienten Verhalten dynamisch analysiert werden. Letztere sind Gegenstand der dynamischen Netzsicherheitsrechnung [25], [27].

Resonanzstabilität

Die Resonanzstabilität beschreibt die Wechselwirkungen zwischen der Stromrichterregelung mit Netzkomponenten und deren Regelung. Dabei kann es abhängig von den Komponenten zu elektrischen Resonanzen oder Torsions- bzw. mechanischen Schwingungen kommen. Ursache für dieses Phänomen ist ebenfalls die Reduzierung von dämpfenden Anlagen, den großen thermischen Kraftwerken. An deren Stelle rücken eine Vielzahl an über Umrichter angeschlossene Systeme ohne dämpfende Eigenschaften. Das System wird dynamischer mit erweiterten Frequenzbereichen. Bei Auftreten von transienten Ereignissen können Resonanzen auftreten und zu Instabilität des Systems führen. Dieses Ereignis wird in dieser Arbeit aber nicht weiter aufgegriffen [27].

Winkelstabilität

Die Winkelstabilität wurde von einer gemeinsamen Arbeitsgruppe des IEEE und CIGRE folgendermaßen definiert [28]:

(...) Die Rotorwinkelstabilität bezeichnet die Fähigkeit von Synchronmaschinen eines Verbundnetzes, nach einer Störung im Gleichlauf zu bleiben. Sie hängt von der Fähigkeit ab, das Gleichgewicht zwischen elektromagnetischem Drehmoment und mechanischem Drehmoment jeder Synchronmaschine im System aufrechtzuerhalten/wiederherzustellen. Die daraus resultierende Instabilität tritt in Form von zunehmenden Winkelabweichungen (engl.: increasing angular swings) einiger Generatoren auf, was zu einem Verlust der Synchronität mit anderen Generatoren führt. (...) Die Stabilität des Systems in jedem Betriebszustand hängt davon ab, ob bei Abweichungen des Rotorwinkels ausreichende, der Änderung entgegenwirkende, Momente vorhanden sind, um wieder in einen neuen stabilen Gleichgewichtszustand zu kommen. (...) Verlust von Synchronismus kann zwischen einer Maschine und dem Rest des Systems auftreten oder zwischen Gruppen von Maschinen, wobei die Maschinen innerhalb einer Gruppe synchron zueinander laufen. (...)

Die Stabilität ist gegeben, wenn der Synchronismus im Normalbetrieb und nach Störungen erhalten bleibt und wenn den Winkeländerungen und Änderungsgeschwindigkeiten entgegengewirkt wird. Unterschieden werden Kleinsignalverhalten, die schwach gedämpft sind und an einzelnen Synchronmaschinen oder global als Inter-Area-Oscillations auftreten können sowie Großsignalverhalten. Letzteres bezeichnet die Polradwinkelstabilität von einzelnen Synchronmaschinen oder von Erzeugergruppen innerhalb eines Bereiches. Um die Winkelstabilität zu bewerten, kann die Winkeldifferenz zu einem Winkelzentrum innerhalb eines Netzgebietes ermittelt werden oder die kritische Fehlerklärungszeit genutzt werden [29].

Die Bewertung der transienten Stabilität wird in der Methodenbeschreibung in Kapitel 4.2 genauer beschrieben.

Betriebsführung

Die Aufgabe der Betriebsführung ist die Gewährleistung der Systemstabilität. Im Hinblick auf die dynamischen Netzsicherheitsrechnungen muss die Betriebsführung mit neuen Tools ausgerüstet werden. Die steigende Dynamik im Netz und die hohe Volatilität erfordern eine Anpassung der Prognoseverfahren für Gefährdungen. Dafür müssen dann sehr wahrscheinlich zusätzliche Daten aus dem Netz bereitgestellt werden. Welche Echtzeitdaten erforderlich sind, muss geprüft werden. Weiterhin ist die Bewertung der dynamischen Stabilität anhand unterschiedlicher Kriterien von Bedeutung. Neue Kriterien müssen entwickelt und erprobt werden. Die dynamische Stabilität wird durch das Dynamic Security Assessment (DSA) bewertet. DSA-Tools dienen der Untersuchung des zeitabhängigen Verhaltens nach Störungen

oder schnellen Änderungen von Last und Erzeugung um die Betriebssicherheit zu bewerten. Das kann vorausschauend erfolgen oder mit Hilfe von Echtzeitdaten in der Online-DSA.

Wide Area Monitoring, Protection and Control (WAMPAC) ist ein gesamtheitliches System zur überregionalen Echtzeitüberwachung mit Hilfe von Phasor Measurement Units (PMU) und zur aktiven sowie automatischen Steuerung von Betriebsmitteln. In Richtung Monitoring ist es das Wide Area Monitoring System (WAMS) und in Steuerrichtung das Wide Area Control System (WACS). Mit diesem System kann eine präzise Analyse von Spannung, Frequenz und Phasenwinkel erfolgen und eine Früherkennung von Stabilitätsproblemen erfolgen [30], [31].

Special Protection Schemes (SPS) oder auch Remedial Action Schemes (RAS) sind automatisierte Schutz- oder Steuerungsmechanismen, die in kritischen Situationen eingreifen und vordefinierte Maßnahmen, wie Lastabwurf, Abregelung von Kraftwerken oder Trafostufungen, gezielt umsetzen. Der Vorteil ist eine sehr schnelle Aktivierung innerhalb eines kleinen definierten Netzbereichs. Ein Nachteil ist, dass es nur für vordefinierte Ereignisse möglich ist und präventiv vorbereitet werden muss. Zu diesen Maßnahmen zählt auch die kurative Engpassbehebung, die in Kapitel 0 näher beschreiben wird [32].

Eine weitere vielversprechende Erweiterung der Betriebsführung ist das Online-Leiterseilmonitoring, das mit Hilfe von Echtzeitdaten den thermischen Zustand einer Leitung bestimmt und eine variable Belastung der Leitung zum Teil über die statische maximale Belastung ermöglicht ohne thermische Grenzwerte zu überschreiten. Daten wie Windstärke, Windrichtung, Temperatur, Strombelastung und weitere werden herangezogen und ein Grenzstrom berechnet. So ist eine Höherauslastung möglich, was auftretende Engpässe reduzieren kann [33].

In dem großen Feld der Betriebsführung wird es notwendig sein, Grenzwerte zum Teil neu zu definieren, um die Stabilität im gesamten System zu gewährleisten. Es muss definiert sein, welche zusätzlichen Daten genutzt werden und wie diese übertragen werden. Dafür sind wiederum Standardisierungen notwendig. Auch der Bedarf an Datenaustausch zwischen den Stakeholdern wird zunehmen und muss standardisiert werden. Die Anforderungen an die Betriebsführung sind hoch und die Änderungen sind komplex und bedürfen einer Validierung bevor sie in Betrieb genommen werden. Die im Kapitel 3 beschriebene Forschungsumgebung bietet die Möglichkeit all das in einer Laborumgebung zu erproben.

2.3 Leitwartenumgebung

Die Leitwarte empfängt Daten aus dem Feld und stellt diese in anschaulichen Darstellungen mit systemrelevanten Informationen dar. Diese dienen primär der Betriebsführung und dafür werden Schaltbefehle ins Feld übertragen. Im Zentrum ist das Netzleitsystem, dass bidirektional Betriebsmittel aus dem Netz mit der Leitwarte verbindet.

Das elektrische Energieversorgungssystem zählt zur kritischen Infrastruktur und muss entsprechend geschützt werden. Dazu befindet sich die Leitwarte mit allen sensiblen Daten in einem Gebäude, das durch einen Zaun, Sperren, Werkschutzfunktionen und Zugangskontrollen durch Fremdeinwirkungen geschützt ist. Auch baulich ist es gegen Brände und Wasserschäden geschützt. Die Leitwarte ist innerhalb des Gebäudekomplexes noch einmal zusätzlich von den Bürogebäuden durch weitere Zugangskontrollen getrennt [9], [11].

Die Leitwarte ist mit geschultem Personal im Schichtbetrieb 24/7 und das ganze Jahr über besetzt. In den meisten Fällen ist dieser Bereich mit einem Großprojektionssystem ausgestattet. Dieses ist bei allen Übertragungsnetzbetreibern unterschiedlich umgesetzt, entweder mit mehreren Großprojektionen oder mit einem einzigen riesigen Display in der Front der Leitwarte. Dieses dient für die Aufschaltung des gesamten Stromnetzes und den wichtigsten Schaubildern, die jedem eine sofortige Übersicht garantieren. Dazu kommen einzelne Arbeitsplätze mit bis zu zehn Bildschirmen. Jedem Arbeitsplatz kommen unterschiedliche Aufgaben, wie dem Engpassmanagement, der Bilanzkreiskoordination oder der Netzbetriebsführung, zu. Typische Schaubilder sind Lastverläufe, Einspeisungen von Kraftwerken und Erneuerbaren, Frequenz sowie geografische Karten mit der Netztopologie bis hin zu einzelnen Umspannwerken und Schaltanlagen [9], [11].

Der Kopf des Gesamtsystems ist das Netzleitsystem. Es umfasst die Mess-, Steuerungs- und Regelungstechnik im Feld. Messungen und Meldungen werden an die Warte übertragen, ausgewertet und weiterverarbeitet. So wird mit Hilfe einer Netzzustandsberechnung (engl. State Estimation) der Zustand aller Betriebsmittel berechnet. Hierbei werden Ungenauigkeiten berücksichtigt, die die Messgeräte haben. Darüber hinaus gibt es höhere Entscheidungs- und Optimierungsverfahren. Diese berechnen automatisiert zum Beispiel die Engpassprognose, Kurzschlussströme, optimieren den Redispatch oder schlagen sinnvolle Topologieänderungen vor. Für die rechenintensiven Funktionen wird leistungsfähige Rechentechnik benötigt. Denn es müssen hunderttausende Objekte verwaltet werden, Reaktionen müssen schnell geschehen und alle Datenübertragungen müssen zuverlässig geschehen. Dafür sind die Anforderungen an die Kommunikationstechnik wiederum sehr hoch. Auch die Störanfälligkeit muss reduziert werden, was eine hohe EMV-Festigkeit (Elektromagnetische Verträglichkeit) und IT-Sicherheit voraussetzt. Zusammenfassend gelten folgende Anforderungen [9], [11]:

- Leistungsfähige Rechentechnik mit hoher Performance
- Flexible Schnittstellen für diverse Kommunikationsprotokolle
- Hohe IKT-Sicherheit (Informations- und Kommunikationstechnik)
- Hohe Zuverlässigkeit (inklusive Backup-Leitwarte)
- Gute Bedienbarkeit
- Dauerhafte Lieferantenverfügbarkeit inklusive Support

Aktuell gibt es wenige Anbieter, die sich den Markt teilen und Gesamtsysteme anbieten. Das beinhaltet das Netzleitsystem und die benötigte Hardware. Der Aufbau ist in der Abbildung 3 dargestellt. Es sind einzelne Workstations mit jeweils festen Funktionen, die über LAN gekoppelt sind. Aufgrund der Ausfallsicherheit ist alles doppelt vorhanden (LAN, Server, Berechnungstools). Für die Kommunikation gibt es unterschiedliche LAN-Segmente. Dazu zählt das Leit-LAN für die Kommunikation innerhalb der Leitwarte, das Prozess-LAN für die Kommunikation auf der Prozessebene im Umspannwerk, das Service-LAN für Wartung, Updates und Erweiterungen des Herstellers, das Büro-LAN über eine Bridge für die Nutzung gefilterter Daten zur Abrechnung oder Analysen und das Koppel-LAN für die Anbindung der SCADA-Daten. Zusätzlich gibt es noch Schnittstellen zu Leitwarten benachbarter Netzbetreiber [9], [11].

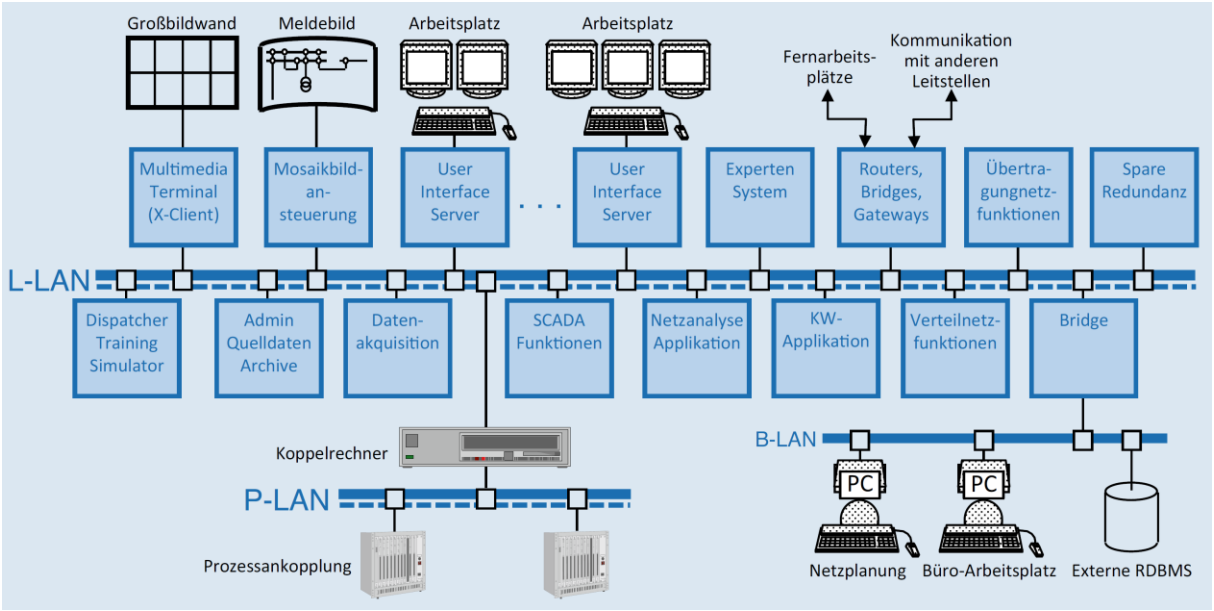

Abbildung 3: Aufbau des Netzleitsystems [11].

Die Daten werden immer über Broadcast gesendet, um Daten schnell und zuverlässig in Echtzeit zu übertragen. Die Protokollstruktur ist reduziert, da es direkt über Layer Zwei kommuniziert und alle Komponenten erreicht. Dadurch ist es auch redundant und funktioniert auch bei Teilausfällen robust. Neue Topologien können einfach integriert werden. Broadcast

weist einen hohen Netzverkehr auf, bietet aber in den Punkten Zuverlässigkeit, Schnelligkeit und Einfachheit viele Vorteile [34].

Die Software hat eine monolithische Struktur bei der alle Komponenten eng miteinander verknüpft und voneinander abhängig sind. Das hat den Nachteil, dass alles für die Funktionsfähigkeit vorhanden sein muss. Deshalb ist es auch enorm wichtig, dass alles redundant vorhanden ist. Die Software ist sehr stark von den Herstellern geprägt und ist dadurch sehr unflexibel für neue Funktionalitäten, die in der sich stark wandelnden Energieversorgung notwendig sind [11].

Für Krisenfälle gibt es eine Notwarte mit einer autarken Energieversorgung. Diese ist räumlich getrennt und unabhängig mit den identischen Funktionen der Hauptwarte. Von dieser Notwarte kann das Energieversorgungsnetz voll umfänglich gesteuert werden.

Nachdem die Struktur der Leitwartenumgebung beschrieben wurde, wird im folgenden Kapitel auf die Leittechnik eingegangen, die innerhalb des Netzleitsystems Verwendung findet.

2.4 Leittechnik und Kommunikationstechnik

Der Aufbau eines effektiven Leittechniksystems von Feld bis zur Leitwarte erfordert eine umfangreiche Architektur. Dabei müssen die betrieblichen Anforderungen berücksichtigt werden und die vorhandene Technologie sinnvoll eingesetzt werden. Üblicherweise wird das Netzleitsystem vertikal in mehrere Ebenen unterteilt.

Feldebene

In der Feldebene sammeln Sensoren physikalische Daten, wie Strom, Spannung, Frequenz oder Temperatur und Aktoren setzen Steuerungsbefehle, das Schalten eines Leistungsschalters, um. Die Daten werden von Remote Terminal Units (RTUs) oder Programmable Logic Controllers (PLCs) erfasst und dienen als Schnittstelle zur Kommunikationsebene. Dementsprechend müssen die Daten in ein Kommunikationsprotokoll umgesetzt werden [35].

Kommunikationsebene / Stationsbus

In der Kommunikationsebene werden Netzwerke aufgebaut, die eine sichere Übertragung von Daten aus der Feldebene zu den übergeordneten Prozessen gewährleistet. Das erfolgt meistens kabelgebunden und selten über Funktechnik. Hierbei werden sichere Kommunikationsstandards, wie das IEC 61850 verwendet und VPNs (Virtual Private Network) oder Firewalls aufgebaut, um die Sicherheit zu garantieren [35].

Stationsebene

Die Daten von RTUs und PLCs werden lokal vorverarbeitet, um die Überwachung und Steuerung von Schaltanlagen zu gewährleisten. Diese Aufgaben werden von Schutz- und Steuergeräten übernommen, die spezifisch parametriert werden müssen, um ihre Funktion zu erfüllen. Substation Automation Systems (SAS) umfassen die Gesamtheit der Geräte, die so konfiguriert sind, dass sie in Abhängigkeit von den gemessenen Werten automatisierte Steuerungen initiieren. Ein Beispiel hierfür sind Intelligent Electronic Devices (IEDs), wie das Schutzgerät SIPROTEC 5 von SIEMENS, das flexibel für unterschiedliche Schutzstrategien und variable Grenzwerte parametriert werden kann. Darüber hinaus beinhaltet ein SAS auch die kontinuierliche Überwachung der Schaltanlagen [11], [35] .

Prozessleitebene

Das SCADA-System in der Prozessleitebene sammelt Daten der Stationsebene und verarbeitet diese, sodass Visualisierungen ermöglicht werden und Steuerbefehle zurück an die Stationsleitebene gesendet werden können. Daten werden in einer Echtzeit-Datenbank gespeichert und Alarmierungen werden behandelt. SCADA ist die Schnittstelle zur Leitwarte.

Leitwarte

Die Leitwarte ist das Human Machine Interface (HMI), die Schnittstelle für die Operator zur Überwachung des Stromnetzes. Visualisierungen und Dashboards sind für den Menschen interpretierbar und helfen der Entscheidungsfindung bei der Steuerung der Betriebsmittel im alltäglichen Betrieb.

In der Abbildung 4 werden die Ebenen dargestellt. Darin ist anhand der Arbeitsplatzbildschirme zu erkennen, dass eine Beobachtung und Steuerung auf der Stationsebene erfolgen kann oder zentral von der Leitwarte aus.

Tabelle 1: Verwendete Kommunikationsprotokolle in der Leittechnik.

Ebene	**Typische Protokolle**
Feldebene	IEC 61850-9-2, GOOSE
Stationsebene	IEC 61850-8-1 (MMS), SNTP/PTP
Prozessleitebene	IEC 60870-5-104, TASE.2, OPC UA
Leitwartenebene	IEC 60870-5-104, ICCP (IEC 60870-6/TASE.2), OPC UA

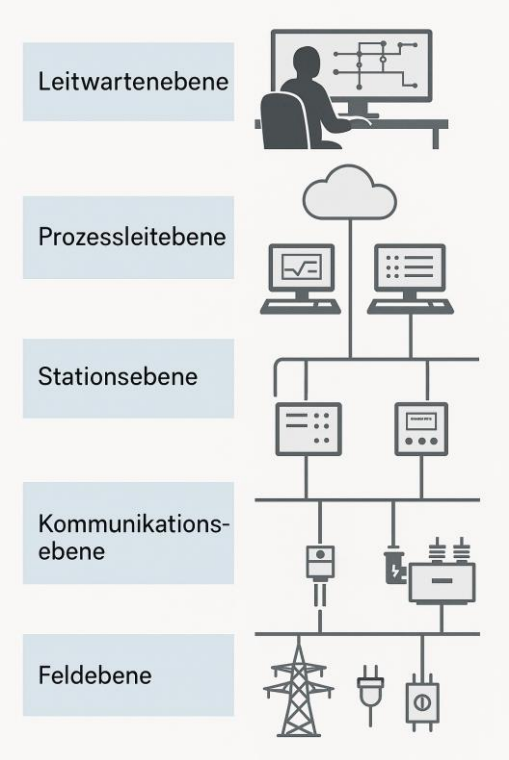

Abbildung 4: Ebenen der Leittechnik.

Entlang der Ebenen finden unterschiedliche Kommunikationsprotokolle Anwendung. Diese sind in der Tabelle 1 aufgelistet. Im Folgenden werden diese Protokolle beschrieben.

2.4.1 IEC 61850

Durch IEC 61850 wird ein spezialisiertes Kommunikationsprotokoll zur Verfügung gestellt, das für die Automatisierung und Steuerung elektrischer Umspannwerke sowie deren Betriebsmittel konzipiert wurde. Die Grundlage bildet eine objektorientierte Modellierung, welche eine weitreichende Interoperabilität zwischen Komponenten unterschiedlicher Hersteller ermöglicht. Neben der Kommunikation zwischen den Geräten werden durch das Protokoll auch die Struktur der auszutauschenden Informationen, zeitliche Abläufe sowie Mechanismen zur Fehlerbehandlung spezifiziert. Ein zentrales Merkmal von IEC 61850 besteht in der Unterstützung der Echtzeitkommunikation, wodurch eine schnelle und zuverlässige Übertragung von Steuerbefehlen und Messwerten gewährleistet wird. Mittels zeitkritischer Kommunikationsmechanismen wird sichergestellt, dass sämtliche relevante Daten in Echtzeit zwischen den beteiligten Geräten ausgetauscht werden. Dies stellt eine grundlegende Voraussetzung für eine effiziente sowie stabile Steuerung elektrischer Netze dar. Es wird ein hierarchisch aufgebautes Informationsmodell verwendet, das in sogenannte Logical Nodes untergliedert ist. Sie repräsentieren spezifische Funktionen eines Geräts, etwa Schutzmechanismen oder Messvorgänge. Die strukturierte Ausgestaltung der Logical Nodes erlaubt eine präzise Modellierung der Gerätefunktionen und schafft damit die Grundlage für

eine exakt definierte und standardisierte Kommunikation. Ein weiterer wesentlicher Vorteil von IEC 61850 liegt in seiner hohen Skalierbarkeit. Der Standard ermöglicht den Einsatz sowohl in kleinen Umspannwerken mit einer begrenzten Anzahl an Betriebsmitteln als auch in großflächigen, komplexen Netzwerken mit mehreren tausend Geräten. Diese Flexibilität erlaubt eine problemlose Integration in verschiedenste Netzarchitekturen. IEC 61850 hat sich als führender Standard für die Kommunikation in der Netzautomatisierung etabliert und findet weltweit Anwendung in modernen Umspannwerken. Die breite industrielle Akzeptanz unterstreicht die Robustheit sowie die langfristige Zukunftsfähigkeit dieses Kommunikationsprotokolls, das als Fundament für die Weiterentwicklung der Automatisierung und Steuerung elektrischer Netze dient [36].

Für die Automatisierung von Umspannwerken werden innerhalb der IEC 61850 drei Protokolle unterschieden, die jeweils spezifische Aufgaben und Eigenschaften haben. Für schnellen Datentransfer innerhalb eines Umspannwerkes, wie Schutzfunktionen oder Alarme, wird Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE) verwendet. Das Senden der Daten erfolgt über Ethernet für eine sehr schnelle Übertragung innerhalb von Millisekunden mit dem Publisher/Subscriber-Modell. Das Modell eignet sich hervorragend für GOOSE, da Publisher und Subscriber voneinander entkoppelt sind und dadurch sehr flexibel und skalierbar sind. Die Kommunikation ist asynchron, sodass der Publisher nicht auf eine Antwort warten muss. Es können auch viele Subscriber gleichzeitig adressiert werden, da Multicast verwendet wird. Für die weniger zeitkritische Steuerung und Überwachung wird Manufacturing Message Specification (MMS) genutzt. Es ist für viele Funktionen vorgesehen, wie Schaltbefehle, Datensatzübertragung und Abfrage von Attributen oder Parameter. Dazu wird das Client/Server-Modell verwendet, um eine direkte Verbindung herzustellen zwischen den Geräten für Abfragen von Werten und das Senden von Steuerbefehlen, die oft eine umfangreichere Modellierung erfordern. Deshalb ist die Bandbreite auch höher als bei GOOSE. Ein drittes Protokoll ist Sampled Values (SV) für die kontinuierliche Übertragung großer Datenmengen in Echtzeit von zum Beispiel Strom und Spannung. SV verwendet wie GOOSE das Publisher/Subscriber-Modell, welches die Kommunikationspartner entkoppelt und echtzeitfähig ist. Die wichtigsten Eigenschaften sind in Tabelle 2 zusammengefasst [11], [36], [37].

Tabelle 2: IEC 61850 Kommunikationsprotokolle.

Merkmal	GOOSE	MMS	SV
Zweck	Schnelle Übertragung von Ereignisnachrichten	Verwaltung, Überwachung und Steuerung	Kontinuierliche Übertragung von Echtzeit-Messdaten
Kommunikations-modell	Publisher/Subscriber	Client/Server	Publisher/Subscriber
Geschwindigkeit	Sehr schnell, oft in Millisekunden	Variiert, umfangreichere Kommunikation	Echtzeit
Anwendung	Zustandsänderungen, Alarme, Schutz-funktionen	Datensatzübertragung, Steuerbefehle	Mess- und Schutztechnik
Flexibilität	Flexibel, vielfältige Daten in logischen Knoten	Umfassend, aber komplex	Speziell für große Datenmengen
Übertragene Daten	Ereignisbasierte Daten	Steuerungsbefehle und Datenverwaltung	Analoge Messdaten

2.4.2 IEEE C37.118

IEEE C37.118 stellt einen Kommunikationsstandard für die Datenübertragung von Phasor Measurement Units (PMUs) dar. Diese Messeinheiten dienen der Erfassung von Phasenverschiebungen elektrischer Spannungen und Ströme im Stromnetz und leisten damit einen wesentlichen Beitrag zur Stabilitätsüberwachung sowie zur frühzeitigen Erkennung netztechnischer Störungen. Der Standard wurde konzipiert, um die für die Übertragung zeitkritischer Messdaten erforderliche hohe Datenrate zu ermöglichen und zugleich die präzise zeitliche Synchronisation der Messgrößen sicherzustellen. Es ist in zwei wesentliche Teile strukturiert, die zum einen die Anforderungen an PMUs definieren und zum anderen das Kommunikationsprotokoll beschreiben. Dabei sind wesentliche Merkmale, dass die Zeitstempelung durch ein externes GPS-Gerät erfolgt, eine hohe Datenrate und somit Echtzeitfähigkeit ermöglicht wird, die Fehlertoleranz bei der Übertragung für die Gültigkeit von Messdaten definiert wird und die Festlegung des Synchrophasor-Datenformates für die Darstellung von zeitgestempelten Phasoren. Durch das Protokoll werden neue, für die Systemsicherheit relevante Netzbetriebsstrategien ermöglicht. Durch die hohe Datenrate

können kritische Systemzustände schnell erkannt werden und für automatisierten oder teilautomatisierten Netzbetrieb genutzt werden. Außerdem können Weitbereichsstörungen, wie Inter Area Oscillations detektiert werden. Die Messungen werden weiterhin für die Analyse der dynamischen Stabilität herangezogen. Zusammen mit einem DSA-Tool können Berechnungen schneller und zuverlässiger erfolgen. Auch in der Leitwarte können die Phasoren für eine optimierte Netzzustandsidentifikation, der sogenannten Hybrid State Estimation, Anwendung finden [38], [39].

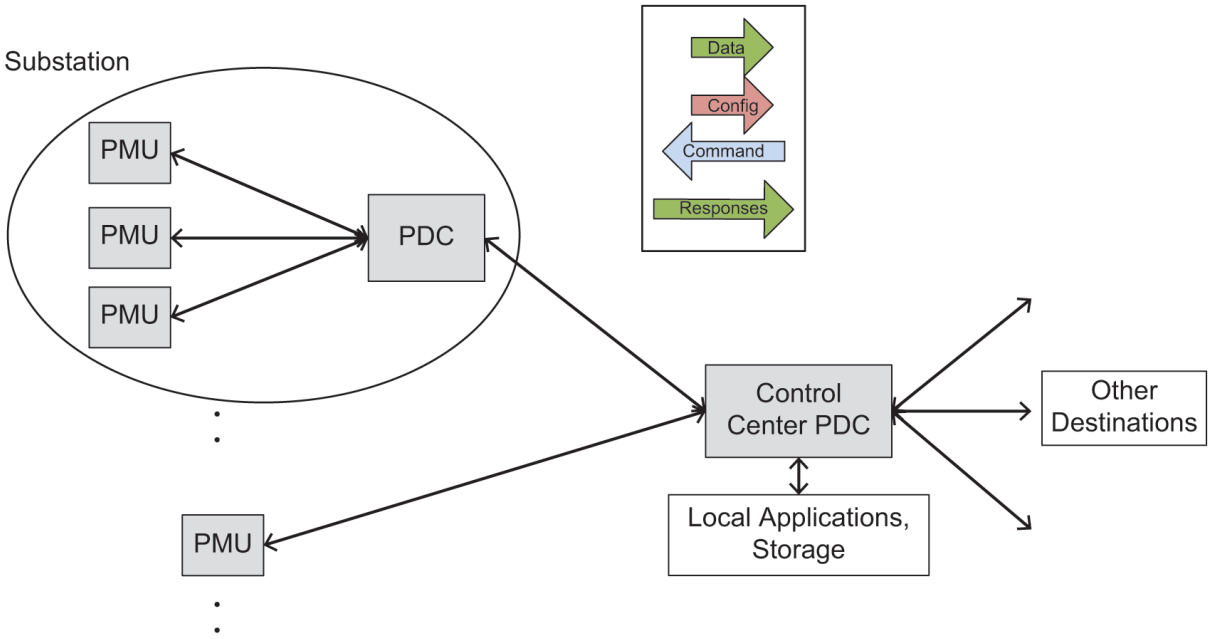

Abbildung 5: Beispiel eines Systems mit PMUs [40].

Die Abbildung 5 zeigt ein System mit PMUs, die Messwerte an einen Phasor Data Concentrator (PDC) innerhalb des Umspannwerkes übertragen. Dieser PDC sendet die Daten an einen zentralen PDC innerhalb der Leitwarte. Ein PDC sammelt die Daten mehrerer PMUs und sendet sie gebündelt weiter. Es können auch Daten vorverarbeitet werden. Dazu gehört zum Beispiel die Filterung von Daten, die keinen Mehrwert generieren oder die zeitliche Synchronisation der Messwerte. Dadurch wird der Datenverkehr reduziert. Mit Hilfe des dargestellten Aufbaus kann ein WAMS aufgebaut werden. Für ein vollständiges WAMPAC System muss der PDC noch um eine intelligente und echtzeitfähige Steuereinheit erweitert werden. Beispielhaft wird das im Kapitel 3 vorgestellt.

PMUs stellen eine Schlüsselkomponente von WAMS dar. Eine PMU ist ein Messgerät in elektrischen Energieversorgungssystemen, das zur Echtzeit-Erfassung elektrischer Größen, insbesondere Spannungen und Ströme, sowie zur Bestimmung ihrer Phasoren mit Amplitude und Phasenwinkel eingesetzt wird. Die Messwerte werden hochpräzise mittels GPS-basierter Zeitreferenz synchronisiert, sodass zeitgestempelte und ortsübergreifend vergleichbare Daten

zur Verfügung stehen. Diese Synchronisierung bildet eine zentrale Voraussetzung für die Überwachung, Steuerung und Stabilisierung komplexer Stromnetze [41].

Die interne Architektur einer PMU ist modular aufgebaut und umfasst mehrere aufeinander abgestimmte Funktionseinheiten [41]:

Signalaufnahme und -konditionierung

In einem ersten Schritt erfolgt die Aufnahme analoger Spannungssignale über Spannungswandler sowie Stromsignale über Stromwandler. Diese Signale werden anschließend in einem Signalaufbereitungsmodul auf geeignete Spannungspegel normiert.

Analog-Digital-Umwandlung

Die aufbereiteten Signale werden einem Analog-Digital-Wandler zugeführt, der die kontinuierlichen Messgrößen in digitale Zeitreihen überführt und so die Grundlage für die rechnergestützte Verarbeitung schafft.

Signalverarbeitung und Phasor-Berechnung

In der digitalen Verarbeitungsstufe werden unter Verwendung von Algorithmen, wie der diskreten Fourier-Transformation, die phasorrelevanten Parameter wie Betrag, Phasenwinkel und Netzfrequenz extrahiert. Zudem wird die Frequenzänderungsgeschwindigkeit (ROCOF) berechnet, die als Indikator für instabile Netzbedingungen dient.

Zeitsynchronisation

Für die exakte zeitliche Einordnung der Messwerte ist ein GPS-Modul zur UTC-basierten Zeitsynchronisation integriert. Dieses stellt sicher, dass alle PMUs innerhalb eines weiten Versorgungsgebiets synchronisierte Daten liefern, was insbesondere für überregionale Netzanalysen entscheidend ist.

Datenkommunikation

Die synchronisierten und prozessierten Messwerte werden über standardisierte Kommunikationsprotokolle, insbesondere IEEE C37.118, übermittelt. Die Übertragung erfolgt typischerweise an einen PDC, der Daten mehrerer PMUs aggregiert und systemweit auswertbar macht. Die Kommunikationsinfrastruktur kann dabei auf Lichtwellenleitern, Satellitenverbindungen oder drahtloser Datenübertragung basieren.

Datenspeicherung und IT-Sicherheit

Viele PMUs beinhalten zudem interne Speichereinheiten, um historische Daten für eine nachträgliche Fehleranalyse vorzuhalten. Aufgrund der hohen Sicherheitsanforderungen der übertragenen Informationen werden cybersicherheitsrelevante Maßnahmen wie Verschlüsselung und Authentifizierung eingesetzt, um die Integrität der Daten und die Widerstandsfähigkeit gegenüber Angriffen zu gewährleisten.

Ein Synchrophasor stellt die Phasor-Darstellung eines sinusförmigen Signals dar und ist mathematisch wie folgt definiert:

$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \varphi) \tag{1.1}$$

Dabei bezeichnet φ den zeitgleichen Phasenwinkel, welcher mit der koordinierten Weltzeit (UTC) synchronisiert ist. Der Synchrophasor-Winkel wird auf den Sekundenüberlauf der UTC-Zeitbasis bezogen, wodurch eine einheitliche Referenz für verschiedene Phasor Measurement Units (PMUs) gewährleistet wird. Darüber hinaus schreibt die Norm IEEE C37.118 vor, dass PMUs neben dem Synchrophasor auch die Frequenz sowie die Frequenzänderungsgeschwindigkeit (Rate of Change of Frequency, ROCOF) melden müssen, die folgendermaßen definiert ist:

$$ROCOF(t) = \frac{\mathrm{d}f(t)}{\mathrm{d}t} \tag{1.2}$$

Zur Sicherstellung der zeitlichen Genauigkeit wird jede Messung mit einem UTC-Zeitstempel versehen. Dieser besteht aus einem Zähler, der Sekunden seit dem 01.01.1970 hochzählt, einem Bruchteil einer Sekunde und einem Indikator für die Datenqualität.

2.4.3 IEC 60870-5-104

IEC 60870-5 ist ein Protokoll, das verschiedene Steuerungseinrichtungen, die häufig als Fernwirktechnik bezeichnet werden, in elektrischen Energieversorgungssystemen definiert. Diese Einrichtungen werden von SCADA-Systemen (Supervisory Control and Data Acquisition) genutzt, um über Remote Terminal Units (RTUs) Steuerbefehle auszuführen, den Betrieb zu überwachen und Messwerte des Energieversorgungssystems zu erfassen. Das Protokoll IEC 60870-5-104 (kurz IEC 104), ein weit verbreiteter Teil der Norm IEC 60870-5, ermöglicht die Fernsteuerung von Stromnetzen. Es bietet detaillierte Informationen über Datenpakete, einschließlich der Struktur und des Inhalts von Daten, die für einen stabilen und effizienten Betrieb des Stromnetzes unerlässlich sind [42].

Das Protokoll ist für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen ausgelegt und basiert auf dem asynchronen Client-Server-Modell. Der Client ist das SCADA-System und kann zyklische oder manuelle

Anfragen stellen. Der Server stellt dabei die Daten bereit und kann auf die Anfragen reagieren oder spontan Daten senden. Messwerte und Statusmeldungen werden meist zyklisch abgefragt. Während Ereignisse, wie Grenzwertüberschreitungen oder Schutzauslösungen nach Fehlern spontan, bzw. ereignisgesteuert gesendet werden. Es ist folglich eine bidirektionale Kommunikation und dadurch sehr flexibel. Die übertragenen Daten können mit einem Zeitstempel versehen werden, der jedoch im Vergleich zum Protokoll IEEE C37.118 jedoch nicht über GPS synchronisiert ist. Weiterhin ist zu charakterisieren, dass das Protokoll in IP-basierte Systeme integriert wird und über Ethernet mit TCP/IP genutzt wird. Nachteilig ist dabei, dass es zusätzliche Sicherheitsfunktionen bedarf, um die Cybersicherheit der kritischen Infrastruktur zu gewährleisten. Dafür können zum Beispiel geeignete Firewalls oder VPN-Tunnel genutzt werden. Ein weiterer Nachteil ist, dass es keine Echtzeitfähigkeit gibt, wie zum Beispiel im Vergleich zu dem IEC 61850 GOOSE Protokoll [34], [42].

3 Laboraufbau

Der Laboraufbau ist in seiner Komplexität einzigartig und ermöglicht Versuche für:

- moderne Kommunikationsprotokolle,
- neue Betriebsführungsalgorithmen,
- erweiterte Verfahren für die Netzzustandserfassung
- die Analyse dynamischer Netzsicherheitsrechnungen.

Der Aufbau ist so gestaltet, dass es einem realen System stark ähnelt. So besteht das reale System aus den Betriebsmitteln im Feld mit elektrischen Leitungen und den Umspannwerken mit der Primär- und Sekundärtechnik. Diese Ebene wird in dem Laboraufbau durch einen Echtzeitsimulator nachgebildet. Dieser ermöglicht die Simulation elektrischer Netze in Echtzeit, die kommunikationstechnische Anbindung unterschiedlicher Protokolle, die Simulation von IED und Schutzgeräten sowie die Anbindung realer Geräte als Hardware-in-the-Loop. Dazu zählen Schutzgeräte, Messgeräte, Datenkonzentratoren, Steuergeräte und IEDs. Eine moderne Plattform als Datengateway sorgt für die Anbindung vieler Kommunikationsprotokolle und einer effizienten, echtzeitfähigen Verteilung der Daten.

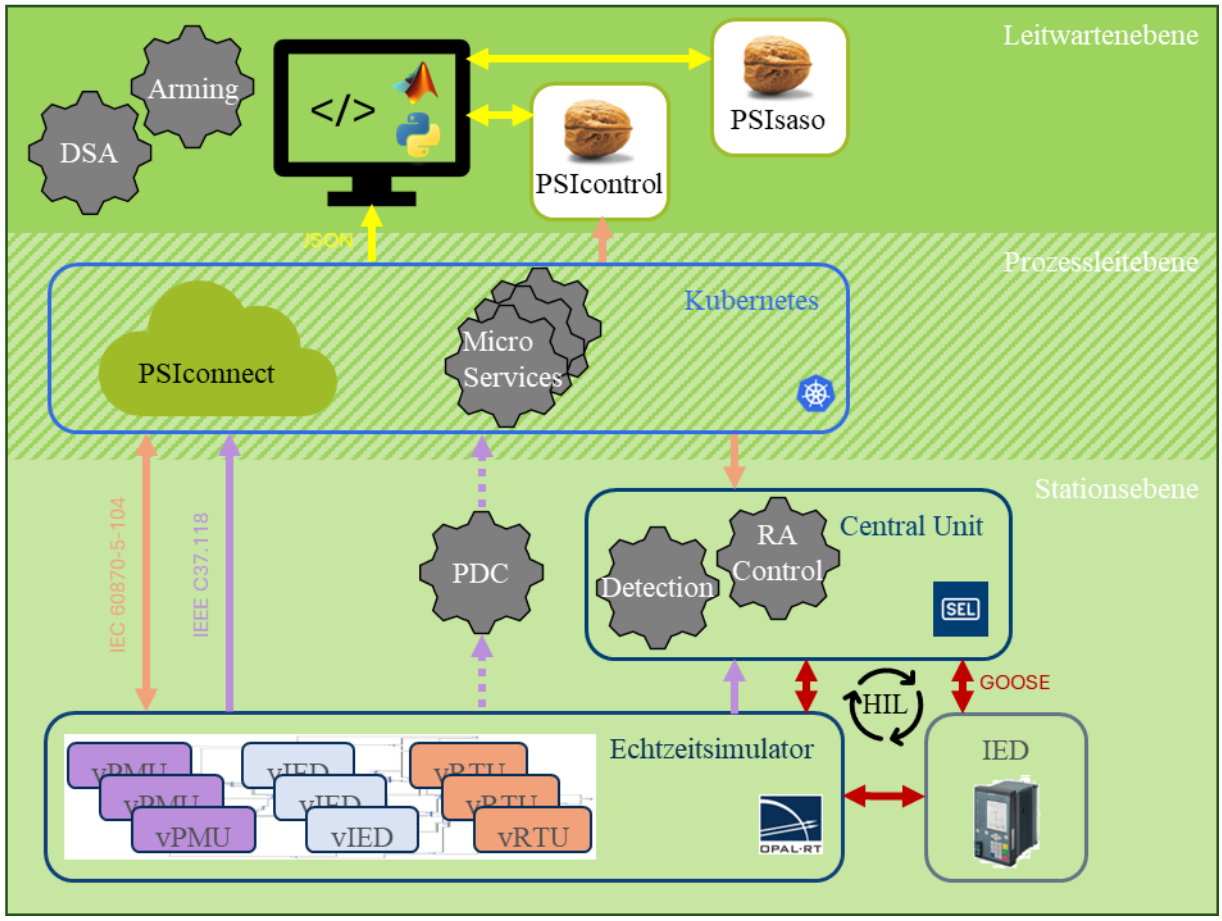

Abbildung 6: Laboraufbau.

Auf der Leitwartenebene kann die Software PSIcontrol genutzt werden, um das Stromnetz zu überwachen und zu steuern. Ein weiteres Tool desselben Herstellers PSIsaso ermöglicht dynamische Netzberechnungen und die Bewertung der transienten Stabilität sowie Spannungsstabilität. Zusätzlich können eigene Funktionen in einer frei wählbaren Programmierumgebung erstellt werden.

In den nächsten Unterkapiteln werden die einzelnen Komponenten genauer beschrieben und in den Kontext der modernen Leitwarte eingeordnet.

3.1 Gesamtarchitektur

Der Laboraufbau ist in der Abbildung 6 dargestellt und in drei Ebenen unterteilt. Für eine bessere Übersicht wird im Vergleich zu Abbildung 4 auf die Feldebene und Kommunikationsebene verzichtet, da diese innerhalb des Echtzeitsimulators liegen.

3.1.1 Echtzeitsimulator

Es wird ein Echtzeitsimulator OP5033XG von der Firma Opal-RT verwendet. Dieser ermöglicht die Echtzeitsimulation von elektrischen Stromnetzen in der Software Hypersim für Elektromagnetische Transienten (EMT)-Simulationen oder RT-Lab für Root Mean Square (RMS)-Simulationen. Die Hardware ermöglicht zudem Hardware-in-the-Loop (HIL)-Simulationen für das Testen von Schutz- und Regelungssystemen ohne die Gefährdung realer Anlagen. Weiterhin werden viele Kommunikationsprotokolle unterstützt, die direkt auf der CPU des Simulators laufen. Es besteht zusätzlich die Möglichkeit, ein externes GPS-Zeitsignal zu nutzen oder ein eigenes zu erzeugen.

Der Simulator unterstützt eine große Anzahl an Kommunikationsprotokollen. So können IEC 60870-5-104, IEEE C37.118 sowie IEC 61850, die in dem Abschnitt 2.4 beschrieben sind, angewendet werden. Damit kann ein realitätsnaher Aufbau gewährleistet werden. Die Hardware beruht auf handelsüblichen Serverkomponenten mit Linuxsystemen, um die Echtzeitfähigkeit zu ermöglichen. Ein Intel Xeon Prozessor mit 8 Kernen garantiert durch eine intelligente Aufteilung der Berechnungen auf die Kerne und das automatische Aufteilen des simulierten Stromnetzes Simulationen mit Zeitschritten im Mikrosekunden-Bereich. An I/O Kanälen mit digitalen sowie analogen Ein- und Ausgängen können Hardwarekomponenten angeschlossen werden und in HIL-Aufbauten getestet werden [43].

Aufgrund der beschriebenen Eigenschaften des Simulators kann dieser sehr gut in die Leittechnikstruktur des Laboraufbaus integriert werden und ermöglicht dadurch die vollständige Abbildung eines Stationsmodells einschließlich moderner Messeinrichtungen sowie der zugehörigen Kommunikationsinfrastruktur.

3.1.2 Central Unit

Die Central Unit ist ein echtzeitfähiges System zur Auswertung von Messwerten und der Umsetzung intelligenter Steuerungsmaßnahmen. Es wird das Gerät RTAC 3350 von der Firma SEL verwendet, welches allgemein zur dezentralen Steuerung, Datenaggregation und Kommunikation in Energiesystemen eingesetzt wird. Alle verwendeten Kommunikationsprotokolle werden unterstützt und mit Hilfe einer Programmierumgebung können logikbasierte Automatisierungen erstellt werden. Die Architektur des Gerätes ist frei konfigurierbar und eignet sich dadurch nicht nur als Steuerungseinheit in Schutz- und Automatisierungssystemen, sondern auch als Kommunikationsgateway oder Fernwirkstation. So kann die PDC-Funktionalität, wie sie in Abbildung 6 dargestellt ist unter, anderem auch in der Central Unit realisiert werden. Als Hardware ist eine Intel Atom Mikroprozessor Architektur mit vier Kernen und 8 GB RAM verbaut. Das ermöglicht das simultane Bearbeiten mehrerer zeitkritischer Anwendungen [44].

3.1.3 Intelligent Electric Device

Als IED wird ein gängiges Schutzgerät der Firma SIEMENS verwendet. Das SIPROTEC 5 ist ein Gerät für Schutz, Automatisierung und Überwachung. In dem Laboraufbau wird es für die Steuerung von Abzweigen mit dezentralen Erzeugungseinheiten verwendet. Das Gerät ist vielseitig konfigurierbar und kann für unterschiedliche Schutzfunktionen genutzt werden. Weiterhin können Leittechnikfunktionen, wie Stationsautomatisierung und Zustandsüberwachung, konfiguriert werden. Es ist vollständig kompatibel mit dem Standard IEC 61850. Aufgrund der umfangreichen Funktionsintegration eignet sich SIPROTEC 5 besonders für Laborumgebungen zur Erprobung von modernen Anwendungen, für Prüfstände zur Schutzprüfung sowie für Forschungsarbeiten im Bereich der adaptiven Schutzsysteme und der Betriebsführung intelligenter Stromnetze [45].

3.1.4 Serversysteme

Auf mehreren Servern sind die Softwarepakete der PSI Software AG installiert. Es gibt zwei Server, die zueinander redundant sind, auf denen PSIcontrol installiert ist. Diese Software dient dem Monitoring und Control von elektrischen Netzen. Installiert ist die Version 4.5. Elektrische Netze können grafisch aufbereitet werden und mit entsprechenden Messwerten und Statusmeldungen gekoppelt werden. Zu der genauen kommunikationstechnischen Anbindung ist im Kapitel 3.3 Weiteres beschrieben. Für die Hardware der Server werden HP DL380 Gen9 24-SFF CTO verwendet. Diese haben ausreichend Leistungsfähigkeit mit 192 GB RAM, 4,8 TB Festplattenspeicher und vier Gigabit-Ethernet-Netzwerkschnittstellen.

Für PSIsaso sind 2 weitere leistungsfähige Server vorhanden. Security Assessment and System Optimization (SASO) ist ein Softwarepaket für dynamische Netzberechnungen. Es arbeitet direkt mit PSIcontrol zusammen und zieht sich alle etwa fünf Sekunden eine Kopie des

Netzabbilds für dynamische Netzberechnungen. Dafür ist ebenfalls eine hohe Rechenleistung notwendig. Es sind zwei Server HPE ProLiant DL385 Gen10 Plus mit 16x32 GB RAM und 6x2.4 TB Festplattenspeicher verbaut. Auf demselben Server ist PSIconnect installiert. Um die Softwarepakete echtzeitfähig zu machen, wird ein Linux-basiertes Betriebssystem verwendet. Im speziellen ist es SUSE-Linux.

Auf einem dritten Server können unterschiedliche Programmierumgebungen, wie Matlab oder Python, genutzt werden, um neue Algorithmen und Methoden zu programmieren und zu validieren. Hier wird ein Server mit Intel Xeon E5 zusammen mit 128 GB Hauptspeicher und SSD-Festplatten verwendet, um eine hohe Rechenleistung zu garantieren. Gigabit Ethernet Anschlüsse sorgen für eine schnelle Kommunikation. Dieses Serversystem ist jedoch nicht echtzeitfähig, da ein Microsoft-Betriebssystem verwendet wird, das keinen deterministischen Scheduler besitzt und zeitkritische Prozesse durch unvorhersagbare Unterbrechungen oder Hintergrundmechanismen verzögert werden können. Die Echtzeitfähigkeit ist in diesem Anwendungsfall jedoch nicht erforderlich.

3.2 Netzmodellierung

Die gesamte Architektur des Laboraufbaus ist für das Monitoring und die Steuerung von elektrischen Netzen. Der Vorteil in dem vorgestellten Laboraufbau ist die Verwendung eines Echtzeitsimulators für die Simulation von unterschiedlichen Topologien. So muss kein echtes Netz mit realen Komponenten verwendet werden. Außerdem ist es möglich, unterschiedlich komplexe Netzstrukturen zu verwenden und unterschiedliche Spannungsebenen abzubilden.

3.2.1 HYPERSIM

HYPERSIM von OPAL-RT ist ein digitaler Echtzeitsimulator, der für die hochgenaue Modellierung und Simulation von Energieversorgungssystemen entwickelt wurde. Er erleichtert die Analyse heutiger Stromnetze und die Entwicklung zukünftiger Netztechnologien durch die Bereitstellung integrierter Solver und Toolboxen für die präzise, transiente Analyse komplexer Systeme. HYPERSIM bietet eine umfassende Reihe von Funktionen, die es zu einer führenden Plattform für die Echtzeitsimulation von Energiesystemen machen. Es ermöglicht sowohl Echtzeit- als auch Offline-Simulationsfähigkeit und nutzt Multicore-Prozessoren für die Berechnungen, unterstützt aber auch Offline-Simulationen für eingehende Analysen und Validierungen. Es ist eine umfassende Komponentenbibliothek mit über 300 validierten Komponenten vorhanden, die die Modellentwicklung vereinfachen. Darüber hinaus lässt sich HYPERSIM nahtlos in MATLAB/Simulink integrieren, was den Import von Simulink-Modellen und die Entwicklung von benutzerdefinierten Modellen über eine grafische Schnittstelle ermöglicht [46].

Die Plattform nutzt eine parallele Verarbeitungsarchitektur, die die Rechenaufgaben auf mehrere Kerne verteilt und so eine optimale Echtzeitleistung gewährleistet. Sie unterstützt auch Hardware-in-the-Loop (HIL) und ermöglicht so die Validierung von Steuerungs- und Schutzsystemen in Echtzeit. Für das automatisierte Testmanagement ermöglicht das HYPERSIM-Modul TestView die Konfiguration und Ausführung komplexer Testszenarien, einschließlich Monte-Carlo-Simulationen und statistischer Analysen sowie die Analyse von Momentanwerten für die Offline-Analyse. Darüber hinaus bietet HYPERSIM eine fortschrittliche Datenvisualisierung durch ScopeView, was die Echtzeitüberwachung, Signalverarbeitung und Post-Simulationsanalyse erleichtertet. Funktionen, wie Trigger-Funktionen für die Analyse von Momentanwerten und Sprungantworten vor und nach einem Fehler sowie mathematische Funktionen für die benutzerdefinierte Datenverarbeitung erweitern die analytischen Möglichkeiten der Plattform [46].

3.2.2 IEEE 9-Knoten-Netz

Die Untersuchungen in dieser Arbeit erfolgen an einem weit verbreiteten Benchmark-Netz für dynamische Stabilitätsuntersuchungen. In vielen wissenschaftlichen Veröffentlichungen wird das IEEE 9-Knoten-Netz verwendet und ist dadurch sehr gut dokumentiert und ermöglicht eine hohe Vergleichbarkeit unterschiedlicher Methoden. Außerdem ist es sehr gut in unterschiedliche Software implementierbar. Vor allem in der umständlichen Modellerstellung in Hypersim und PSIcontrol ist das sehr vorteilhaft.

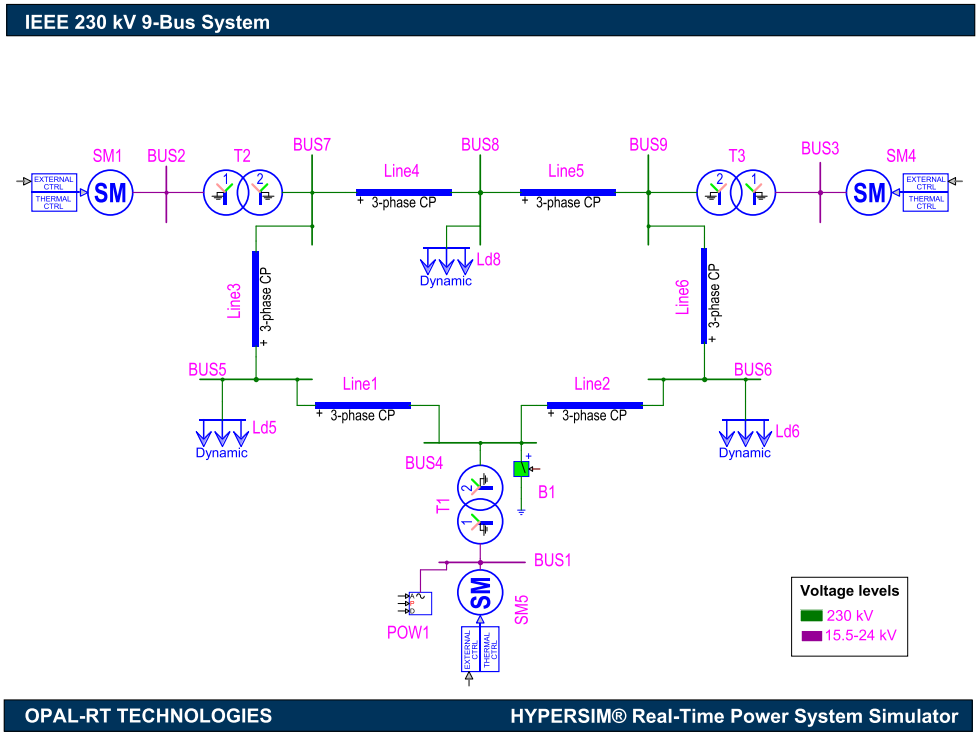

Abbildung 7: IEEE 9-Knoten-Netz [46].

Das Netz simuliert ein kleines Übertragungsnetz mit 3 Generatoren, 3 Lasten und 9 Leitungen sowie Transformatoren. Da eine Vergleichbarkeit gegeben sein soll, werden die gängigen Parameter aus der Literatur verwendet. Dazu sind in Tabelle 3, Tabelle 4 und Tabelle 5 die Parameter der Betriebsmittel und die dynamischen Parameter der Generatoren aufgelistet. Die topologische Verschaltung zeigt die Abbildung 7.

Tabelle 3: Generatorparameter [47].

Parameter	**Generator 1 (Slack)**	**Generator 2**	**Generator 3**
Generatortyp	Synchrongenerator	Synchrongenerator	Synchrongenerator
Bemessungsleistung in MVA	100	100	100
Spannung U **in** kV	16.5	18.0	13.8
Trägheitskonstante H **in** s	2.6312	4.1296	4.768
Dämpfungsfaktor D	2	2	2
Trans. Reaktanz X'_{d} **in** pu	0,27	0,256	0,174
Synchronreaktanz X_{d} **in** pu	1,7	1.7	1.22
Widerstand R_{a} **in** pu	0,004	0,0016	0,004
Zeitkonstante T'_{d0} **in** s	5,2624	8,2592	9,536

Tabelle 4: Transformatorparameter [47].

Verbindung	**Übersetzung**	**Leistung in** MVA	U_{k} **in** %	X **in** pu
Bus 1 – Bus 4	16,5 kV/230 kV	100	10	0.0576
Bus 2 – Bus 7	18 kV/230 kV	100	10	0.0625
Bus 3 – Bus 9	13,8 kV/230 kV	100	10	0.0586

Tabelle 5: Leitungsparameter [47].

Verbindung	R **in** pu	X **in** pu	B **in** pu
Bus 4 – Bus 5	0,01	0.085	0.176
Bus 4 – Bus 6	0,017	0.092	0.158
Bus 5 – Bus 7	0,032	0.161	0.306
Bus 6 – Bus 9	0,039	0.17	0.358
Bus 7 – Bus 8	0,0085	0.072	0.149
Bus 8 – Bus 9	0,0119	0.1008	0.209

Im Basisszenario werden mit Lasten und Erzeugungen gerechnet, die in der Tabelle 6 aufgelistet sind.

Tabelle 6: Parameter der Lasten [47].

Bus	**Reelle Last** P **in** MW	**Blindlast** Q **in** Mvar
5	125	50
6	90	30
8	100	35

3.2.3 EMT im Vergleich zu RMS

EMT-Simulationen werden bei der Netzplanung und der Betriebsführung unterstützend eingesetzt, um transiente Phänomene zu berücksichtigen. Dafür werden Schaltvorgänge, Kurzschlüsse, Blitzeinschläge oder Resonanzen analysiert, um Auskunft über die Stabilität zu geben. Besonders bei der steigenden Anzahl an Erzeugungsanlagen, die über Umrichter an das Netz angeschlossen sind, steigt der Bedarf an EMT-Simulationen, da viele dynamische Phänomene weit außerhalb der Grundfrequenz von 50 Hz liegen.

Grundlegend besteht der Unterschied zwischen EMT und RMS in der mathematischen Darstellung von Schaltungselementen und Größen. Für viele Berechnungen ist es ausreichend eine algebraische Form bei der Grundfrequenz von 50 Hz zu nutzen. Das reduziert die Komplexität. EMT-Berechnungen nutzen hingegen die vollständige Differentialform, um die Genauigkeit zu erhalten und alle Frequenzbereiche abzubilden. RMS-Simulationen beschränken sich auf Berechnungen im Mit-System und dadurch können asynchrone Phänomene nicht berechnet werden. Informationen zu Harmonischen, Gleichstromversatz oder Schaltvorgängen jenseits der Grundfrequenz sowie Phasenungleichgewichte können nur mit EMT berechnet werden [48], [49].

Während RMS-Simulationen Komponenten wie Leitungen meist über vereinfachte Ersatzschaltbilder (z. B. Pi-Glieder) modellieren, erlauben EMT-Modelle eine detaillierte geometrische Abbildung inklusive parasitärer Effekte. Das gilt insbesondere für leistungselektronische Bauteile (IGBTs, Thyristoren), Phasenschutz, Querkopplungen und dynamische Überspannungen. Störungen wie Erdschlüsse werden in RMS-Simulationen auf das Mitsystem reduziert (z. B. Spannungsabsenkung), wohingegen EMT-Modelle verzerrte Phasenverläufe, Überschwingungen und asymmetrische Spannungsniveaus realitätsnäher abbilden. Die Fähigkeit von Umrichtern auf Fehler zu reagieren (Fault-Ride-Through) kann daher im RMS-Modell fälschlich als stabil eingeschätzt werden [49].

3.3 Kommunikationstechnische Anbindung

In dem Laboraufbau werden alle gängigen Protokolle genutzt, die auch in dem realen Netz Anwendung finden. In der Abbildung 6 sind diese durch unterschiedliche Farben gekennzeichnet (IEC 60870-5-104 in Orange, IEEE C37.118 in Lila, IEC 61850 in Rot, JSON in Gelb).

3.3.1 Kommunikation auf der Stationsebene

Das Netzmodell ist so parametriert, dass es zum einen Messwerte und Statusmeldungen per IEC 104 an PSIconnect überträgt und zum anderen per C 37.118 an PSIconnect sowie an die Central Unit. Darüber hinaus unterstützt der Echtzeitsimulator das GOOSE-Protokoll und sendet spontane Meldungen an die Central Unit innerhalb der Station. All das ist möglich, da

der Simulator mit entsprechenden Protokolladaptern ausgestattet ist, die echtzeitfähig sind. Die Central Unit empfängt Daten in den genannten Protokollen und sendet Stellbefehle über GOOSE an eine IED oder an eine virtuelle IED im Simulator.

3.3.2 Kommunikation auf der Prozessleitebene

PSIconnect ist auf der Prozessleitebene ein Gateway und leitet ankommende Daten weiter oder verarbeitet diese vorher. PSIconnect ist eine verteilte Event-Streaming-Integrationsplattform für die Datenmodellierung und das Datenmanagement von Massendaten (Big Data). Es verknüpft die Daten und Systeme unterschiedlicher Stakeholder als zentrales Netzdatenmanagement und ist ein großer Schritt in Richtung Digitalisierung. Es handelt sich um eine containerisierte Anwendung, die es ermöglicht, bestehende oder eigene Container (z. B. Docker) auf einer Plattform effizient zu nutzen. Die Verwaltung und Skalierung der Container wird dabei durch das Open-Source-Orchestrierungssystem Kubernetes realisiert. Diese fortschrittliche Informationstechnologie gewährleistet neben einem hohen Sicherheitsstandard eine optimale Leistung und maximale Flexibilität. Die Plattform zeichnet sich durch ihre modulare Erweiterbarkeit aus und ermöglicht die nahtlose Integration zusätzlicher Funktionen in Form von Microservices. Dadurch können neue Algorithmen zur Vorverarbeitung der zentral aus dem Feld gesammelten Daten effizient implementiert und angewendet werden. Kern von PSIconnect ist Kafka für die Verarbeitung von Datenströmen in Echtzeit [50].

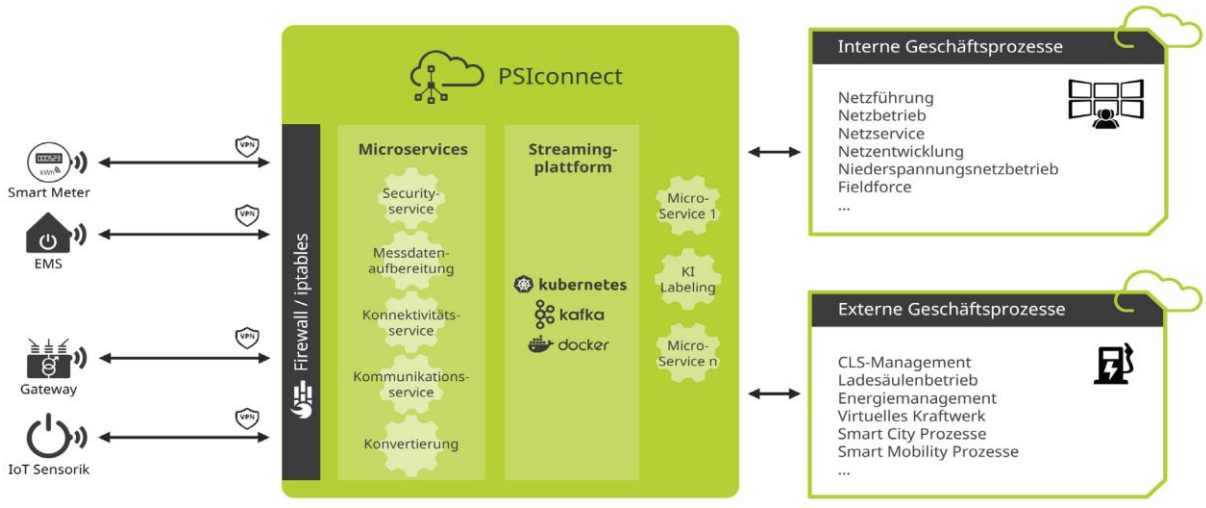

Abbildung 8: PSIconnect-Plattform [50].

Orchestrierung bezeichnet hierbei den Prozess der automatisierten Verwaltung, Koordination und Steuerung von Diensten, Prozessen oder Anwendungen. Diese können dabei auf einer verteilten Umgebung laufen, wie zum Beispiel mehreren Servern eines Clusters. Das Hauptziel der Orchestrierung ist die Sicherstellung, dass verschiedene Komponenten, wie Container, zusammenarbeiten. Dabei können Container skaliert werden, neue Container, je nach Bedarf

automatisiert gestartet werden und die Container werden auf die Ressourcen der verwendeten Hardware ausbalanciert. Kubernetes ist ein Anbieter, der diese Features der Orchestrierung als Open-Source zur Verfügung stellt. Container sind vergleichbar mit virtuellen Maschinen, die jedoch rein ein Betriebssystem virtualisieren und dieselben Ressourcen nutzen. Eine weitere Bezeichnung ist die Container-Virtualisierung. Ein Container ist eine abgeschlossene Einheit, die alle benötigten Bibliotheken, den Anwendungscode, Konfigurationen und die Laufzeitumgebung beinhaltet, um eine Anwendung zum Laufen zu bringen. Somit können Container voneinander unabhängig arbeiten. Ein weiterer Vorteil ist der geringe Speicherbedarf und die Schnelligkeit. Außerdem sind Container unabhängig von Betriebssystemen sowie der Hardware. Ein Container kann genutzt werden, indem ein Image installiert wird, das jederzeit reproduzierbar und skalierbar ist, da es mehrfach gestartet werden kann. Da Container isoliert und umgebungsunabhängig sind, bringen sie den Vorteil der Modularität mit sich. Auch das Thema Sicherheit kann mit aufgegriffen werden, da Container Images nicht veränderbar sind [51].

3.3.3 Kommunikation auf der Leitwartenebene

Auf der Leitwartenebene befinden sich die Systeme PSIcontrol und PSIsaso. Diese können Daten klassisch über IEC 104 erhalten oder über die Plattform PSIconnect direkt echtzeitfähig im JSON-Format. Letzteres wird auch verwendet, um Daten an die Entwicklungsumgebung zu senden. So können in Matlab oder Python benötigte Daten empfangen werden und auch zurück an PSIconnect gesendet werden. JSON (JavaScript Object Notation) ist ein textbasiertes Austauschformat, welches sehr kompakt und plattformunabhängig ist. Es eignet sich ideal für eventbasierte Datenströme, wie Kafka in verteilten Systemen. Es ist leicht lesbar für Mensch und Maschine und hat sich für Datenaustausch in modernen SCADA- und Automatisierungsumgebungen etabliert [50], [52].

3.4 Automatisierung in der Stationsebene

Die Stationsebene übernimmt im Energiesystem die Funktion einer Schnittstelle zwischen den Betriebsmitteln und den übergeordneten Leitsystemen. Sie hat damit eine zentrale Rolle in der Automatisierung des Energiesystems. Messwerte, Zustände und Ereignisse werden erfasst und vorverarbeitet und ermöglichen die Ausführung von Schutz- und Steuerfunktionen in direkter Nähe zu den Betriebsmitteln. Im Hinblick auf die Anforderungen an begrenzte Kommunikations- und Reaktionszeiten bei dynamischen Ereignissen, kommt der Stationsebene eine wachsende Bedeutung zu. Zustandsinformationen müssen nicht nur erfasst und weitergeleitet, sondern auch in geeigneter Weise bewertet und Maßnahmen umgesetzt werden. Das kann autark (vollautomatisch) oder im Zusammenspiel mit einer zentralen Leitwarte erfolgen (teilautomatisch).

In dem Laboraufbau ist eine technologische Basis für die Automatisierung auf der Stationsebene gegeben. Betriebsmittel werden auf dem Echtzeitsimulator nebst virtuellen RTUs und PMUs simuliert. Die Fähigkeit des Simulators über IEC 61850 (GOOSE) und IEEE C37.118 zu kommunizieren garantiert die zeitkritische Verarbeitung von Messwerten und Zustandswerten. Als intelligentes Entscheidungsgerät kommt die Central Unit zum Einsatz. Hier können Daten in Echtzeit empfangen, ausgewertet und entsprechende Gegenmaßnahmen eingeleitet werden.

Der Laboraufbau bietet in seiner Komplexität viele Automatisierungsmöglichkeiten. Dazu zählen lokale (adaptive) Schutz- und Steuerlogik (z.B. Spannungsregelung), ereignisbasierte Vorverarbeitung und Weiterleitung von Daten sowie zustandsbasierte Auslöser für automatisierte Maßnahmen, wie bei der kurativen Betriebsführung. Weiterhin kann die Interaktion mit der Leitwarte automatisiert werden. So kann die überlagerte Abschätzung der Stabilität auf der Leitwartenebene und die daraus berechneten Maßnahmen im Falle von Fehlern automatisiert an die Central Unit als Entscheidungsmatrix gesendet werden, wenn sich der Netzzustand ändert. Weiterhin können Rückmeldungen über Maßnahmenauslösung und -erfolg in Echtzeit zurückgemeldet werden.

Die Automatisierung auf der Stationsebene bringt die Vorteile der hohen Reaktionsgeschwindigkeit und leistet somit einen Beitrag zur Systemstabilität. Die Kommunikation und entsprechende Protokolle und die Verteilung der Informationen spielen dabei eine große Rolle. Die Herausforderungen sind hierbei die Komplexität der Entscheidungsfindung und die Koordination der Automatismen mit den Systemdiensten der Netzbetreiber. Es muss sichergestellt werden, dass diese nicht gegeneinander arbeiten und sich gegenseitig aushebeln.

3.5 Funktion der Leitwarte

Im Control Center Laboratory and Real-Time Simulation for System Operation (CLARO) werden die Funktionen einer modernen Netzleitwarte durch die Software PSIcontrol bereitgestellt. Neben der Netzüberwachung und Netzanalyse stehen verschiedene Funktionen der Netzbetriebsführung zur Verfügung. Ergänzend werden in der Software PSIsaso Verfahren zur dynamischen Sicherheitsanalyse (DSA) für die Bewertung der Spannungs- und Rotorwinkelstabilität eingesetzt.

Beide Softwarepakete verfügen über Schnittstellen zur Implementierung eigener Anwendungen. Über diese können Messwerte und Berechnungsergebnisse ausgetauscht sowie automatisierte Schalthandlungen und Regelungsmaßnahmen ausgeführt werden. Dadurch können neue Verfahren, wie die kurative Engpassbehebung oder PMU-basierte

Stabilitätsbewertungen, in die Leitwartenumgebung integriert und unter realitätsnahen Bedingungen validiert werden.

Für die Entwicklung und Erprobung neuer Methoden werden zusätzlich externe Datenquellen eingebunden. Hierzu zählen hochaufgelöste PMU-Messdaten, Wetterinformationen sowie Daten benachbarter Netzbetreiber oder weiterer Infrastrukturen. Die offene und modulare Architektur schafft damit eine flexible Forschungsumgebung zur Untersuchung zukünftiger Betriebsführungs- und Automatisierungskonzepte.

3.6 Positionierung des CLARO-Systems im aktuellen Forschungsfeld

In der Forschung gibt es zahlreiche Aufbauten, die zum Teil ähnliche Ziele verfolgen wie CLARO. Insbesondere im Kontext zu intelligenten Stromnetzen (Smart Grids), Schutzsystemen und Energieautomatisierung.

Echtzeitsimulatoren haben in den letzten Jahren berechtigt einen wichtigen Platz in den Laboren von Forschungseinrichtungen eingenommen. Sie ermöglichen eine sehr gute Nachbildung von realen Stromnetzen bis in den EMT-Bereich und somit können Schutzsysteme sowie Automatisierungen mit moderner Kommunikation in Echtzeit getestet werden.

Intelligente Steuerungen auf der Stationsebene sind ebenfalls in modernen Forschungslaboren weit verbreitet. Diese Systeme unterstützen Kommunikation über IEC 61850 und dem PMU-Protokoll IEEE C37.118. Beispielsweise können Geräte von Siemens (SIPROTEC), Schneider Electric, ABB oder SEL genannt werden.

Containerisierte Gateways, die auf Technologien, wie Docker oder Kubernetes basieren, sind zunehmend verbreitet, da sie skalierbare, flexible und leicht anpassbare Kommunikationslösungen bieten und eine Vielzahl von Protokollen unterstützen.

Moderne Leitwartensoftware von unterschiedlichen Anbietern wird ebenso in der Forschung eingesetzt. Es gibt auch einige Varianten von Entwicklungsumgebungen oder APIs, um neue Methoden für maschinelles Lernen oder Datenanalyse zu implementieren.

Das Smart Grid Control Labor von OFFIS, auch bekannt als Smart Energy Simulation and Automation (SESA) Lab wird für die Erprobung innovativer Lösungen für intelligente Stromnetze verwendet. Cyber-physische Energiesysteme werden unter realistischen Bedingungen mittels Echtzeitsimulation und HIL-Setup analysiert und hinsichtlich der Integration neuer Komponenten validiert. Die technische Ausstattung umfasst FPGA-basierte Echtzeitsimulatoren (OPAL-RT), Virtualisierungsserver, industrielle SCADA-Systeme, Automatisierungsgeräte (RTUs, PLCs, PMUs), Verstärker für Hardware-in-the-Loop-Tests

sowie offene Simulations- und Kopplungsplattformen wie mosaik. Geräte und Simulationen können flexibel über gängige Energieprotokolle (IEC 61850, Modbus, IEC 104) verbunden werden. Im Labor werden zentrale und verteilte Automatisierungsstrategien, resiliente Netzbetriebsverfahren, Kommunikationstechnologien und Cyber-Sicherheitskonzepte erforscht. Das SESA-Lab bietet damit eine praxisnahe und flexible Forschungsumgebung, die sowohl die Entwicklung als auch den Praxistransfer moderner Smart-Grid-Technologien unterstützt [53], [54].

Das Netzintegrationslabor des Fraunhofer IEE in Kassel ist Teil des Testzentrums SysTec und dient der Untersuchung sowie Validierung dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und Netzkomponenten unter realistischen Bedingungen. Ziel ist die Entwicklung und Erprobung neuer Betriebs- und Regelkonzepte für intelligente Netze, einschließlich Spannungs- und Frequenzregelung, Netzstützung durch Umrichter sowie Integration erneuerbarer Energien, Speicher und Elektromobilität. Die Ausstattung umfasst regelbare Transformatoren, digitale Netzsimulatoren bis in den Mittelspannungsbereich, modulare Gleichstromquellen, programmierbare Lasten und mobile Entkopplungseinheiten zur gezielten Erzeugung von Netzstörungen. Für die Kopplung realer Geräte mit virtuellen Netzen stehen Power-Hardware-in-the-Loop- und Controller-HIL-Plattformen mit Echtzeitsimulation zur Verfügung. Ergänzt wird dies durch die Simulationsumgebung OpSim, die Netzmodelle mit Steuerungs- und Leittechnikkomponenten über standardisierte Schnittstellen (IEC 61850, IEC 104) verbindet. Damit können Schutz- und Regelverfahren, Leitwarten-Software und Betriebsführungsalgorithmen praxisnah geprüft werden. Typische Anwendungen sind Netzanschlusstests nach Norm, Stabilitäts- und Dynamikanalysen, Validierung von Smart-Grid-Konzepten sowie die Untersuchung von Mikronetzen und hybriden Energiesystemen [55], [56].

Das National Renewable Energy Laboratory (NREL) in den USA ist eine führende Forschungseinrichtung im Bereich erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Energieintegration. Es umfasst eine HIL-Einrichtung zum Testen von Komponenten im MW-Bereich. Weiterhin gibt es einen Aufbau, der sektorenübergreifende Untersuchungen ermöglicht. Es sind auch Tests von Kommunikationsprotokollen und die Validierung von Betriebsführungsstrategien möglich [57].

Universitäten wie die TU Delft oder die RWTH Aachen haben Labore für Smart Grids, die Echtzeitsimulatoren, IEC 61850 und PMUs nutzen. Entwicklungsumgebungen für neue Methoden (z. B. KI-basierte Steuerungen) sind dort ebenfalls verbreitet. Primär konzentrieren sich diese Laboraufbauten auf die Cyber-Sicherheit und das Erkennen von beeinflussten Messwerten oder Setpoints [58], [59].

Die TU Ilmenau verfolgt mit der dynamischen Netzleitwarte einen sehr ähnlichen Forschungsansatz. Auch dort werden Echtzeitsimulation, industrielle Leitwartentechnik und dynamische beziehungsweise kurative Betriebsführungsfunktionen miteinander gekoppelt. Die einzelnen Komponenten sind kein Alleinstellungsmerkmal. Vielmehr liegt der Schwerpunkt auf der modularen Architektur mit Entwicklungsumgebungen in Feld-, Prozess- und Leitwartenebene [60].

Die Kombination aus einem containerisierten Kommunikations-Gateway und einer Entwicklungsumgebung für neue Methoden bei CLARO ist ein besonders innovativer Aspekt, da containerisierte Lösungen in der Energieautomatisierung noch nicht eingesetzt werden. Viele Labore nutzen zwar IEC 61850 und PMU-Protokolle, aber die Integration in ein modernes, containerisiertes System mit Fokus auf Entwicklungsumgebungen für neue Methoden ist ein Alleinstellungsmerkmal. Vergleichbare Labore konzentrieren sich auf HIL-Anwendungen oder das Kommunikationssystem, bilden jedoch nicht die komplette Signalkette ab, wie es bei CLARO der Fall ist.

4 Methodenbeschreibung

Der im Kapitel 3 beschriebene Laboraufbau ermöglicht die Erprobung vieler existierender, moderner Methoden für eine optimierte Betriebsführung. So können die PMUs für WAMPAC genutzt werden, oder dazu dienen, die Netzzustandsabschätzung zu einer hybriden Variante weiterzuentwickeln. Zudem können die hochfrequenten Messungen für Systemautomatiken (Special Protection Systems oder Remedial Action Schemes) Anwendung finden. Wenn als HIL-Aufbau Schutzgeräte platziert werden, ist es möglich, adaptive Schutzmechanismen zu erproben. Es ist auch denkbar, dass Messwerte gezielt verändert werden, die dann über entsprechende Detektionsalgorithmen erkannt werden müssen. Für die neuartige Kommunikationsinfrastruktur können Algorithmen für die Vorverarbeitung von Big Data validiert werden. Neuartige Prognose-Tools sind implementierbar, die zusätzlich Daten aus anderen Quellen nutzen. Vor allem aber können Stromnetze auch hinsichtlich ihrer dynamischen Stabilität untersucht werden. Dafür stehen mehr Daten mit einer höheren Auflösung zur Verfügung und in der Entwicklungsumgebung können neue Bewertungsalgorithmen angewendet werden.

In diesem Kapitel werden zwei moderne Methoden beschrieben, die an dem Laboraufbau validiert werden. Zunächst wird die kurative Engpassbehebung erklärt und mit ihren Vorteilen sowie Risiken dargestellt. Im Anschluss wird in Kapitel 4.2 ein Verfahren zur Bewertung der transienten Stabilität vorgestellt.

4.1 Kurative Engpassbehebung

Die kurative Engpassbehebung gehört zur Netzbetriebsführung und unterscheidet sich vom präventiven Ansatz vor allem zeitlich. Maßnahmen werden erst nach dem tatsächlichen Ausfall eines Netzelements (n-1-Ereignis) aktiviert, um auftretende Überlastungen zu beheben. Dabei werden kurzfristig zulässige Überlastungsgrenzen, die sogenannten Temporary Admissible Transmission Loadings (TATL), genutzt, bis Gegenmaßnahmen greifen. Im Gegensatz dazu prognostiziert das präventive Engpassmanagement mögliche Engpässe im Voraus und verhindert diese durch vorzeitige Anpassung von Last und Erzeugung. Kurative Maßnahmen basieren auf aktuellen Messwerten und sollten automatisiert laufen, um schnell zu reagieren, sobald ein Grenzwert verletzt wird. Das System muss jedoch weiterhin n-1-Sicherheit garantieren. Das wird erreicht, indem die temporäre Belastung nach einer vollständigen Umsetzung der Gegenmaßnahmen wieder auf die permanenten Grenzwerte, die Permanent Admissible Transmission Loadings (PATL), zurückgeführt wird [33].

Kurative Konzepte werden weltweit untersucht. In Europa wurde erstmals im Forschungsprojekt InnoSys 2030 gezeigt, dass durch kurative Eingriffe die Netzauslastung gesteigert und Redispatch-Maßnahmen reduziert werden können. Auf der Grundlage dieser

Erkenntnisse gibt es einen ersten Feldtest im Projekt PROGRESS [61], [62]. Hier wird eine Signalkette aufgebaut, die eine kurative Abschaltung oder Reduktion von Windparks nach einer Transformatorüberlastung ermöglicht [63]. Ein weiterer Studienansatz ist das Projekt kurSyV (kurative Systemführung im Verteilnetz) des Fraunhofer IEE. Es werden neue Ansätze für den koordinierten Einsatz kurativer Maßnahmen im Verteilnetz untersucht [64]. Auch europäische Leitlinien sehen eine automatische Auslösung von Gegenmaßnahmen nach einem Leitungsfehler vor. So ist der Einsatz kurativer Maßnahmen laut Artikel 18 und 25 der System Operation Guideline der Europäischen Union erlaubt [2].

Die wichtigsten Stärken kurativer Ansätze gegenüber rein präventivem Betrieb liegen in der erhöhten Netzauslastung und Kosteneffizienz. Durch kurzfristige Überschreitung der permanenten Grenzwerte können Leitungen näher an ihre physikalischen Belastungsgrenzen gebracht werden. So kann die Netzinfrastruktur besser ausgenutzt und Abschaltung von erneuerbaren Energien reduziert werden. InnoSys-Analysen belegen, dass dadurch erheblich weniger präventiver Redispatch nötig wird, was teure Eingriffe in die Erzeugung reduziert und den Netzausbaubedarf minimiert [65]. Die Systemsicherheit bleibt dabei erhalten, da kurative Maßnahmen auf voranalysierten Szenarien, definierten Reaktionszeiten und automatisierten Eingriffen basieren. Kritische Netzsituationen können somit nach Eintritt eines Fehlers gezielt beherrscht werden, ohne dauerhaft große Sicherheitsreserven vorhalten zu müssen. Die Nachweisführung der Systemsicherheit wird dadurch jedoch erschwert, da die Einhaltung definierter Sicherheitsniveaus sowohl regulatorisch als auch betrieblich nachgewiesen werden muss. Hierfür sind umfangreiche Simulationen zahlreicher Fehler- und Betriebsszenarien erforderlich, wodurch die kurative Netzbetriebsführung in hohem Maß von präzisen Netzmodellen, Simulationen und Prognosen abhängig ist. Nicht berücksichtigte Wechselwirkungen zwischen Betriebsmitteln, Schutzsystemen oder Automatisierungsfunktionen können dabei zusätzliche Risiken für die Systemsicherheit darstellen.

Die Anwendung kurativer Maßnahmen erfordern hohe technische und vor allem organisatorische Anforderungen. Da Maßnahmen erst nach einem Ausfall erfolgen, bleiben dem Leitwartenpersonal nur sehr kurze Reaktionszeiten. Verzögerungen können katastrophale Folgen haben. Jede fehlgeleitete Maßnahme kann die Systemstabilität gefährden und eine kaskadierte Auslösung von Schutzmechanismen nach sich ziehen, die zum Blackout führen kann. Die Umsetzung erfordert komplexe und spezifische Automatisierungs- und Sicherheitskonzepte, schnelle Kommunikationsnetze und präzise Planungswerkzeuge. Fehlerhafte Signale können die Effektivität mindern und schlecht geplante Maßnahmen können Engpässe in unterlagerte Netze verlagern und dort zu Fehlern führen. Es fehlen bislang umfangreiche Erfahrungswerte sowie Regulierungen. Das wirkt sich negativ auf die Akzeptanz

aus. In einer Laborumgebung, wie sie in Kapitel 3 vorgestellt ist, können Erfahrungen mit kurativen Maßnahmen gemacht werden, was zu einer Steigerung der Akzeptanz führen kann.

Kurative Maßnahmen werden die präventiven Maßnahmen nicht ersetzen, sondern sind eine wirkungsvolle Erweiterung. Dadurch kann das elektrische Netz optimierter betrieben und die physikalischen Grenzen besser ausgenutzt werden. Es ist ein modernes Werkzeug, das die Integration der Erneuerbaren Energien voranbringt.

4.1.1 Berechnung kurativer Maßnahmen

Es können mehrere Ansätze für die Berechnung kurativer Maßnahmen unterschieden werden, die hinsichtlich Zeithorizont, Mathematik und Automatisierungsgrad variieren.

Lastfluss- und Sensitivitätsanalysen sind sehr schnell und eignen sich für Online-Anwendungen. Es wird der Lastfluss berechnet und kritische Netzbetriebsmittel bestimmt. Dafür kann je nach Datengrundlage der Newton-Raphson- oder auch Gauss-Seidel-Algorithmus verwendet werden. Wenn kritische Elemente gefunden wurden, können mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse Erzeuger, Lasten oder Trafostufungen gefunden werden, die einen hohen Einfluss auf den Engpass haben. Diese können dann zum Beispiel anhand der Sensitivität sortiert werden. Eine weitere Beeinflussung der Sortierung kann mit Hilfe von Marktergebnissen erfolgen, sodass die teuren Maßnahmen weniger Gewichtung bekommen. Anhand dieser Sortierung können Maßnahmen ausgelöst werden, bis ein Engpass behoben ist. Diese Methode nutzt jedoch Vereinfachungen, wie Linearisierungen bei der Berechnung der Sensitivitätsfaktoren (PTDF – Power Transfer Distribution Factors). Dynamische Situationen können damit nicht berechnet werden und es gibt einige Ungenauigkeiten, die bei einfachen Lastflussanpassungen jedoch vernachlässigbar sind, wenn das Netz träge genug ist.

Die optimierte Lastflussberechnung (OPF – Optimal Power Flow; SCOPF – Security Constrained OPF) liefert ökonomisch optimale Maßnahmen mit minimalen Kosten. Hier wird die Lastflussberechnung mit Nebenbedingungen ergänzt und optimiert. So können Kosten für Maßnahmen neben den physikalischen Grenzen mit in eine Optimierung einfließen. Durch die Optimierung steigt die Rechenintensität im Vergleich zur Lastfluss- und Sensitivitätsanalyse. Das macht die Verwendung weniger online-fähig.

Dynamische Simulationen liefern sehr genaue Ergebnisse und können auch in Netzen mit wenig Trägheit und einer hohen Durchdringung von Umrichter gesteuerten Anlagen präzise kurative Maßnahmen berechnen. Dafür werden jedoch detaillierte Modelle (EMT oder RMS) benötigt, damit sie in Zeitbereichssimulationen berechnet werden können. Die Ergebnisse zeigen, ob das System nach Umschaltungen, Last- oder Erzeugungsabwurf stabil bleibt. Die Berechnungen sind sehr rechenintensiv und folglich sehr zeitaufwendig. Zudem ist die

Datengrundlage oft nicht gegeben und das Wissen zur Interpretation der Ergebnisse ist bei dem Personal oft nicht vorhanden.

Ähnlich ist es mit heuristischen und KI-Methoden. Die Akzeptanz ist aufgrund mangelnden Verständnisses und schlechter Nachvollziehbarkeit oft mangelhaft. Dabei bieten diese zum Teil einen Vorteil gegenüber den dynamischen Simulationen. Zwar brauchen diese Methoden anfänglich eine lange Zeit, ein Modell zu trainieren, sind dann aber in der Entscheidungsfindung sehr schnell. Machine Learning Algorithmen mit neuronalen Netzen können eingesetzt werden oder Reinforcement Learning für die Optimierung von Steuerungsstrategien.

In der Praxis bietet sich immer eine Kombination aus den vorgestellten Methoden an. So können vordefinierte Maßnahmenkataloge mit den genauen, aber rechenintensiven Methoden erfolgen. Gemäß ENTSO-E-Richtlinien müssen alle präventiven und kurativen Schutzmaßnahmen bereits im Betriebsplanungsstadium festgelegt und mittels numerischer Simulationen auf ihre Wirkung geprüft werden [2]. Für eine Online-Anwendung können dann Sensitivitätsanalysen genutzt werden, um schnell eine zeitkritische Entscheidung zu treffen. Diese können dann zentral in der Leitwarte im Nachgang anhand dynamischer Simulationen detailliert geprüft werden. Die Methoden sind in der Tabelle 7 zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 7: Methoden zur Berechnung kurativer Maßnahmen.

Methode	Beschreibung	Vorteile	Nachteile
Sensitivitätsanalysen (PTDF)	Linearisierte Faktoren beschreiben Lastflussänderungen bei Leistungsänderung.	Sehr schnell, geringe Rechenlast, online-tauglich	Ungenau bei stark nichtlinearen Effekten, Näherung
(Security Constrained) Optimal Power Flow (SCOPF)	Optimierung von Lastflüssen unter Netz- und Sicherheitsrestriktionen, inkl. Engpässe	Wirtschaftlich optimale Maßnahmen, systemweite Sicht	Hoher Rechenaufwand, Echtzeitfähigkeit begrenzt
Dynamische Simulation (RMS/EMT)	Zeitbereichssimulation mit detaillierten Modellen	Sehr genaue Bewertung, auch nichtlinear	Kaum online-tauglich, hohe Rechenzeit
Heuristische Ansätze / Kataloge	Vorab definierte Maßnahmenkataloge, regelbasiert oder empirisch	Schnell, praxiserprobt	Begrenzte Flexibilität, nicht optimal
KI-Methoden (ML, RL)	Nutzung trainierter Modelle oder Lernverfahren für schnelle Prognosen	Sehr schnelle Entscheidung, kann komplexe Muster lernen	Erklärbarkeit gering, Akzeptanz und Validierung schwierig

Die Methoden benötigen entscheidende Parameter für eine optimale Berechnung von Maßnahmen. Darunter zählen die statischen Parameter aller Betriebsmittel, die in der Regel

bekannt sind und im Leitwartensystem hinterlegt sind. Zusätzlich werden Wetterdaten ausgewertet, die maßgeblich die TATL- und PATL-Werte beeinflussen. Diese werden in dem folgenden Abschnitt genauer analysiert.

4.1.2 Berechnung von TATL und PATL

Engpassmanagement ist erforderlich, weil Betriebsmittel im elektrischen Netz Grenzwerte haben, die vor allem thermisch bedingt sind. Wenn diese Grenzwerte überschritten werden, kann es zur Zerstörung eines Betriebsmittels kommen oder bei Freileitungen zu einem zu starken Durchhang. Der Durchhang im Übertragungsnetz ist so geregelt, dass zwischen dem Erdboden und der Freileitung bei 400-kV-Netzen mindestens zehn Meter Abstand sind. Bei niedrigeren Spannungsebenen ist der Abstand geringer. Die Grenzwerte sind so gewählt, dass sie von Worstcase-Wetterbedingungen ausgehen. Für Freileitungen würde das bedeuten, dass die Umgebungstemperatur 30 °C beträgt mit maximaler direkter Sonneneinstrahlung und kein Wind weht. Wenn nun das Wetter berücksichtigt wird, können die Grenzwerte dynamisch angepasst werden (Dynamic Line Rating – DLR). Denn geringere Temperaturen und Wind kühlen die Betriebsmittel und erlauben demzufolge einen höheren Stromfluss bevor die thermischen Grenzwerte erreicht werden. Der Grenzwert basiert auf einem dauerhaft anliegenden Strom und wird als PATL-Wert bezeichnet. Zusätzlich unterliegt die Erwärmung einer Trägheit, die ausgenutzt werden kann, um Betriebsmittel kurzzeitig höher auszulasten, was im zeitabhängigen TATL-Wert dargestellt werden kann. Beide Werte unterscheiden sich deutlich bei Freileitungen, Kabeln, Transformatoren und Leistungsschaltern. [66] zeigt jedoch, dass die limitierenden Betriebsmittel Freileitungen und Öl-gekühlte Transformatoren sind, da die Grenzwerte bei Kabeln und Leistungsschaltern deutlich höher liegen [67].

Sowohl der Leitfaden von CIGRÉ [68] als auch die Norm IEEE Std 738 [69] beschreiben die dynamische Wärmebilanzgleichung von Freileitungen. Es wird [68] zur Bestimmung des TATL für Freileitungen verwendet, da dies zu einer Worstcase-Schätzung der Wetterdaten führt. Die Berechnung gilt für herkömmliche Aluminium-Stahl-Leiter und Hochtemperaturleiter. Für Freileitungen wird die dynamische Wärmebilanzgleichung, die die Temperaturänderung der Freileitung bei einem Stromsprung beschreibt, wie folgt angegeben:

$$mc(\vartheta)\frac{\mathrm{d}\vartheta}{\mathrm{d}t} = P_\mathrm{J}(\vartheta, I_{\mathrm{th},t}) + P_\mathrm{S} - P_\mathrm{C}(\vartheta) - P_\mathrm{R}(\vartheta) \tag{3.1}$$

Hier beschreibt m die Masse pro Längeneinheit des Leiters und c seine spezifische Wärmekapazität. $\frac{\mathrm{d}\vartheta}{\mathrm{d}t}$ entspricht der Änderung der Leitertemperatur ϑ über die Zeit t. Verdunstungskühlung sowie magnetische und Korona-Verluste werden aufgrund ihrer geringen Auswirkungen vernachlässigt. Die Heizleistung umfasst Joule-Verluste $P_\mathrm{J}(\vartheta)$ und

Sonnenwärme P_S sowie die Kühlleistung durch konvektive Kühlung $P_C(\vartheta)$ und radiale Kühlung $P_R(\vartheta)$. Der PATL wird aus dem Strom $I_{th,t\to\infty}$ abgeleitet, der im stationären Zustand zur maximal zulässigen Leiter-Temperatur führt [68].

Der TATL wird auch von der anfänglichen Belastung der Leitung beeinflusst. Wenn die Leitung anfänglich nicht so stark ausgelastet ist, kann der TATL größer ausfallen, da sie länger braucht, bis sie den thermischen Grenzwert erreicht im Vergleich zu einer Leitung, die vor einem Ereignis schon nahe dem Grenzwert belastet wird.

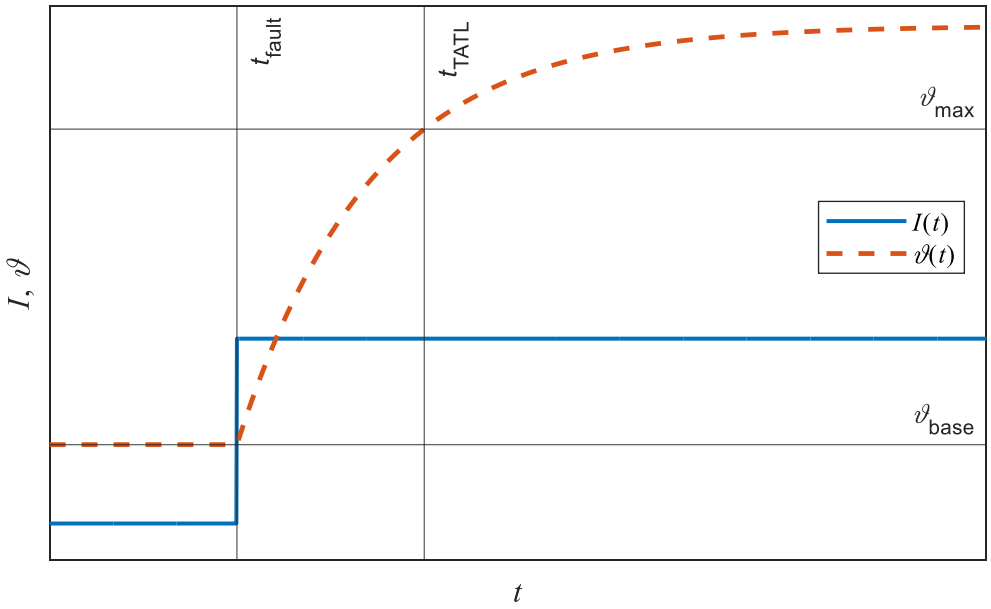

Abbildung 9: Leitertemperatur $\vartheta(t)$ nach einem Fehler bei t_{fault}; Überschreitung der maximal zulässigen Temperatur ab t_{TATL} (Vgl. [67]).

In Abbildung 9 wird qualitativ die Leitertemperatur $\vartheta(t)$ nach einem Fehler bei t_{fault} dargestellt. Der Strom $I(t)$ steigt sprungartig an. Aufgrund der thermischen Trägheit erwärmt sich die Leitung langsamer. Ab dem Zeitpunkt t_{TATL} übersteigt die Temperatur die maximal zulässige Erwärmung. Spätestens zu diesem Zeitpunkt muss der Strom abgesenkt werden, um Schäden oder einen zu starken Durchhang zu vermeiden.

4.1.3 Umsetzung in CLARO

In dem Laboraufbau wird eine Kombination der vorgestellten Methoden verwendet. Zunächst werden die Messdaten in der Entwicklungsumgebung empfangen, eine Netzzustandsberechnung durchgeführt und mit dem Ergebnis kann dann eine Ausfallvariantenrechnung angestoßen werden. Dabei werden für ausgewählte Betriebsmittel

die thermischen Grenzwerte gezielt höher gesetzt, was eine mögliche Höherauslastung bedeutet. Sollten kritische Situationen erkannt werden, werden für die betroffenen Betriebsmittel Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Anhand der Sensitivitäten kann ein Ranking mit möglichen Maßnahmen erfolgen und ein Maßnahmenkatalog erstellt werden, der dann an die Central Unit übertragen wird und diese dort vorhält. Sobald ein definiertes Störereignis eintritt, greift das vorberechnete Schema. Die Leittechnik erkennt die Ursache (z. B. einen Leitungsausfall) und wählt automatisch die passenden Einträge aus dem Katalog aus. Die Abbildung 10 zeigt den beschriebenen Ablauf innerhalb der Entwicklungsumgebung und die Anbindung über das Kommunikationsgateway PSIconnect.

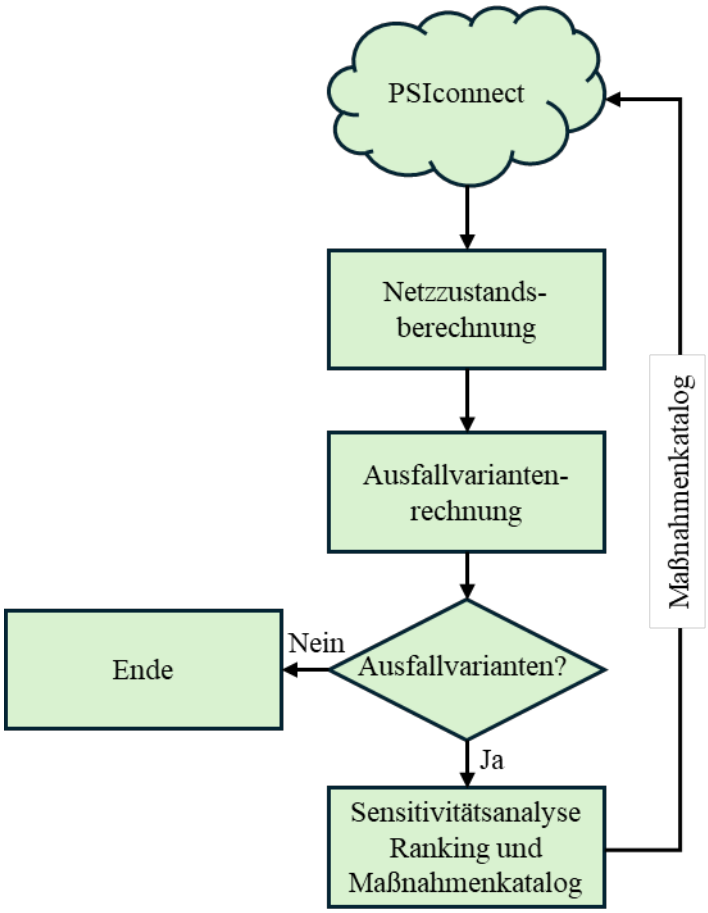

Abbildung 10: Ablaufdiagramm für die Erstellung des Maßnahmenkatalogs.

Der Ansatz mit dem Maßnahmenkatalog ermöglicht sehr schnelles Handeln im Störfall und erhöht die Netzauslastung. Langfristig führt es dazu, dass für denselben Lastfluss weniger Reserven vorgehalten werden müssen. Die berechneten Maßnahmen sind zuverlässig, da sie vorab simuliert werden können und es ist eindeutig definiert, welche Ressourcen eingesetzt werden. Allerdings werden nur die untersuchten Szenarien abgedeckt. Tritt ein komplexer oder zeitgleicher Fehler auf, für den kein Maßnahmenpaket existiert, kann der Katalog nicht angewendet werden und kurative Maßnahmen müssen händisch vom Leitwartenpersonal aktiviert werden. Die Planung muss daher viele mögliche Szenarien berücksichtigen. Das macht

die Erstellung des Maßnahmenkatalogs sehr komplex und umfangreich. Außerdem muss dieser ständig aktualisiert werden, wenn sich die Netztopologie oder der Lastfluss ändern.

4.2 Bewertung der transienten Stabilität

Das europäische Verbundnetz unterliegt einem starken Wandel in der Stromerzeugung. Während in Deutschland der Ausstieg aus der Kernenergie abgeschlossen ist und der Kohleausstieg bis 2038 erfolgen soll [70], halten Nachbarländer an den Großkraftwerken fest und bauen neue Kernkraftwerke. Damit bleibt die Herausforderung der Rotorwinkelstabilität erhalten, wird jedoch durch die vielen leistungselektronisch an das Netz angeschlossenen erneuerbaren Energieerzeuger erschwert. Denn diese vergrößern das numerisch zu lösende nichtlineare Differentialgleichungssystem und machen Berechnungen komplexer sowie zeitaufwendiger. Selbst in Konverter-dominierenden Netzen bleibt der Rotorwinkel ein zu stabilisierender Parameter, vor allem, wenn Konverter virtuelle Trägheit nachbilden. Ferner noch wird er zu einem Parameter, der Online beobachtet werden muss. Denn stationäre Online-Berechnungen können keine eindeutigen Hinweise auf dynamische Instabilitäten geben. Es ist aber erforderlich, um neue Methoden für die Betriebsführung anzuwenden. Grundsätzlich wird das System durch die Änderungen instabiler. Fehlende Trägheit, höhere Impedanzen und schnellere Reaktionen auf Netzdynamiken sind die Gründe dafür und folglich wurde DSA entwickelt, um instabile Netzzustände zu erkennen. Dafür werden vorab für definierte Szenarien die nichtlinearen Differentialgleichungen gelöst, um Probleme zu identifizieren und Gegenmaßnahmen zu finden [71].

Zur Beschleunigung von DSA-Berechnungen können leistungsfähige Serverstrukturen sowie Parallelisierungsverfahren eingesetzt und entsprechend skaliert werden. Dennoch ist eine vollständige Echtzeitfähigkeit aufgrund der hohen Rechenkomplexität nur eingeschränkt erreichbar. Es sind Abschätzungen und Modellvereinfachungen erforderlich, mit denen stabile Netzbereiche und Generatoren klassifiziert werden und aufwendige Berechnungen lediglich für kritische Netzbereiche und Betriebsmittel durchgeführt werden müssen. Dafür wird in [72] ein Ansatz mit Machine Learning verwendet. Es wird gezeigt, wie aus Optimierungs- und Simulationsdaten interpretierbare, regelbasierte Modelle abgeleitet werden können. Die resultierenden Regeln sind für Operatoren verständlich und können online extrem schnell evaluiert werden. Die Arbeit adressiert die Balance zwischen Vorhersage-Genauigkeit und Erklärbarkeit. Eine weitere Methode ist die Reduktion des Modells. In [73] wird eine umfassende Übersicht zu Modellreduktionsverfahren (Kron-Reduktion, Modal-Synthetisierung, Proper Orthogonal Decomposition, event-based residualisation, PDE/physics-informed Ansätze) gezeigt. Relevante Methoden zur Erhaltung stabilitätsrelevanter Parameter werden verglichen sowie praktische Empfehlungen für die Auswahl je nach Ziel (Schnelligkeit oder Genauigkeit) gegeben. Außerdem können Indizes verwendet werden, wie in [74] gezeigt, die kritische Szenarien erkennen und nur diese dann für eine vollständige Simulation

verwenden. Auch PMU-gestützte Verfahren bieten eine unmittelbare Einschätzung der dynamischen Stabilität, wie es in [75] vorgestellt wird. PMU-basierte Indikatoren und datengetriebene Klassifikatoren werden präsentiert, welche die Einschätzung der transienten Stabilität nach Fehlereintritt nahezu in Echtzeit erlauben. Die Methoden reichen von einfachen Regressionsmodellen bis zu Verfahren mit neuronalen Netzen auf Zeitreihen von PMUs. Die Messdatenredundanz aus WAMS erlaubt robuste schnelle Entscheidungen ohne komplette Netzsimulationen.

In dieser Arbeit wird ein weiterer Ansatz verwendet, der die Eigenwerte direkt nach Fehlerklärung analysiert. Die Eigenwertanalyse ist aus der Kleinsignalstabilität bekannt und wird hier genutzt, um kritische Fehlerklärungszeiten zu berechnen und gibt somit eine Aussage über die transiente Stabilität des Systems. Um den Punkt der maximalen Rotorwinkelverschiebung wird das System linearisiert. Um diesen Arbeitspunkt zu bestimmen, kann eine Approximation erfolgen, damit gänzlich auf eine Lösung von Differentialgleichungen verzichtet wird [71].

4.2.1 Berechnung der Rotorwinkelstabilität mittels Eigenwertanalyse

Die Analyse des Rotorwinkels basiert grundsätzlich auf den Bewegungsgleichungen der Synchrongeneratoren. Für jeden Generator kann das dynamische Verhalten in einem vereinfachten Modell, dem Ein-Maschinen-Modell, wie folgt beschrieben werden [71]:

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\delta}_\mathrm{R} \\ \Delta\dot{\omega}_\mathrm{R} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_\mathrm{R} \\ \Delta\omega_\mathrm{R} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ k_\mathrm{m}\left(P_\mathrm{T} + P_\mathrm{e}\right) \end{bmatrix}, \tag{3.2}$$

wobei δ_R den Rotorwinkel, ω_R die Rotorwinkelfrequenz bzw. -geschwindigkeit, P_e die elektrische Leistung und P_T die mechanische Turbinenleistung bezeichnet. Die Konstante k_m beschreibt eine Maschinenkonstante, die den Zusammenhang zwischen den physikalischen Größen der Maschine herstellt.

Die Maschinenkonstante ergibt sich zu [71]:

$$k_\mathrm{m} = \frac{p^2}{J\,\omega_\mathrm{R}} \approx \frac{\omega_0}{T_\mathrm{m}\,S_\mathrm{r,G}}, \tag{3.3}$$

wobei p die Anzahl der Polpaare, J das Massenträgheitsmoment des Rotors, T_m die mechanische Zeitkonstante des Generators, ω_0 die synchrone Kreisfrequenz und $S_\mathrm{r,G}$ die Bemessungsscheinleistung des Generators darstellen.

Die elektrische Abgabeleistung des Generators ergibt sich aus der Kopplung mit dem Netz zu [71]:

$$P_{\mathrm{e}} = -3\frac{\varepsilon\, U_{\mathrm{N}}^2}{X}\sin\left(\delta_{\mathrm{R}}\right), \tag{3.4}$$

wobei ε den Erregergrad, U_{N} die Netzspannung und X die Netzreaktanz bezeichnen [71].

Diese Gleichungen bilden die Grundlage zur Beurteilung sowohl der kleinsignalstabilen Dynamik über Linearisierung und Eigenwertanalyse als auch der transienten Stabilität über nichtlineare Simulationen und kritische Fehlerklärungszeiten. Vertiefende Analysen zur Kleinsignalstabilität sind in [76] und [77] zu finden.

Die Kleinsignalstabilität beschreibt die Fähigkeit von Synchrongeneratoren, ihren Betriebspunkt im synchronen Netzbetrieb auch unter stationären Bedingungen aufrechtzuerhalten [27], [78].

Da die abgegebene elektrische Leistung P_{e} eine nichtlineare Funktion des Rotorwinkels δ_{R} ist, muss die zugrunde liegende Gleichung (vgl. Gleichung (3.2)) für eine Stabilitätsanalyse zunächst linearisiert werden. Diese Linearisierung führt auf das folgende Modell [71]:

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\delta}_{\mathrm{R}} \\ \Delta\dot{\omega}_{\mathrm{R}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_{\mathrm{R}} \\ \Delta\omega_{\mathrm{R}} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ k_{\mathrm{m}}\left(P_{\mathrm{T}} + P_{\mathrm{e},0} + \dfrac{\partial P_{\mathrm{e}}\left(\delta_{\mathrm{R},0}\right)}{\partial \Delta\delta_{\mathrm{R}}}\,\Delta\delta_{\mathrm{R}} \right) \end{bmatrix}. \tag{3.5}$$

Da im stationären Arbeitspunkt gilt, dass die mechanische Turbinenleistung P_{T} und die elektrische Abgabeleistung $P_{\mathrm{e},0}$ im Gleichgewicht stehen (d. h. $P_{\mathrm{T}} + P_{\mathrm{e},0} = 0$), vereinfacht sich das System zu einer homogenen Differentialgleichung [71]:

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\delta}_{\mathrm{R}} \\ \Delta\dot{\omega}_{\mathrm{R}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ k_{\mathrm{m}}\dfrac{\partial P_{\mathrm{e}}\left(\delta_{\mathrm{R},0}\right)}{\partial \Delta\delta_{\mathrm{R}}} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_{\mathrm{R}} \\ \Delta\omega_{\mathrm{R}} \end{bmatrix}. \tag{3.6}$$

Die Eigenwerte der Systemmatrix (Gleichung (3.6)) charakterisieren die Eigenschwingungen eines ungedämpften Generators. Solange keiner dieser Eigenwerte einen positiven Realteil aufweist, bleibt das System stabil. Im klassischen Ein-Maschinen-Modell ergibt sich die geschlossene Form der Eigenwerte zu [71]:

$$\underline{\lambda}_{1,2} = \sqrt{-3\,k_{\mathrm{m}}\frac{\varepsilon\, U_{\mathrm{N}}^2}{X}\cos\left(\delta_{\mathrm{R},0}\right)}\,. \tag{3.7}$$

Daraus folgt:

- Solange der Rotorwinkel $\delta_{\mathrm{R},0} \leq \pi/2$ bleibt, sind die Eigenwerte rein imaginär. Das System befindet sich in einem kritisch stabilen Zustand (periodische Schwingungen ohne Dämpfung).
- Ist jedoch $\delta_{\mathrm{R},0} > \pi/2$, so wird der Ausdruck unter der Wurzel negativ und es tritt ein positiver Realteil auf. In diesem Fall weist das System eine Instabilität auf (auseinanderlaufende Rotorwinkeldynamik).

Für ein Mehrmaschinenproblem mit g Generatoren kann ein Netz auf die inneren Generatorknoten reduziert werden, da für die Stabilitätsberechnungen nur die Generatorströme und Quellspannungen benötigt werden. Das erfolgt durch die Transfiguration, wobei nichtmotorische Lasten als äquivalente Admittanz $\underline{Y}_{\mathrm{L}}$ abgebildet und in der Hauptdiagonalen der Knotenadmittanzmatrix $\underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{KK}}$ integriert werden. Dadurch werden die Knotenströme an diesen Knoten Null. Nun werden, unter der Annahme eines rein induktiven Netzes, die inneren Generatorknoten mit [79]

$$\underline{Y}_{\mathrm{G}} = \frac{1}{\mathrm{j}X_{\mathrm{d}}} \tag{3.8}$$

ergänzt und mit den Anschlussknoten über die Knoten-Generator-Inzidenzmatrix $\boldsymbol{K}_{\mathrm{KG}}$ verbunden. Damit ergibt sich das vereinfacht Netzgleichungssystem zu [79]

$$\begin{bmatrix} \underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{KK}} - \underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{L}} - \boldsymbol{K}_{\mathrm{KG}}\underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{G}}\boldsymbol{K}_{\mathrm{KG}}^{\mathrm{T}} & \boldsymbol{K}_{\mathrm{KG}}\underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{G}} \\ \underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{G}}\boldsymbol{K}_{\mathrm{KG}}^{\mathrm{T}} & -\underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{G}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{\boldsymbol{u}}_{\mathrm{K}} \\ \underline{\boldsymbol{u}}_{\mathrm{G}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ \underline{\boldsymbol{i}}_{\mathrm{G}} \end{bmatrix}. \tag{3.9}$$

Nach dem Zusammenfassen von [79]

$$\underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{KK,G,L}} = \underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{KK}} - \underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{L}} - \boldsymbol{K}_{\mathrm{KG}}\underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{G}}\boldsymbol{K}_{\mathrm{KG}}^{\mathrm{T}} \tag{3.10}$$

liefert das auflösen des Gleichungssystems von (3.9) [79]

$$\begin{aligned} -\left(\underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{G}}\boldsymbol{K}_{\mathrm{KG}}^{\mathrm{T}}\underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{KK,G,L}}^{-1}\boldsymbol{K}_{\mathrm{KG}}\underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{G}} + \underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{G}}\right)\underline{\boldsymbol{u}}_{\mathrm{G}} &= \underline{\boldsymbol{i}}_{\mathrm{G}} \\ \underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{GG}} \qquad\qquad\qquad\qquad \underline{\boldsymbol{u}}_{\mathrm{G}} &= \underline{\boldsymbol{i}}_{\mathrm{G}} \end{aligned} \tag{3.11}$$

Die Admittanzmatrix $\underline{\boldsymbol{Y}}_{\mathrm{GG}}$ ist eine reduzierte Matrix mit der Dimension 2gx2g und resultiert in einem entsprechend großen Zustandsraummodell. Der elektrische Leistungsaustausch hängt nun von allen Rotorwinkeln ab [79]

$$P_{\mathrm{e},i} = \sum_{j=1}^{g} -3\varepsilon y_{ij}\, U_i U_j \sin\left(\delta_i - \delta_j\right) \tag{3.12}$$

Da die abgegebenen Leistungen $P_{\mathrm{e},j}$ wiederum nichtlineare Funktionen der Rotorwinkeldifferenzen sind und dieselbe Annahme gilt, dass die mechanische Turbinenleistung P_{T} und die elektrische Abgabeleistung $P_{\mathrm{e},0}$ im Gleichgewicht stehen, ergibt sich eine Linearisierung zu

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\delta}_1 \\ \vdots \\ \Delta\dot{\delta}_n \\ \Delta\dot{\omega}_1 \\ \vdots \\ \Delta\dot{\omega}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ MK & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta_1 \\ \vdots \\ \Delta\delta_n \\ \Delta\omega_{\mathrm{R}} \\ \vdots \\ \Delta\omega_n \end{bmatrix} \tag{3.13}$$

mit der Trägheitsmatrix:

$$M = \mathrm{diag}\left(k_{\mathrm{m},1}, \ldots, k_{\mathrm{m},n}\right) \tag{3.14}$$

und der Jacobimatrix der elektrischen Leistungen [80]:

$$K = \left[\frac{\partial P_{\mathrm{e},i}}{\partial \delta_j}\right] \tag{3.15}$$

Daraus ergibt die Eigenwertanalyse eine Menge komplexwertiger Eigenwerte:

$$\underline{\boldsymbol{\lambda}} = \boldsymbol{d} + \mathrm{j}\boldsymbol{\omega}\,. \tag{3.16}$$

Ist für alle Eigenwerte $\boldsymbol{d} \leq 0$, wird das System als stabil angesehen. Die Imaginärteile $\boldsymbol{\omega}$ entsprechen den Schwingungsfrequenzen der Rotoroszillationen (Eigenmoden des Gesamtsystems). Damit liefert die Kleinsignal-Eigenwertanalyse sowohl ein Kriterium für Stabilität (Vorzeichen der Realteile) als auch eine charakteristische Beschreibung der Systemschwingungen.

Die transiente Stabilität ist in Kapitel 2.2.2 definiert und beschrieben. Der wichtige Unterschied zur Kleinsignalstabilität ist, dass die relevanten Störungen so groß sind, dass eine Linearisierung um den Betriebspunkt vor dem Fehler nicht mehr angewendet werden kann. Stattdessen muss das Differentialgleichungssystem numerisch gelöst werden. Die berechneten Zeitreihen des Rotorwinkels liefern eine direkte Beschreibung des Verhaltens eines Generators oder einer Generatorgruppe. Im Gegensatz zu den mechanischen Rotoroszillationen sind die

elektrischen Transienten im Netz selbst stark gedämpft und klingen rasch aufgrund der Widerstände, Leitungsverluste und Wirkleistungsflüsse im Netz ab und können nach sehr kurzer Zeit wieder als stationär betrachtet werden. Demnach ist es ein quasistationärer Vorgang [27], [71].

- Starke Dämpfung der elektrischen Transienten durch hohe elektrische Verluste resultieren in kleinen Zeitkonstanten (subtransiente Zeitkonstante $T_{\mathrm{d}}'' = 0,02 - 0,1\,\mathrm{s}$ und transiente Zeitkonstante $T_{\mathrm{d}}' = 0,2 - 1\,\mathrm{s}$).

- Schwache Dämpfung der mechanischen Komponenten durch die hohe Trägheit resultiert in größerer Zeitkonstante und klingt nur langsam ab ($T_{\mathrm{m}} = 2 - 10\,\mathrm{s}$).

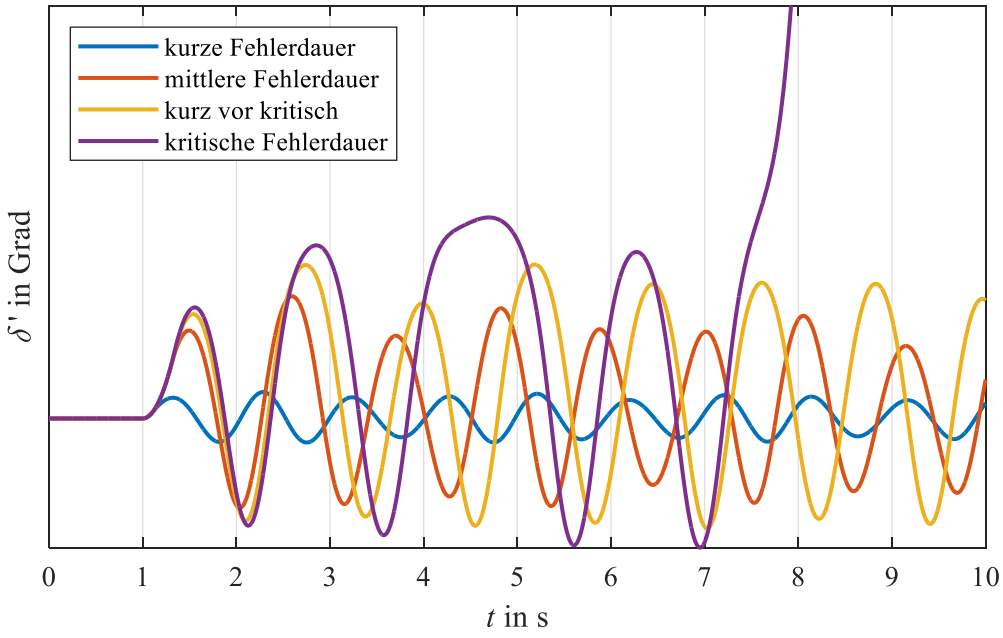

Abbildung 11: Rotorwinkel für variierende Fehlerdauer.

In Abbildung 11 ist zu erkennen, dass die Frequenz der Rotorwinkeloszillation nach der Beseitigung eines Fehlers entscheidend von der Dauer dieses Fehlers abhängt. Je niedriger die resultierende Oszillationsfrequenz ausfällt, desto näher befindet sich das System an der Grenze zur transienten Instabilität. Nun kann diese Erkenntnis genutzt werden, um anhand der variierenden Fehlerdauer und des Arbeitspunktes vor Eintritt des Fehlers die Eigenwertkurve zu erstellen, die dann zur Identifikation der kritischen Fehlerklärungszeit genutzt werden kann. Ein Mehrwert besteht jedoch nur, wenn auf das numerische Lösen der nichtlinearen Differentialgleichung verzichtet werden kann. In den Gleichungen (3.5) bis (3.7) wurde eine Linearisierung in dem stabilen Arbeitspunkt vor einem Fehler aufgezeigt. Für die Bewertung der transienten Stabilität muss die Linearisierung jedoch zu dem Zeitpunkt der Fehlerklärung erfolgen. Hierfür muss die Winkeldifferenz ermittelt oder abgeschätzt werden. Dafür wird von

dem Worstcase ausgegangen. Das ist für einen Generator der generatornahe, dreipolige Kurzschluss. In diesem Szenario gilt die Vereinfachung, dass keine Wirkleistung an das Netz abgegeben wird. Damit ergibt sich aus der Gleichung (3.2) [71]:

$$\delta'(t) = \int \omega \, \mathrm{d}t = \iint \dot{\omega} \, \mathrm{d}t \, \mathrm{d}t = \frac{1}{2} k_\mathrm{m} \, P_\mathrm{T} \, t^2 + \delta'_0 \tag{3.17}$$

wobei δ'_0 den transienten Rotorwinkel unmittelbar vor Auftreten des Fehlers darstellt und *t* die Fehlerdauer. Mit diesem approximierten Wert für den Rotorwinkel zum Zeitpunkt der Fehlerklärung δ'_fc (fc – fault clearance) kann die elektrische Leistung $P_\mathrm{e,fc}$ berechnet werden. Da sich der Rotor während des Fehlers aus der stabilen Position wegbewegt und sich entsprechend der Leistungs-Winkel-Kennlinie ein neuer Arbeitspunkt einstellt, weicht diese jedoch von der mechanischen Turbinenleistung ab. Die daraus resultierende Leistungsdifferenz bestimmt die weitere Dynamik des Generators nach der Fehlerklärung. Demzufolge ist eine Linearisierung etwas komplexer [71]:

$$\begin{bmatrix} \Delta\dot{\delta}'_\mathrm{R} \\ \Delta\dot{\omega}_\mathrm{R} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ k_\mathrm{m} \dfrac{\partial P_\mathrm{e}}{\partial \Delta\delta'_\mathrm{R}} & \dfrac{P_\mathrm{T} + P_\mathrm{e,fc}}{T_\mathrm{m} \, S_\mathrm{r,G}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\delta'_\mathrm{R} \\ \Delta\omega_\mathrm{R} \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ k_\mathrm{m} \left(P_\mathrm{T} + P_\mathrm{e,fc} \right) \end{bmatrix}. \tag{3.18}$$

Wieder können von der Systemmatrix der Gleichung (3.18) die Eigenwerte berechnet werden, die Aussage über die Oszillation des Rotors nach Fehlerklärung geben [71]:

$$\underline{\lambda}_{1,2}(t) = \frac{P_\mathrm{T} + P_\mathrm{e,fc}}{2 \, T_\mathrm{m} \, S_\mathrm{r,G}} \pm \sqrt{\left(-\frac{P_\mathrm{T} + P_\mathrm{e,fc}}{2 \, T_\mathrm{m} \, S_\mathrm{r,G}} \right)^2 + k_\mathrm{m} \frac{\partial P_\mathrm{e}}{\partial \Delta\delta'_\mathrm{R}}} \, . \tag{3.19}$$

Wenn die Fehlerklärungszeit variiert wird, kann sehr schnell die Eigenwertkurve erstellt werden. Beispielhaft ist diese in Abbildung 12 gezeigt. Diese stellt dar, zu welchen Fehlerklärungszeiten der Generator stabil ist (Realteil negativ), wann er instabil ist (Realteil positiv) sowie einen Bereich, in dem er stabil oder instabil sein kann (Übergangsbereich um den Nullpunkt). Da die Berechnung sehr stark von den Parametern des Generators und der Netztopologie abhängen, muss die Eigenwertkurve ständig neu berechnet werden. Netzbetreibern liegen diese Informationen vor und somit kann mit sehr geringem Rechenaufwand die kritische Fehlerklärungszeit bestimmt werden [71].

Für die Untersuchung der transienten Stabilität eines Mehrmaschinenproblems, kann ebenfalls die Transfiguration angewendet werden. Hierbei muss jedoch darauf geachtet werden, dass die transiente Reaktanz X'_d verwendet wird, um die reduzierte Admittanzmatrix zu berechnen und das entsprechende Gleichungssystem nach (3.11) aufzustellen.

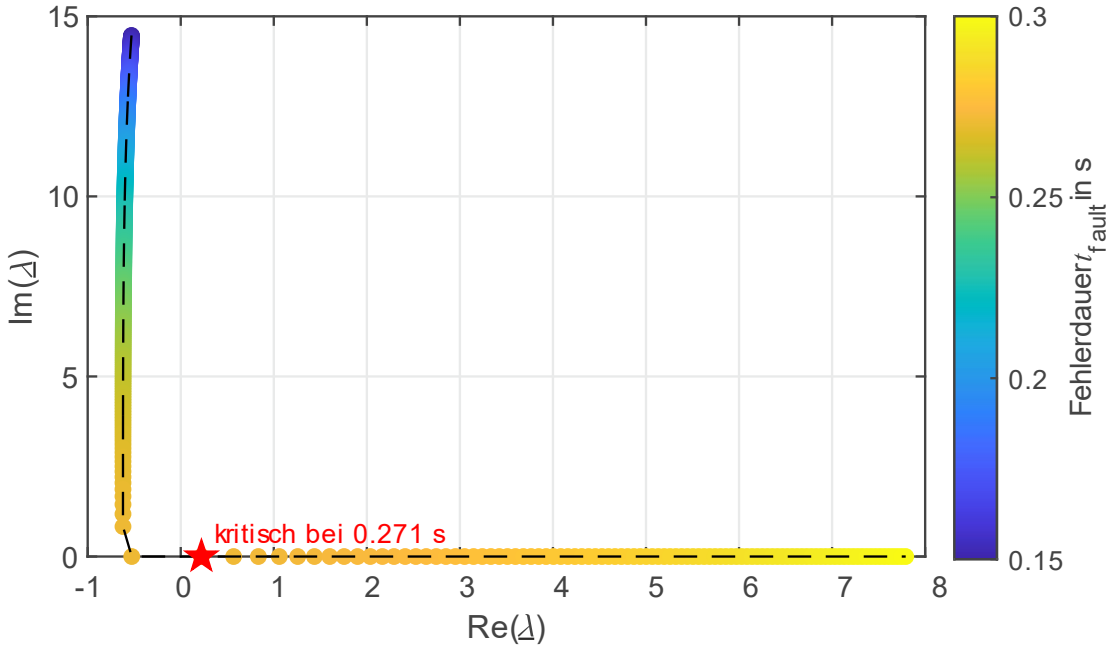

Abbildung 12: Eigenwert-Trajektorie in Abhängigkeit der Fehlerdauer.

4.2.2 Berechnung der Rotorwinkelstabilität mittels PMU-Messungen

Für eine online-Überwachung werden PMU eingesetzt. Innerhalb einer Station können die hochauflösenden Messungen genutzt werden, um Fehler im Netz zu detektieren. Im speziellen werden Klasse P-PMU-Messungen verwendet, da diese eine schnellere Reaktionszeit und geringere Verzögerung gegenüber der M-Klasse aufweisen. Allerdings können PMU nicht direkt mechanische Größen messen. Diese müssen aus den elektrischen Größen rekonstruiert werden.

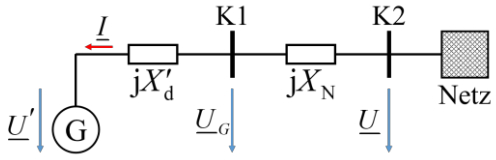

Abbildung 13: Ersatzschaltbild einer Synchronmaschine.

Dafür kann mittels gemessenen Stroms $\underline{I}$ und der Spannung $\underline{U}$ sowie den bekannten Größen der transienten, synchronen Längsreaktanz X'_d und Netzreaktanz X_N die Polradspannung bestimmt werden. Die Netzreaktanz beinhaltet dabei alle Betriebsmittel zwischen Generator und dem Messpunkt der PMU (entspricht K2 in der Abbildung 13). Der Winkel der Polradspannung entspricht dem Rotorwinkel, der nach [81], [82]:

$$\delta(t) = \arctan\left(\frac{\left(X'_{\mathrm{d}} + X_{\mathrm{N}}\right)\underline{I}\cos\varphi}{\underline{U} + \left(X'_{\mathrm{d}} + X_{\mathrm{N}}\right)\underline{I}\sin\varphi}\right) \tag{3.20}$$

berechnet werden kann. Damit kann sehr schnell der Rotorwinkel bestimmt werden. In [82] wird nun noch eine Möglichkeit aufgezeigt, wie mit Hilfe der hochfrequenten Messwerte von PMU und sehr schnellen Berechnungen der zeitliche Verlauf des Rotorwinkels prognostiziert werden kann. Dafür wird die Taylor-Reihen-Erweiterung modifiziert. Es gibt auch weitere Methoden in der Literatur, wie der Spline Interpolation, dem Polynomial Curve Fitting und der klassischen Taylor-Reihen-Erweiterung. Diese sind jedoch ungenauer oder haben eine lange Rechenzeit [82]. In dieser Arbeit wird daher die modifizierte Taylor-Reihenerweiterung verwendet, um lokal mit Hilfe der PMU-Messungen eine kurzfristige Prognose des transienten Rotorwinkels durchzuführen.

Die online Überwachung hat den Vorteil, dass sehr schnell reagiert werden kann. Das setzt voraus, dass auch die Berechnungen sehr schnell sind. Die modifizierte Taylorreihen-Erweiterung nach [82] ist im Vergleich zu alternativen Methoden sehr schnell und hat den weiteren Vorteil, dass sie auf der Grundlage lokaler Zeitinformationen und PMU-Messungen basiert und keine explizite Modellierung des Generators erfordert.

Ausgangspunkt ist die allgemeine Taylorreihenerweiterung [83]:

$$f(x) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{f^{(n)}(a)}{n!}\left(x-a\right)^n . \tag{3.21}$$

Dabei ist $f^{(n)}$ die n-te Ableitung der Funktion $f(x)$ an der Stelle *a*. Für die Prognose des Rotorwinkels zu einem bestimmten Zeitpunkt kann die Formel für den Rotorwinkel und die Winkelgeschwindigkeit angewendet werden [82].

$$\delta\left(t_{\mathrm{p}}\right) = \delta(0) + \delta^{(1)}t + \delta^{(2)}\frac{t^2}{2!} + \delta^{(3)}\frac{t^3}{3!} + \ldots \tag{3.22}$$

$$\omega\left(t_{\mathrm{p}}\right) = \omega^{(1)} + \omega^{(2)}t + \omega^{(3)}\frac{t^2}{2!} + \omega^{(4)}\frac{t^3}{3!} + \ldots \tag{3.23}$$

Dabei sind t_{p} der prognostizierte Zeitpunkt. Um die Winkelgeschwindigkeit zu prognostizieren, kann die Taylorreihenerweiterung angewendet werden und wird nach der zweiten Ableitung abgebrochen. Das gewährleistet ausreichend Genauigkeit und toleriert kleineres Messrauschen. Die drei Zeitpunkte t_{k}, $t_{\mathrm{k\text{-}1}}$ und $t_{\mathrm{k\text{-}2}}$ sind bekannt aus den Messungen der PMU, wobei t_k der aktuelle Zeitpunkt ist [82].

$$\begin{aligned}
\omega\left(t_{\mathrm{p}}\right) &= \omega\left(t_{\mathrm{k\text{-}2}}\right) + \alpha_1\left(t_{\mathrm{p}} - t_{\mathrm{k\text{-}2}}\right) + \alpha_2\left(t_{\mathrm{p}} - t_{\mathrm{k\text{-}1}}\right)\left(t_{\mathrm{p}} - t_{\mathrm{k\text{-}2}}\right) \\
\alpha_1 &= \frac{\omega\left(t_{\mathrm{k\text{-}2}}\right) - \omega\left(t_{\mathrm{k\text{-}1}}\right)}{t_{\mathrm{k\text{-}2}} - t_{\mathrm{k\text{-}1}}} \\
\alpha_0 &= \frac{\omega\left(t_{\mathrm{k\text{-}1}}\right) - \omega\left(t_{\mathrm{k}}\right)}{t_{\mathrm{k\text{-}1}} - t_{\mathrm{k}}} \\
\alpha_2 &= \frac{\alpha_1 - \alpha_0}{t_{\mathrm{k\text{-}2}} - t_{\mathrm{k}}}
\end{aligned} \tag{3.24}$$

Die analytische Lösung nach [84] sieht dann folgendermaßen aus:

$$\delta\left(t_{\mathrm{p}}\right) = \int_{t_k}^{t_{\mathrm{p}}} \left[\omega(t) - \omega_0\right] dt + \delta\left(t_k\right) \tag{3.25}$$

Wenn das Integral gelöst wird, folgt [82]:

$$\begin{aligned}
&\delta\left(t_{\mathrm{p}}\right) = \delta\left(t_{\mathrm{k}}\right) + \omega\left(t_{\mathrm{k\text{-}2}}\right)\left(t_{\mathrm{p}} - t_{\mathrm{k}}\right) + \alpha_1 \frac{\left(t_{\mathrm{p}}^2 - t_{\mathrm{k}}^2\right)}{2} + \alpha_1 t_{\mathrm{k\text{-}2}}\left(t_{\mathrm{p}} - t_{\mathrm{k}}\right) \ldots \\
&+\alpha_2\left[\frac{\left(t_{\mathrm{p}}^3 - t_{\mathrm{k}}^3\right)}{3} - \left(t_{\mathrm{k\text{-}1}} + t_{\mathrm{k\text{-}2}}\right)\frac{\left(t_{\mathrm{p}}^2 - t_{\mathrm{k}}^2\right)}{2}\right] + \alpha_2 t_{\mathrm{k\text{-}1}} t_{\mathrm{k\text{-}2}}\left(t_{\mathrm{p}} - t_{\mathrm{k}}\right)
\end{aligned} \tag{3.26}$$

Für ein willkürliches Beispiel zeigt die Abbildung 14 die Prognose und den Verlauf der Taylorreihenerweiterung.

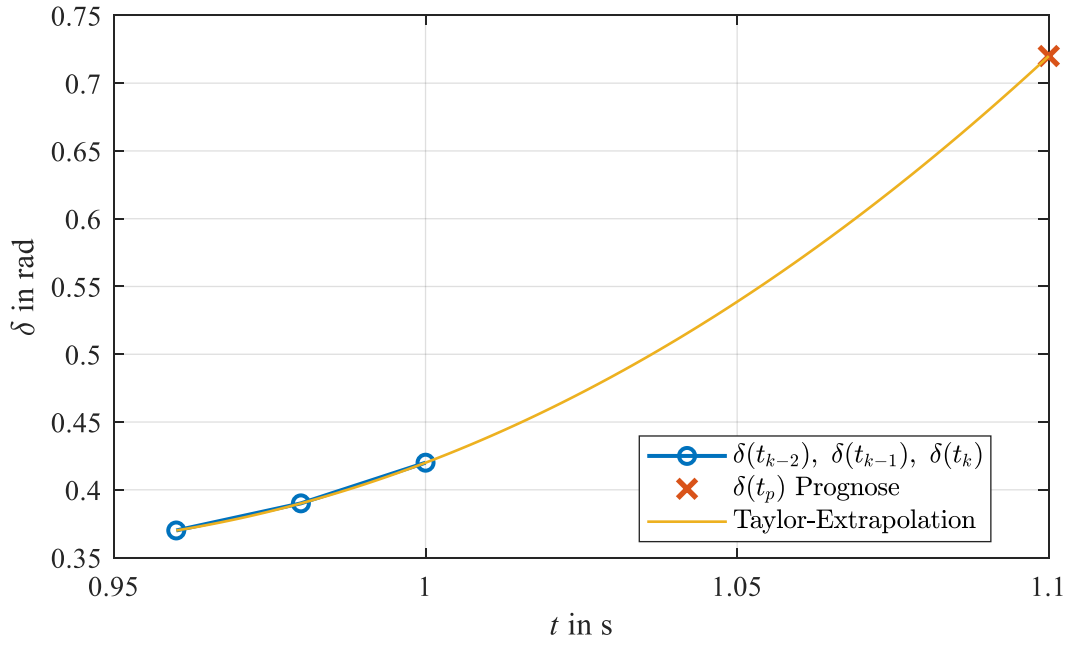

Abbildung 14: Prognose des Rotorwinkels mit der Taylorreihenerweiterung.

Diese analytische Ableitung wird nun in der angepassten Methode durch finite Differenzen ersetzt, da PMU-Messungen als diskrete Werte betrachtet werden können. Aus den Messungen werden nach (3.20) die Rotorwinkel geschätzt und aus drei bekannten aufeinanderfolgenden Zeitpunkten t_{k}, $t_{\mathrm{k\text{-}1}}$ und $t_{\mathrm{k\text{-}2}}$ werden Näherungswerte für die ersten beiden Ableitungen in diskreten Zeitpunkten ermittelt. Die erste und zweite Ableitung einer diskreten Funktion nach [82]:

$$\begin{aligned}\left(\frac{\partial u}{\partial x}\right)_{\mathrm{k}} &\approx \frac{u_{\mathrm{k}}-u_{\mathrm{k\text{-}1}}}{x_{\mathrm{k}}-x_{\mathrm{k\text{-}1}}}\\ \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2}\right)_{\mathrm{k}} &\approx \frac{2\left(\frac{u_{\mathrm{k}}-u_{\mathrm{k\text{-}1}}}{x_{\mathrm{k}}-x_{\mathrm{k\text{-}1}}}-\frac{u_{\mathrm{k\text{-}1}}-u_{\mathrm{k\text{-}2}}}{x_{\mathrm{k\text{-}1}}-x_{\mathrm{k\text{-}2}}}\right)}{x_{\mathrm{k}}-x_{\mathrm{k\text{-}2}}}\end{aligned} \tag{3.27}$$

Die Prognose des Rotorwinkels zum zukünftigen Zeitpunkt t_{p} kann berechnet werden, indem die Abschätzungen nach (3.27) in der Formel (3.22) eingesetzt wird [82]:

$$\begin{aligned}\delta\left(t_{\mathrm{p}}\right) &= \delta\left(t_{\mathrm{k\text{-}2}}\right)+\beta_1\left(t_{\mathrm{p}}-t_{\mathrm{k\text{-}2}}\right)+\beta_2\left(t_{\mathrm{p}}-t_{\mathrm{k\text{-}1}}\right)\left(t_{\mathrm{p}}-t_{\mathrm{k\text{-}2}}\right)\\ \beta_1 &= \frac{\delta\left(t_{\mathrm{k\text{-}2}}\right)-\delta\left(t_{\mathrm{k\text{-}1}}\right)}{t_{\mathrm{k\text{-}2}}-t_{\mathrm{k\text{-}1}}}\\ \beta_0 &= \frac{\delta\left(t_{\mathrm{k\text{-}1}}\right)-\delta\left(t_{\mathrm{k}}\right)}{t_{\mathrm{k\text{-}1}}-t_{\mathrm{k}}}\\ \beta_2 &= \frac{\beta_1-\beta_0}{t_{\mathrm{k\text{-}2}}-t_{\mathrm{k}}}\end{aligned} \tag{3.28}$$

Die Berechnung ist möglich, da die drei bekannten Zeitpunkte vorhanden sind. Das Besondere ist, dass die Rotorwinkelgeschwindigkeit nicht benötigt wird, was die Berechnung und Anforderung enorm vereinfacht und beschleunigt. Es ist eine echtzeitfähige Methode, die ohne großen Rechenaufwand auskommt und ausschließlich verfügbare PMU-Messdaten verwendet. Demnach eignet sich diese Methode als Frühwarnsystem in WAMS-basierten Beobachtungssystemen und kann als Ergänzung zu anderen Stabilitätsindikatoren eingeordnet werden. Nachteil dieser Methode ist jedoch, dass die Genauigkeit mit steigendem Prognosehorizont abnimmt, da die Gültigkeit der Taylorreihe abnimmt.

Die Abbildung 15 zeigt beispielhaft die Prognose des Rotorwinkels in einem Zeithorizont von 100 ms. Dabei sind die Zeitpunkte der Polradwinkelschätzungen nicht äquidistant zueinander. Die Methode ist dem gegenüber resistent. So kann die Prognose durchgeführt werden, auch wenn ein Datenpunkt einmal aussetzt oder verzögert empfangen wird.

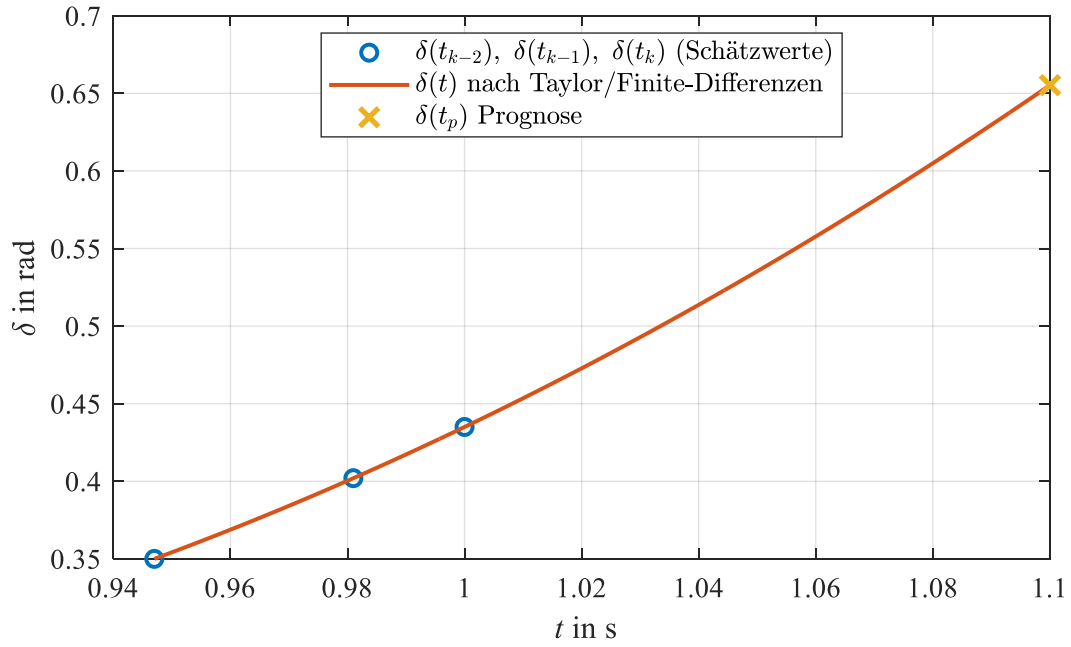

Abbildung 15: Prognose des Rotorwinkels mit der Taylorreihe und finite Differenzen bei ungleichmäßigen Zeitschritten.

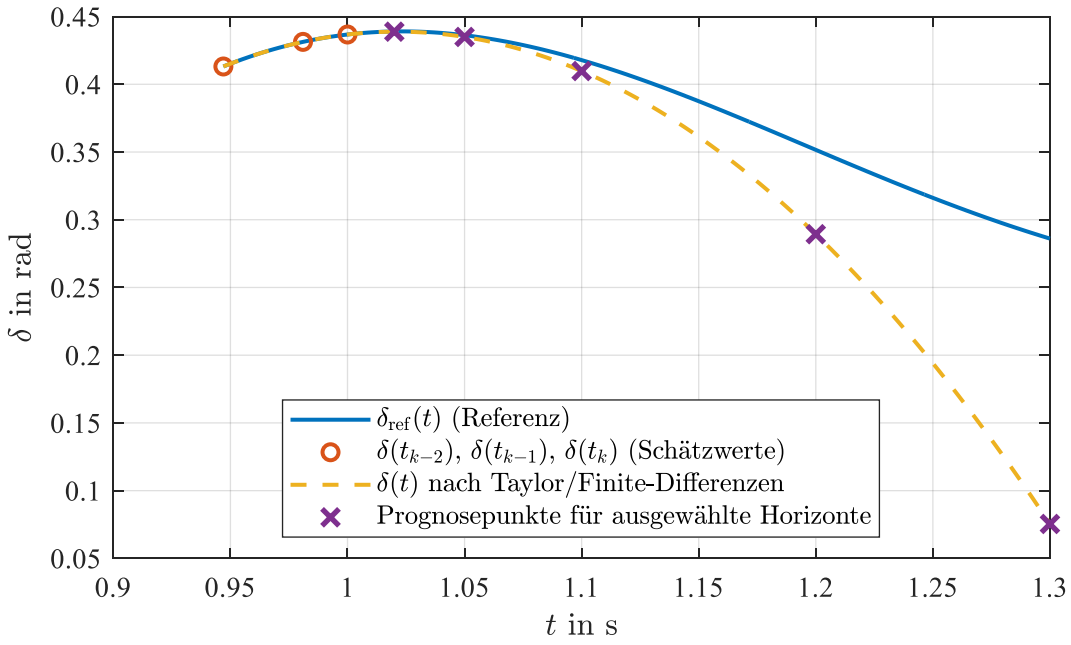

Abbildung 16: Prognoseungenauigkeit bei steigendem Zeithorizont.

Die Abbildung 16 zeigt die Schwäche der Methode. Während für einen kurzen Prognosezeitraum eine gute Übereinstimmung mit dem tatsächlichen Rotorwinkel erreicht wird, steigt die Abweichung mit zunehmendem Zeithorizont. Ursache ist unter anderem die Approximation zweiter Ordnung, die keine Wendepunkte beschreiben kann, die im tatsächlichen Verlauf aber auftreten können. Eine Approximation höherer Ordnung könnte die

Dynamik besser erfassen und die Genauigkeit für größere Prognosehorizonte verbessern, führt jedoch zu einer höheren Empfindlichkeit gegenüber Modellunsicherheiten und Messrauschen. Da die Vorhersage auf PMU-Messwerten basiert und in Echtzeit erfolgt, ist zwischen Prognosegenauigkeit, numerischer Robustheit und Rechenaufwand abzuwägen.

5 Use Cases

Nach der Beschreibung der kurativen Engpassbehebung und der Methode zur Berechnung der transienten Stabilität im letzten Kapitel sollen diese in diesem Kapitel unter Anwendung mehrerer Nutzungsfälle (Use Cases) validiert werden. Dafür wird das im Kapitel 3.2.2 vorgestellte IEEE 9-Knoten-Netz verwendet und in mehreren Szenarien simuliert.

Das Netzmodell wird in Hypersim in Echtzeit simuliert. Dabei wird ein Simulationszeitschritt von 50 µs verwendet. In dem Netzmodell sind virtuelle RTU und PMU an allen Knoten integriert, die gemessene Ströme und Spannungen über die Kommunikationsprotokolle IEC 60870-5-104 und IEEE C 37.118 übertragen. So ist das Netz vollständig beobachtet und kann in der Leitwarte bewertet und gesteuert werden. Zusätzlich werden die Daten an das dezentrale, intelligente Gerät auf Stationsebene (RTAC) gesendet. Dadurch können sehr schnelle Entscheidungen getroffen werden, um kurzfristig auf Fehler im Netz zu reagieren.

5.1 Höhere Leitungsauslastung

Im Basisszenario wird das Netz zunächst (n-1)-sicher betrieben. Dieser Netzzustand wird dann hinsichtlich der dynamischen Leitungsauslastung bewertet und es wird geprüft, wie hoch die Leitungen ausgelastet werden können. Die Analyse wird um Höherauslastungen über den (n-1)-sicheren Fall hinaus ergänzt.

5.1.1 Kurative Betriebsführung mit Leitungsmonitoring

In der Abbildung 17 wird dargestellt, welcher erhöhte Strom für welche Zeiten anliegen kann, ohne dass der TATL überschritten wird. Dargestellt ist die Leitung vier von Knoten vier zu Knoten fünf mit unterschiedlichen Anfangsbelastungen (50 %, 70 % und 90 %). Die blaue Kurve zeigt die mögliche Zusatzbelastung an, wenn die Leitung (n-1)-sicher betrieben wird. Die beiden anderen Kurven zeigen eine höhere Leitungsbelastung. Für die Analyse ist es von Bedeutung, die Randbedingungen festzulegen. Denn abhängig von Faktoren wie der Windgeschwindigkeit, der Außentemperatur, der Sonneneinstrahlungsintensität und vielen weiteren, variiert der Verlauf der Kurven. In dieser Analyse sind die Randbedingungen aus Tabelle 8 genutzt. Die Daten stammen aus [68] und werden in der Berechnung des Temperaturanstiegs berücksichtigt. Die angenommene Außentemperatur ist 20°C bei einer Windgeschwindigkeit von 3 m/s und einer Sonneneinstrahlungsintensität von 80 W/m². Zusätzlich ist die Annahme, dass die Temperatur des TATL das 1,5-fache des PATL unter Worstcase-Bedingungen (80°C) ist und somit 120°C beträgt.

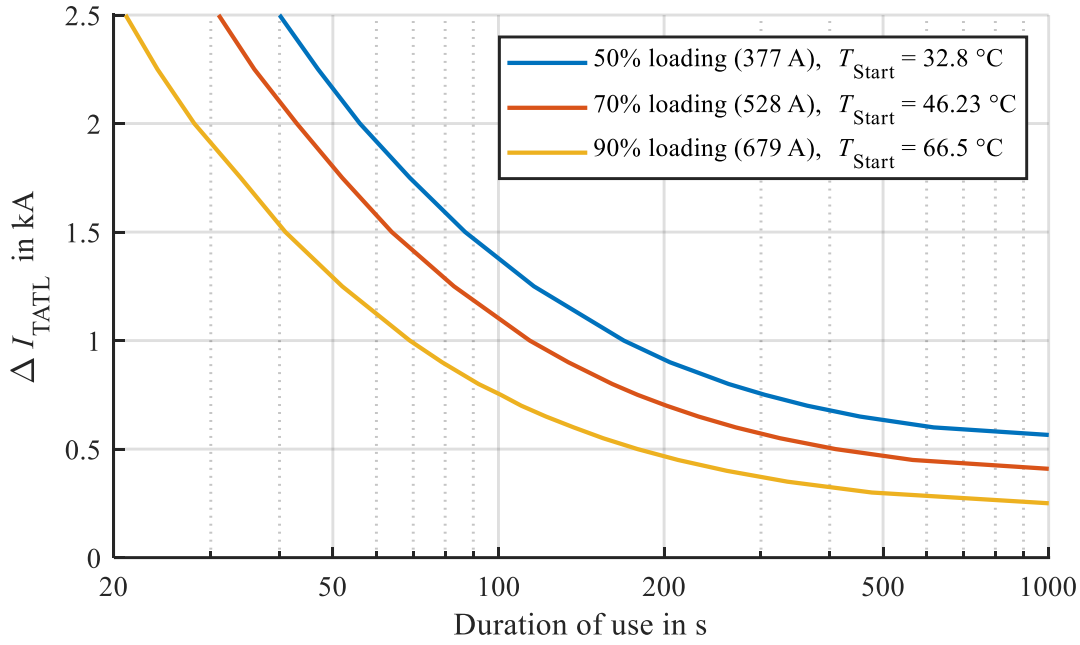

Abbildung 17: TATL-Potentiale.

Tabelle 8: Angenommene Leitungsparameter [68].

Parameter	Wert	Einheit / Anmerkungen
Gesamter Leiterquerschnitt	173,1	mm²
Aluminium-Querschnitt	148,9	mm²
Stahl-Querschnitt	24,2	mm²
Anzahl Aluminiumdrähte	26	–
Anzahl Stahldrähte	7	–
Durchmesser Aluminiumdraht	2,7	mm
Durchmesser Stahldraht	2,11	mm
Kerndurchmesser	6,3	mm
Gesamter Leitungsdurchmesser	17,1	mm
Gleichstromwiderstand (bei 20 °C)	0,194	Ω/km
Nennstrom	470	A (Windgeschwindigkeit = 0,6 m/s, Umgebungstemperatur = 35 °C)
Zulässige maximale Leiterseiltemperatur	80	°C
Massendichte (Aluminium)	2703	kg/m³
Massendichte (Stahl)	7780	kg/m³
Spezifische Wärmekapazität (Al)	897	J/(kg·K)
Spezifische Wärmekapazität (Stahl)	481	J/(kg·K)
Spezifischer elektrischer Widerstand (Aluminium, DC)	28,264	nΩ·m
Spezifischer elektrischer Widerstand (Stahl, DC)	287,36	nΩ·m
Temperaturkoeffizient des elektrischen Widerstands (Al)	$4{,}03 \times 10^{-3}$	1/K
Temperaturkoeffizient des elektrischen Widerstands (Stahl)	$4{,}5 \times 10^{-3}$	1/K

In dem Basisszenario sind die potentiellen Zusatzbelastungen auf den Leitungen sehr hoch, da das Netz zunächst (n-1)-sicher betrieben wird. Im Falle eines Betriebsmittelausfalls kommt es nicht zu einer Verletzung des PATL. Die kurative Betriebsführung erlaubt es nun, die Leitungen gezielt höher auszulasten. Dafür wird für weitere Szenarien die Last und Erzeugung an den Knoten erhöht. Das Netz ist somit nicht mehr in einem n-1-sicheren Zustand. Wird nun wieder die Analyse des TATL-Wertes durchgeführt, sind die potentiellen Zusatzbelastungen deutlich geringer, wie die rote und gelbe Kurve in Abbildung 17 zeigen. Diese Analyse kann nun genutzt werden, um vordefinierte Worstcase-Szenarien vorab zu berechnen und Gegenmaßnahmen zu definieren.

5.1.2 Berechnung kurativer Maßnahmensets

Für die Berechnung der Maßnahmen wird an dieser Stelle vereinfacht eine Sensitivitätsanalyse verwendet. Anhand der Sensitivitätsmatrix kann berechnet werden, wie sich der Leitungsfluss auf einer Leitung ändert, wenn die Leistung an einem Knoten angepasst wird. Die Knoten in einem Netz mit einer sehr hohen Sensitivität auf eine Leitung können dann genutzt werden, um gezielt die Einspeisungen oder Lasten anzupassen und den Leistungsfluss auf einer überlasteten Leitung zu reduzieren.

Diese Sensitivitätsmatrix $\boldsymbol{S}_{\mathrm{LK}}$ gibt das Verhältnis der Leistungsänderung an dem Knoten K zu der Leistungsänderung auf der Leitung L an:

$$\boldsymbol{S}_{\mathrm{LK}} = \frac{\partial \boldsymbol{p}_{\mathrm{L}}}{\partial \boldsymbol{p}_{\mathrm{K}}^{\mathrm{T}}} \tag{3.29}$$

Dabei handelt es sich jedoch um eine lokale Linearisierung, die nicht für sehr große Leistungsänderungen gültig ist, da der Approximationsfehler zu groß wird. Grundlage für die Berechnung der Sensitivitätsmatrix ist die Jacobimatrix. Wenn die Spannungsänderung eliminiert wird, kann sie über:

$$\boldsymbol{S}_{\mathrm{LK}} = \boldsymbol{J}_{\mathrm{T}} \boldsymbol{K}_{\mathrm{KT}}^{\mathrm{T}} \boldsymbol{J}_{\mathrm{KK}}^{-1} \tag{3.30}$$

Berechnet werden. Dabei ist $\boldsymbol{J}_T$ die Terminal-Jacobimatrix, $\boldsymbol{K}_{\mathrm{KT}}$ die Knoten-Terminal-Inzidenzmatrix und $\boldsymbol{J}_{\mathrm{KK}}$ die Knoten-Jacobimatrix.

Für den Fall, dass die Leitung zwischen Knoten vier und fünf überlastet ist, können nun gezielt die Sensitivitäten herangezogen werden, um zu entscheiden, welche Einspeiser oder Lasten die größten Auswirkungen haben. So zeigt Tabelle 9 für die gewählte Leitung die Sensitivitäten aller Knoten. Dabei ist der Wert für Knoten eins gleich null, da dieser als Slack modelliert wird. Weiterhin ist der Wert an Knoten vier ebenfalls sehr klein, da dieser direkt mit dem Slack über einen Transformator verbunden ist. Die größte Sensitivität hat der Knoten fünf gefolgt von

sieben und zwei. Dabei handelt es sich bei Knoten zwei um einen Generatorknoten, während die anderen beiden Lastknoten sind. Wenn die Last am Knoten fünf reduziert werden kann, ist das die effektivste Lösung. Alternativ kann die Erzeugung am Knoten zwei erhöht werden. Das führt im Lastfluss zusätzlich zu einer Reduzierung der Einspeisung am Slack. Somit wäre das ein Kraftwerksredispatch, wobei die Einspeiser nicht zwingend thermische Kraftwerke sein müssen, sondern auch Windparks darstellen können.

Tabelle 9: Sensitivitäten der Knoten auf die Leitung 4-5.

Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Sensitivität auf Leitung 4-5	0	0,57	0,36	0,005	0,94	0,15	0,59	0,51	0,37

Bei der Berechnung der Sensitivitäten ist es wichtig, sie neu zu berechnen, wenn sich die Topologie des Netzes geändert hat. Für jede Ausfallvariante muss folglich eine neue Sensitivitätsmatrix berechnet werden.

5.1.3 Fallbeispiel: Leitungsausfall bei höherer Leitungsauslastung

In dem folgenden Beispiel wird die Leitung von Knoten vier zu Knoten fünf (Leitung 1) gezielt höher mit 90 % ausgelastet. Dafür werden dann für alle Ausfallvarianten die Strombelastungen auf dieser Leitung berechnet. In diesem Fallbeispiel wird die Leitung zwischen Knoten vier und sechs (Leitung 2) ausfallen und zieht eine Belastung von 871 A (116 %) nach sich. Das entspricht einem ΔI_{TATL} von 290 A. Mit diesem Wert kann in der Abbildung 17 eine Anwendungsdauer von ungefähr 500 s abgelesen werden. Berechnet sind es 477 s. So lange kann die Leitung aufgrund der thermischen Trägheit überlastet werden, ohne dass sie die kritische Temperatur und somit einen zu starken Durchhang erreicht. Das ist ausreichend Zeit, um kurative Maßnahmen zu aktivieren.

Für das beschriebene Ausfallszenario muss eine neue Sensitivitätsmatrix berechnet werden, da sich die Topologie geändert hat. Diese wird in Tabelle 10 aufgezeigt.

Tabelle 10: Sensitivitäten der Knoten auf die Leitung 4-5 bei Ausfall von Leitung 4-6.

Knoten	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Sensitivität auf Leitung 4-5	0	1,01	0,93	-0,01	0,97	0,8	0,94	0,9	0,89

Die Sensitivitäten sind im Vergleich zu Tabelle 9 gestiegen, da die Vermaschung nach dem Leitungsausfall abgenommen hat. Auffallend ist auch, dass der Wert für Knoten zwei größer als eins ist. Das ist plausibel, da es auf AC-Berechnungen basiert und somit auch Kopplungen zwischen der Wirk- und Blindleistung gibt. Außerdem liegt die Leitung direkt zwischen dem

Slack und dem Generatorknoten am Knoten zwei, was eine Slack-Kompensation nach sich zieht. In größeren Netzen mit einem höheren Vermaschungsgrad sind die Sensitivitäten eher kleiner, da sich die Leistungsflüsse stärker aufteilen. Für dieses Netz gibt es jedoch kaum eine Verzweigung nach dem Leitungsausfall. Weiterhin ist die Sensitivität am Knoten vier sehr gering. Das liegt an der Nähe zum Slack, denn eine Leistungsänderung wird direkt vom Slack kompensiert.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass eine Leistungsänderung am Knoten zwei den größten Einfluss auf die Belastung der untersuchten Leitung besitzt und eine Erhöhung der Einspeiseleistung an diesem Knoten zu einer Reduzierung der Leitungsbelastung führt. Diese kurative Maßnahme wird im Laboraufbau nachgebildet und hinsichtlich ihrer Wirksamkeit analysiert.

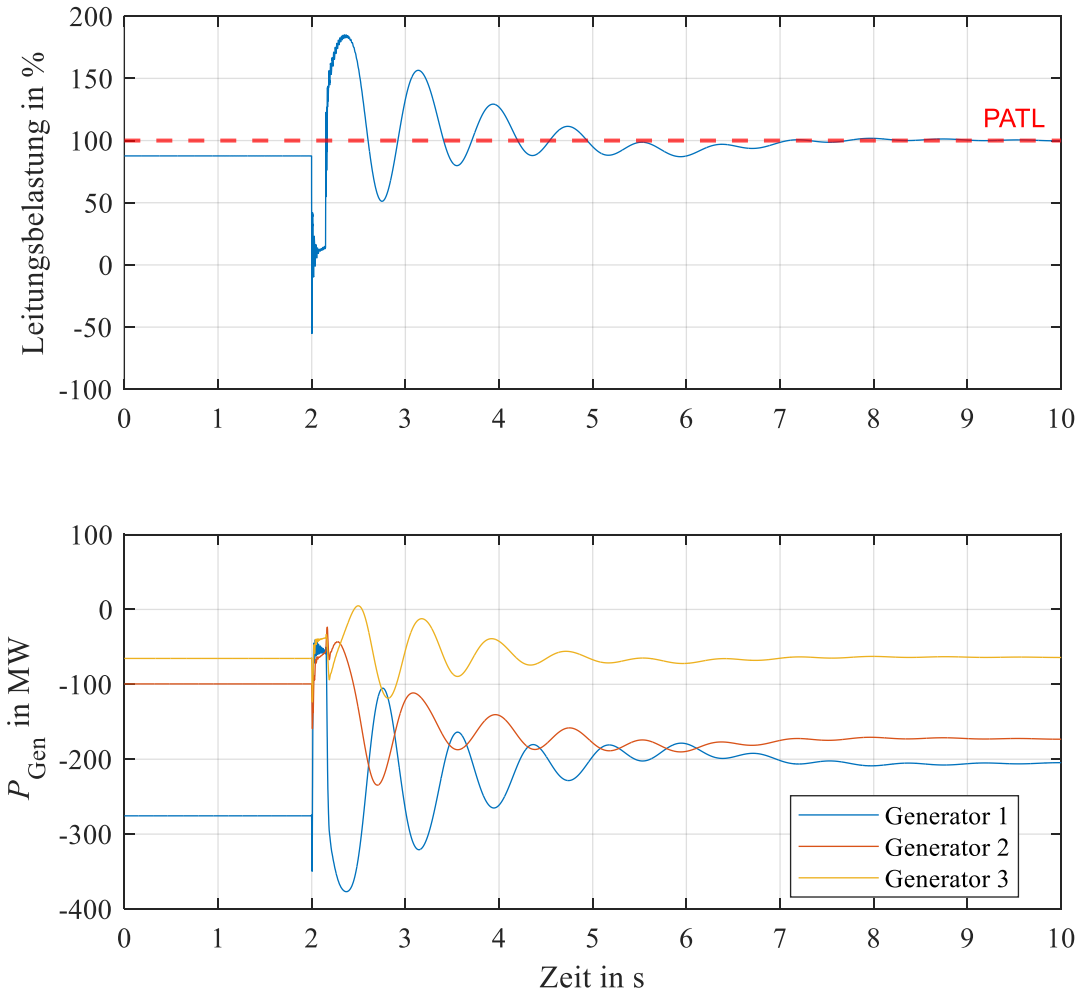

Abbildung 18: Leitungsbelastung und Generatorleistungen bei Leitungsausfall.

In der Abbildung 18 ist zum einen die Leitungsbelastung der Leitung 1 dargestellt. Bei einem dreiphasigen Kurzschluss auf der Leitung 2 bricht die Leistung zunächst ein, da der Kurzschluss gespeist wird. Nach 150 ms wird die Leitung 2 abgeschaltet und die Leitung 1 wird stärker belastet. Sobald die Belastung den PATL-Wert überschreitet, wird das von der Central Unit detektiert und ein neuer Arbeitspunkt an den Generator am Knoten zwei übertragen. Der Generator am Knoten eins passt die Leistung ebenfalls an, da er als Slack modelliert ist. In weniger als zehn Sekunden pendeln sich die Generatoren in den neuen Arbeitspunkten ein und somit liegt auch die Belastung auf der Leitung 1 unterhalb des PATL.

Zeitverhalten und Reaktionsfähigkeit

Innerhalb des Aufbaus, der die Stationsebene nachbildet, ist eine zeitliche Auswertung möglich. Alles, was an die Prozessleitebene und die Leitwartenebene kommuniziert wird, kann nicht direkt gemessen werden, da die unterschiedlichen Systeme keine identische Zeitstempelung haben. Die Kommunikation kann aber mit zusätzlichen Tools, wie Wireshark, analysiert werden. Zudem ist eine Ende-zu-Ende-Kommunikation nur sinnvoll, wenn die Aktualisierung der berechneten kurativen Maßnahmen dauerhaft erfolgt. Hier ist es jedoch sinnvoll, Berechnungsintervalle festzulegen. Dieses Intervall sollte mindestens 15 Minuten betragen, da die Netzprognosen ebenfalls in 15-Minuten-Intervallen vorliegen (Day Ahead Congestion Forecast - DACF und Intra Day Congestion Forecast - IDCF). Da im Laboraufbau, Messwerte mit einer höheren Auflösung vorliegen als bei realen Netzen, kann dieses Intervall auch herabgesetzt werden. Denn Lastschwankungen oder größere Lastsprünge können schnell erkannt werden. Alternativ ist auch eine dynamische Aktualisierung der kurativen Maßnahmen bei Topologie- oder größeren Leistungsflussänderungen denkbar.

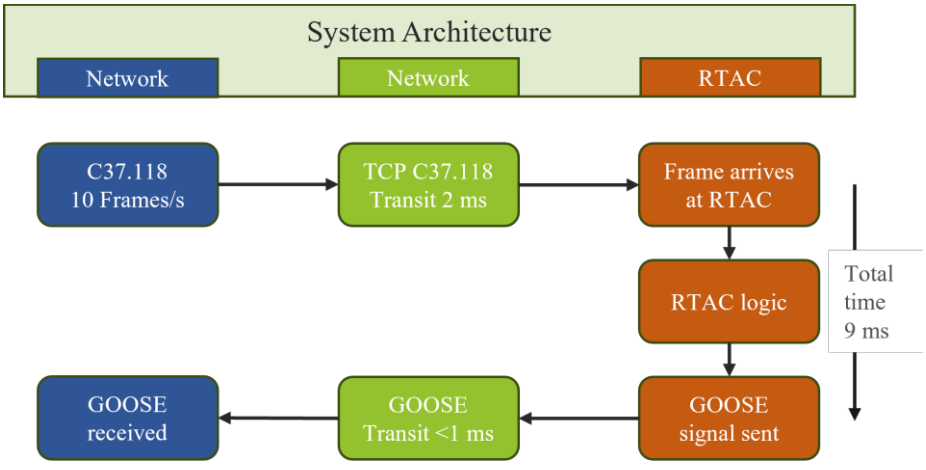

Abbildung 19: Kommunikationsstrecken der kurativen Maßnahmen.

In dem Fallbeispiel wird ein Berechnungsintervall von einer Minute angenommen. Zeiten für die Kommunikationsstrecken sind in der Abbildung 19 dargestellt. Als zeitkritisch ist die Kommunikation zwischen dem Echtzeitsimulator und der Central Station zu betrachten. Denn

das ist die eigentliche Auslöseautomatik. Doch die Zeit liegt bei 12 ms und ist somit deutlich unterhalb der 477 s.

Wirksamkeit der kurativen Maßnahmen

Zur Analyse der kurativen Maßnahmen werden zusätzlich alternative Maßnahmen untersucht. Diese werden hinsichtlich des Erfolgs und der Nebenwirkungen untersucht. Folgende Maßnahmen ergänzen das Fallbeispiel:

- Reduzierung der Leistung am Knoten zwei und drei,
- Änderung der Lasten an Knoten fünf und acht.

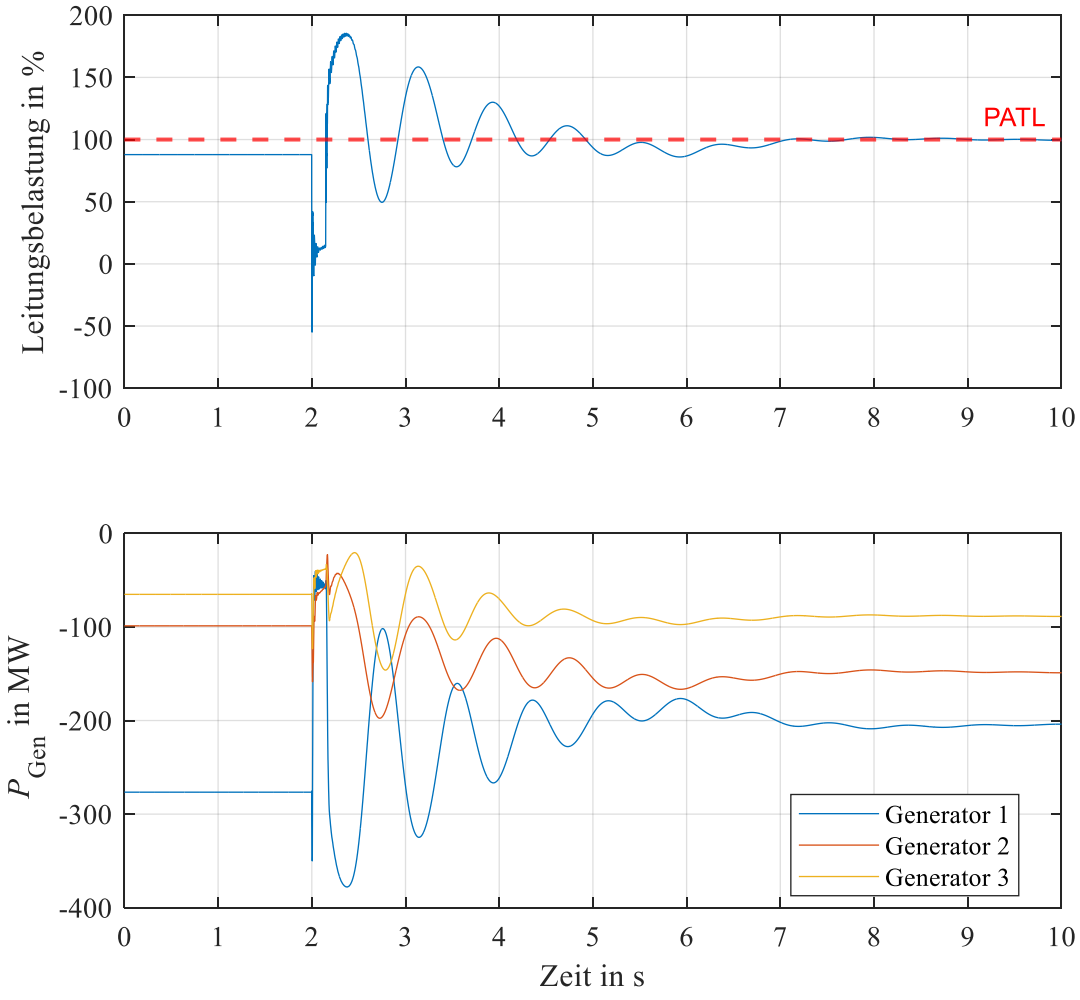

Abbildung 20: Leitungsbelastung und Generatorleistungen bei Leistungsänderungen zusätzlich am Generator 3.

Die Simulation dieser Maßnahmen als Folge der Leitungsüberlastung zeigt, dass eine Aufteilung der Leistungsänderungen an zwei Generatoren zu keiner verbesserten, dynamischen

Stabilität führt. Denn die Abbildung 20 zeigt, dass ein stabiler Arbeitspunkt genauso schnell erreicht wird, wie in Abbildung 18. Fast identisch ist das Einschwingverhalten bei der Absenkung der Lasten an Knoten fünf und acht.

Auch die Spannungsänderungen an dem Knoten fünf sind bei allen drei Maßnahmen sehr ähnlich, wie es in der Abbildung 21 dargestellt ist. Das ist mit der geringen Netzgröße und den geringen Netzimpedanzen zu begründen.

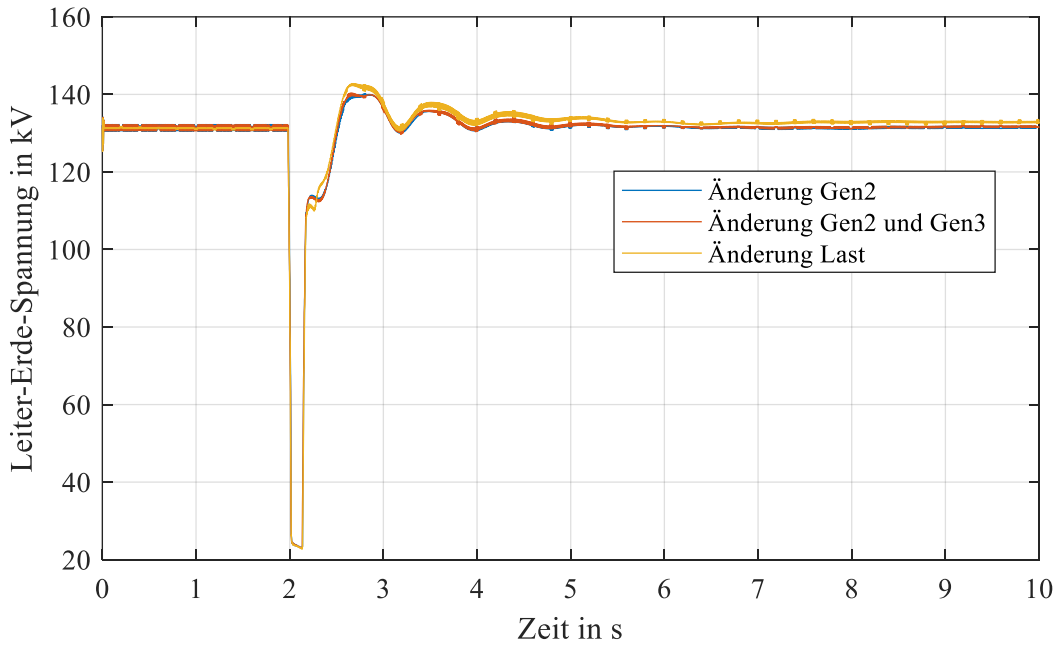

Abbildung 21: Spannung am Knoten fünf bei unterschiedlichen Maßnahmen.

Kommunikation

Die Wahl des Kommunikationsprotokolls ist entscheidend. Für stationäre Automatisierungen in der Station wird IEC 61850 GOOSE verwendet. Der folgende Ausschnitt eines Mitschnitts von gesendeten und empfangenen Paketen auf dem Echtzeitsimulator (IP 141.44.52.162) in der Abbildung 22 zeigt blau markiert die hochfrequenten PMU-Streams, die an die Central Unit (IP 141.44.52.181) gesendet werden. Ungefähr alle 17 ms wird ein Messwert gesendet. Nachdem auf der Central Unit eine Leistungsüberlastung detektiert wird, werden über GOOSE Befehle an einen Generator gesendet. Das erfolgt eventbasiert und wird mehrfach wiederholt (Burst-Wiederholungen). Das erhöht die Wahrscheinlichkeit der Zustellung. Diese Wiederholungen sind ebenfalls in der Abbildung 22 in grauer Schrift erkennbar.

Time	Source	Destination	Protocol	Length	Info
0.000000000	141.44.62.162	141.44.62.181	TCP	100	61001 → 52943 [PSH, ACK] Seq=1 Ack=1 Win=227 Len=34 TSval=2271962870 TSecr=2398632482
0.000577285	141.44.62.181	141.44.62.162	TCP	66	52943 → 61001 [ACK] Seq=1 Ack=35 Win=502 Len=0 TSval=2398632515 TSecr=2271962853
0.006672392	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:03	GOOSE	137	
0.010699691	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:04	GOOSE	138	
0.010719140	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:05	GOOSE	138	
0.014735265	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:06	GOOSE	135	
0.014752088	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:07	GOOSE	135	
0.014764557	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:08	GOOSE	135	
0.016673055	141.44.62.162	141.44.62.181	TCP	100	61001 → 52943 [PSH, ACK] Seq=35 Ack=1 Win=227 Len=34 TSval=2271962886 TSecr=2398632515
0.026699225	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:03	GOOSE	137	
0.030694568	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:04	GOOSE	138	
0.030713191	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:05	GOOSE	138	
0.033379962	141.44.62.162	141.44.62.181	TCP	100	61001 → 52943 [PSH, ACK] Seq=69 Ack=1 Win=227 Len=34 TSval=2271962903 TSecr=2398632515
0.033906495	141.44.62.181	141.44.62.162	TCP	66	52943 → 61001 [ACK] Seq=1 Ack=103 Win=502 Len=0 TSval=2398632548 TSecr=2271962886
0.034696655	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:06	GOOSE	135	
0.034712311	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:07	GOOSE	135	
0.034725285	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:08	GOOSE	135	
0.046680022	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:03	GOOSE	137	
0.050053693	141.44.62.162	141.44.62.181	TCP	100	61001 → 52943 [PSH, ACK] Seq=103 Ack=1 Win=227 Len=34 TSval=2271962920 TSecr=2398632548
0.050662928	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:04	GOOSE	138	
0.050682139	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:05	GOOSE	138	
0.054729078	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:06	GOOSE	135	
0.054745009	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:07	GOOSE	135	
0.054757978	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:08	GOOSE	135	
0.066702662	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:03	GOOSE	137	
0.066725653	141.44.62.162	141.44.62.181	TCP	100	61001 → 52943 [PSH, ACK] Seq=137 Ack=1 Win=227 Len=34 TSval=2271962937 TSecr=2398632548
0.067048430	141.44.62.181	141.44.62.162	TCP	66	52943 → 61001 [ACK] Seq=1 Ack=171 Win=502 Len=0 TSval=2398632582 TSecr=2271962920
0.070729419	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:04	GOOSE	138	
0.070749753	SchweitzerEn_38:0a:9b	IecTc57_01:00:05	GOOSE	138	

Abbildung 22: Kommunikationsmitschnitt.

In der Abbildung 23 wird ersichtlich, dass der Verkehr der GOOSE Streams sehr groß ist. Das ist sehr typisch für Burst-Wiederholungen. Es sind Streams, die über Multicast gesendet werden und in sehr kurzen Abständen. Zusätzlich passiert die Kommunikation nur auf Layer Zwei des OSI-Modells und hat dadurch den Vorteil, dass es weniger Verzögerungen gibt und es ein deterministisches Verhalten aufzeigt. Nachteil ist, dass die Switches entsprechend parametriert werden müssen, sodass sie diese Streams entsprechen priorisiert werden.

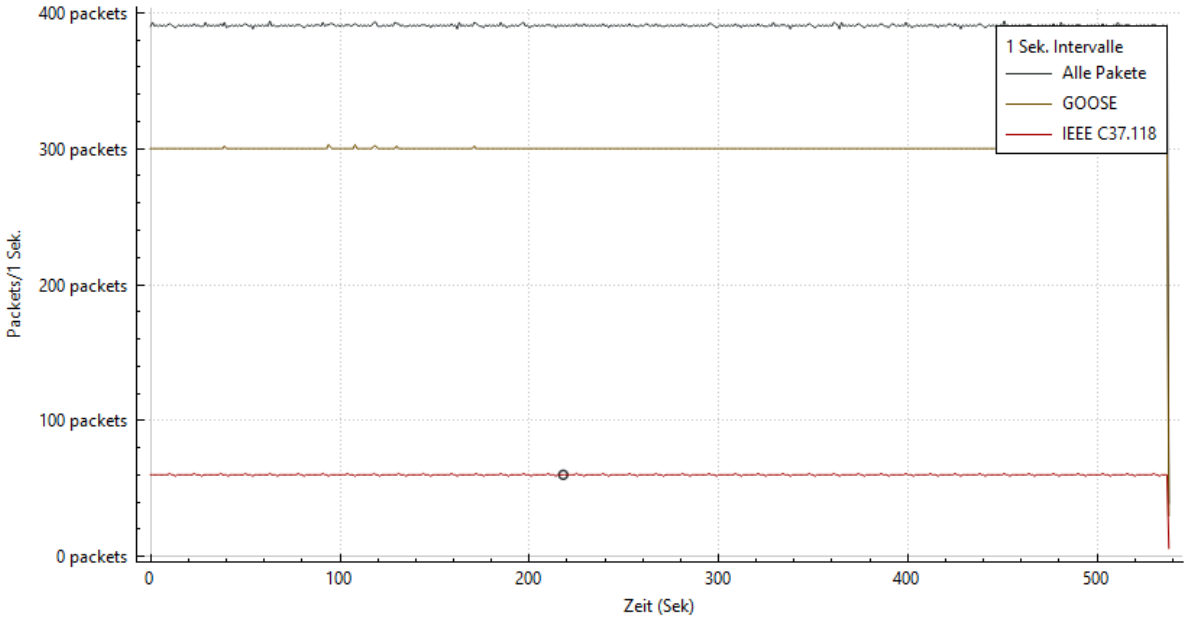

Abbildung 23: Analyse der Pakete des Kommunikationsmitschnitts.

5.2 Transiente Stabilitätsanalyse

Das unter Abschnitt 4.2 vorgestellte Verfahren der schnellen Bewertung der transienten Rotorwinkelstabilität wird ebenfalls an dem IEEE 9-Knoten-Netz validiert. Es wird die schnelle Berechnung auf der Leitwartenebene durchgeführt und kritische Fehlerklärungszeiten für die

Generatoren werden an das RTAC auf Stationsebene weitergeleitet. Diese Werte können für eine lokale Bewertung der Stabilität nach einem Fehler herangezogen werden und im Falle einer detektierten Instabilität können Maßnahmen in wenigen Millisekunden ausgelöst werden. Zusätzlich wird diese schnelle Offlineberechnung noch um die Bewertung der Stabilität mit Hilfe von PMU-Messungen ergänzt. Dadurch entsteht ein methodisch geschlossener Anwendungsfall. Zunächst wird die kritische Fehlerklärungszeit auf Basis des Modells abgeschätzt, anschließend wird während des realen Betriebs mit PMU-Messungen überprüft, ob sich das System tatsächlich in Richtung eines instabilen Rotorwinkelverlaufs bewegt.

5.2.1 Schnelle Analyse der transienten Stabilität

Zur schnellen Bewertung der transienten Stabilität wird nicht unmittelbar nach jeder Änderung der Netztopologie oder des Arbeitspunktes eine vollständige, nichtlineare Zeitsimulation durchgeführt. Vielmehr wird zunächst die Eigenwertanalyse genutzt, um kritische Fehlerklärungszeiten zu bestimmen. Hierfür wird der Rotorwinkel für mehrere Fehlerklärungszeiten mit Hilfe der Näherung nach Gleichung (3.17) bestimmt. Daraufhin erfolgt die Linearisierung um den Arbeitspunkt gemäß Gleichung (3.18). Die Eigenwerte der Systemmatrix können dann für die Aussage über die Stabilität herangezogen werden. Sobald der Realteil positiv ist, kann von einem Verlust der Synchronität des Generators ausgegangen werden und dadurch ist die kritische Fehlerklärungszeit bestimmt. Das kann für alle Generatoren im Netz erfolgen. Der Geschwindigkeitsvorteil ergibt sich bei einer großen Anzahl an Generatoren. Für kurzfristige Änderungen im Netz sind nichtlineare Zeitsimulationen sehr rechenaufwendig und dauern im Vergleich zu der linearisierten Methode viel zu lange.

Im betrachteten Szenario befindet sich das Netz zunächst in einem stationären Arbeitspunkt mit normalem Leistungsfluss. Generator G1 wird als Slack-Generator betrieben, während G2 und G3 als PU-Knoten modelliert werden. Die Lasten an den Knoten 5, 6 und 8 entsprechen dem Standardfall. Der Fokus liegt auf dem Generator am Knoten zwei, da dieser eine hohe Wirkleistung in das Netz einspeist und somit eine kritische dynamische Kopplung zum Übertragungsnetz aufweist.

Aus der Darstellung in Abbildung 24 ergibt sich für den Generator G2 eine kritische Fehlerklärungszeit von 0,236 s. Betrachtet wurde hierbei der kritischste Fehlerfall in Form eines generatornahen dreipoligen Kurzschlusses. Die kritische Fehlerzeit wird im nächsten Schritt mit Hilfe der dynamischen Simulation in der Software Hypersim validiert. Die Simulationen zeigen eine kritische Fehlerklärungszeit von 260 ms und 270 ms, wie es in Abbildung 25 dargestellt ist. Für eine Fehlerdauer von 260 ms wird nach der Fehlerklärung erneut ein stabiler Arbeitspunkt erreicht. Bei einer Fehlerdauer von 270 ms hingegen verliert das System die Synchronität, was sich in einem kontinuierlichen Anwachsen der Leistungsschwingungen äußert. Die tatsächliche Stabilitätsgrenze liegt somit zwischen diesen

beiden Zeitpunkten. Der analytisch bestimmte Wert von 236 ms unterschätzt folglich die tatsächlich zulässige Fehlerklärungszeit und stellt damit eine konservative Abschätzung der Stabilitätsgrenze dar. Die Abweichung ist unter anderem auf die vereinfachenden Annahmen des analytischen Verfahrens zurückzuführen. Da eine direkte Darstellung des Rotorwinkels in Hypersim für das untersuchte Modell nicht verfügbar ist, erfolgt die Beurteilung der Stabilität anhand des Verlaufs der Generatorleistung. Die Rückkehr zu einem stationären Leistungswert wird dabei als Indikator für einen stabilen Betriebspunkt herangezogen, während anwachsende Leistungsschwingungen auf einen Verlust der Synchronität hinweisen.

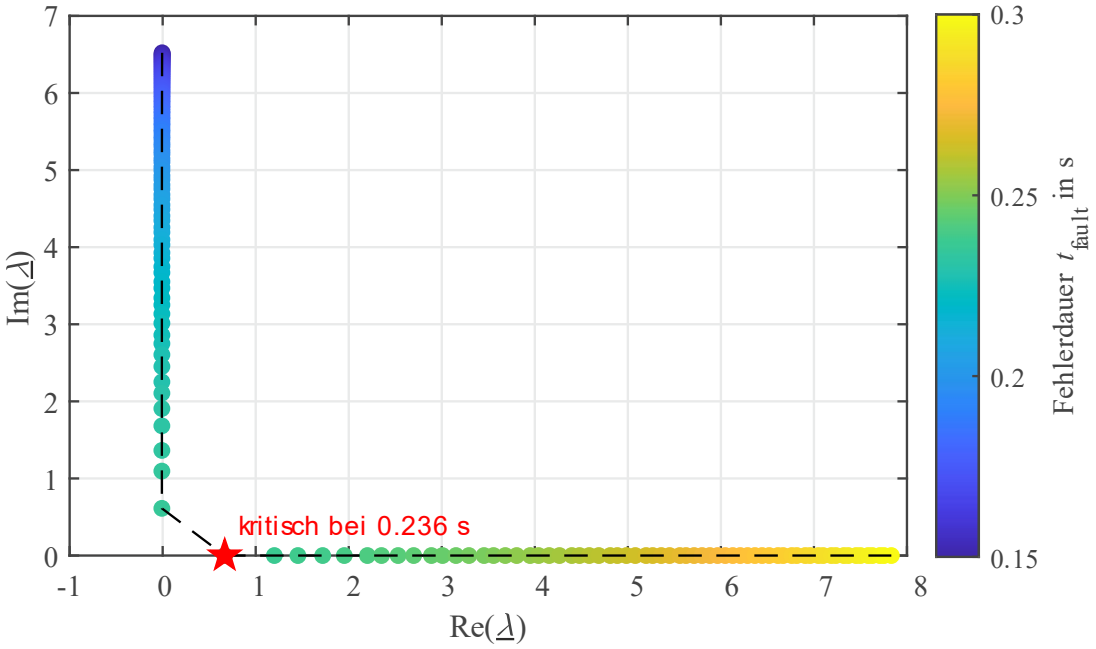

Abbildung 24: Eigenwert-Trajektorie vom Generator 2 des IEEE 9-Knoten-Netzes.

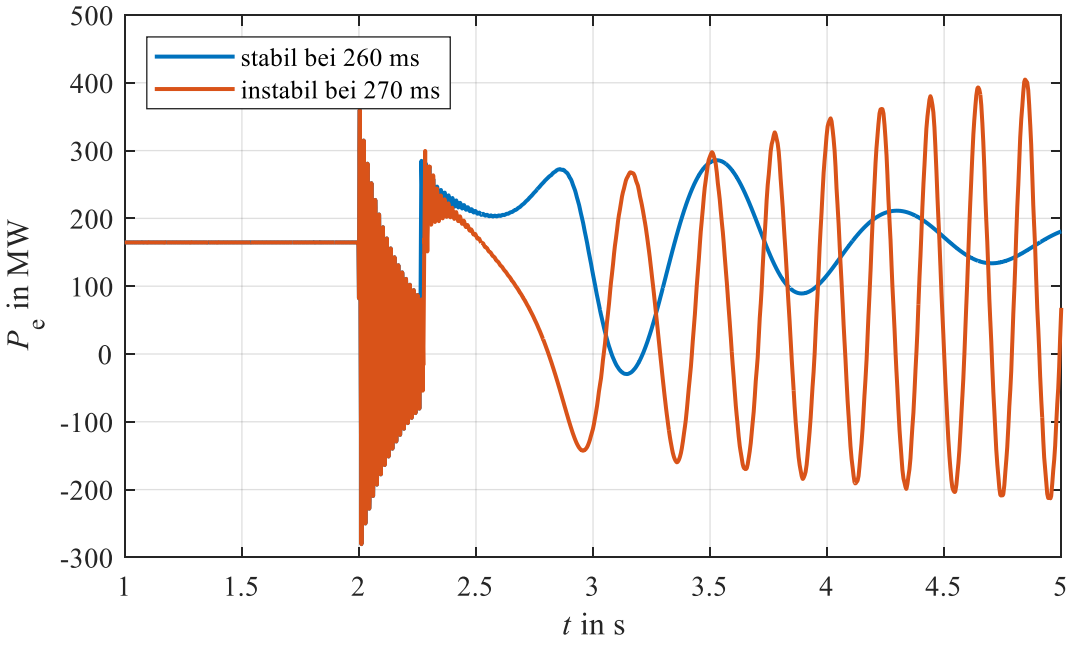

Abbildung 25: Simulation einer stabilen und instabilen Fehlersituation in Hypersim.

Das Beispielnetz ist komplett beobachtet und an jedem Knoten ist eine PMU simuliert, die Daten in einer Auflösung von 50 µs liefern. Dank dieser hohen Auflösung und der schnellen Datenübertragung, kann eine Analyse der transienten Rotorwinkelstabilität nach Gleichung (3.20) erfolgen. Dabei wird der Rotorwinkel relativ zur Spannung dargestellt, da die Berechnung ohnehin auf die Messwerte der Spannungs- und Stromphasoren beruht. Eine direkte Messung der Rotorposition ist in der Simulation nicht möglich. Daher kann an dem relativen Winkel direkt die Synchronität des Synchrongenerators abgelesen werden. In der Abbildung 26 sind die berechneten Winkel für die Fehlerklärungszeiten von 260 ms und 270 ms dargestellt. Dabei ist übereinstimmend mit der Abbildung 25 eine stabiler Rotorwinkel für eine Fehlerklärungszeit von 260 ms und ein instabiler Rotorwinkel für eine Fehlerklärungszeit von 270 ms berechnet. Bei dem berechneten Rotorwinkel für die kritische Fehlerklärungszeit sind Sprünge im Rotorwinkel zu beobachten. Das liegt vor allem an den Spannungsamplituden und den Phasenwinkeln. Wenn diese Werte nahe Null sind, kommt die Gleichung (3.20) in den numerisch kritischen Bereich und die Arkustangens-Funktion steigt stark an. Das führt auch dazu, dass die Berechnung während des Fehlers nicht plausibel ist, da die Spannung in dem Kurzschlussfall nahe Null ist.

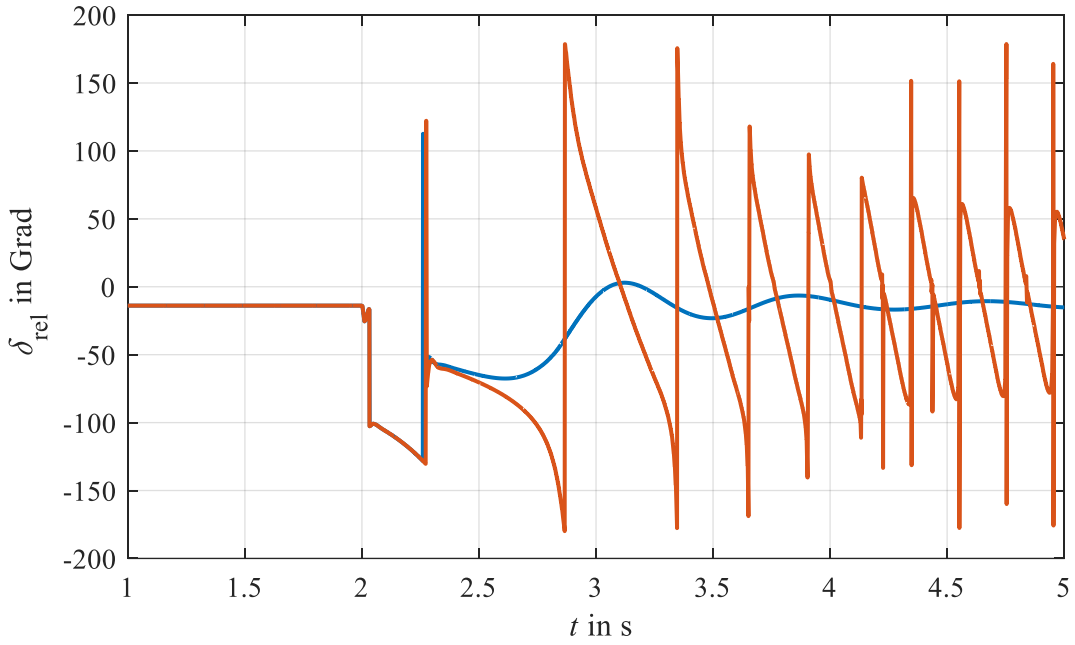

Abbildung 26: Berechnete Rotorwinkel mithilfe von PMU-Messwerten.

Während des Kurzschlusses bis zur Fehlerklärungszeit muss daher eine alternative Bewertung des Rotorwinkels genutzt werden. Jedoch kann die Rotorwinkelberechnung nach Fehlerklärung und einer zusätzlichen, kurzen Totzeit, um elektromagnetische Einschwingvorgänge nach Fehlerklärung auszublenden, wieder aufgenommen werden. Dieser Zeitpunkt ist enorm wichtig, um Instabilitäten möglichst schnell zu erkennen. An dieser Stelle kann die Rotorwinkelprognose mit Hilfe der Taylorreihenerweiterung angewendet werden, wie es in dem Kapitel 4.2.2 beschrieben ist. Es werden die letzten drei Messwerte genutzt, um den Verlauf des Rotorwinkels zu prognostizieren.

Für das Beispiel wird ein Grenzwert für die Spannung festgelegt. Werden diese 20 Prozent der Nennspannung unterschritten, wird die Berechnung des Rotorwinkels nicht angewendet, da es numerisch instabil werden kann. Während tiefer Spannungseinbrüche wird die direkte Rotorwinkelschätzung aufgrund der schlechten Konditionierung der zugrunde liegenden Gleichung ausgesetzt. Die PMU-Messwerte werden in diesem Zeitraum zur Fehlerdetektion sowie zur Bestimmung von Strom-, Leistungs- und Frequenzindikatoren verwendet. Der Rotorwinkel wird nach Spannungsrückkehr wieder mit der algebraisch rekonstruierten Größe synchronisiert. Dadurch wird eine robuste Online-Schätzung ermöglicht, ohne numerisch bedingte Peaks während des Kurzschlusses als physikalische Rotorwinkelauslenkung zu interpretieren. Dann werden die vorhandenen PMU-Messwerte genutzt, um den Rotorwinkelverlauf zu prognostizieren, um schneller eine Instabilität zu erkennen. Dafür wird die Gleichung (3.28) verwendet, um aus drei bekannten Messwerten einen Wert zu prognostizieren. Hierbei ist jedoch einiges zu beachten. Es kann nicht einfach die Schrittweite

der PMU-Messwerte genutzt werden. Denn wenn drei berechnete Rotorwinkel mit einer zeitlichen Auflösung von 50 µs verwendet werden, kann eine Abschätzung nur auf einen begrenzten Zeithorizont von etwa einer Millisekunde erfolgen. Ansonsten weichen die Prognosen zu stark ab. Wird jedoch der Rotorwinkel nur jede Millisekunde berechnet und drei aufeinanderfolgende Werte für die Prognose herangezogen, kann ein Wert für den Rotorwinkel zehn Millisekunden oder mehr in der Zukunft prognostiziert werden. Die Abbildung 27 zeigt den berechneten Rotorwinkel und die Prognose. Dabei ist zu erkennen, dass die Prognose sehr gute Ergebnisse erzielt, außer zu dem Zeitpunkt des Fehlereintritts und dem Zeitpunkt der Fehlerklärung. Das ist auf die Ungenauigkeiten der Messungen aufgrund der elektromagnetischen Einschwingvorgänge zurückzuführen. Genauer sind die Abweichungen noch in Abbildung 28 zu erkennen. Sie sind meist sehr nahe an Null außer zu den genannten Zeitpunkten, zu denen die Abweichungen des relativen berechneten Rotorwinkels sehr groß sind.

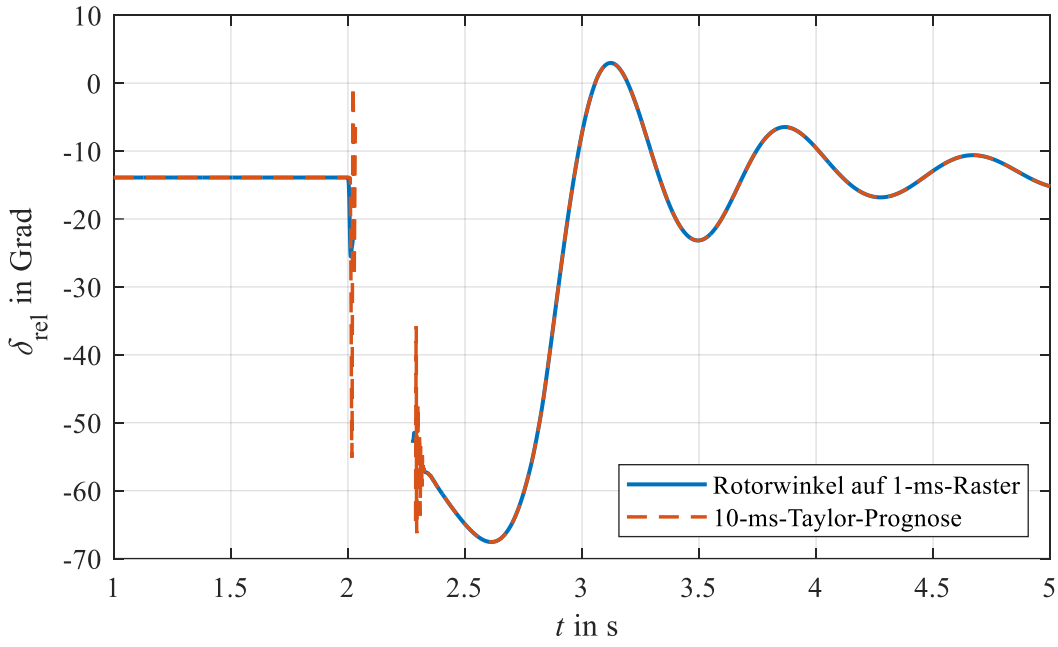

Abbildung 27: Rotorwinkelberechnung und Prognose.

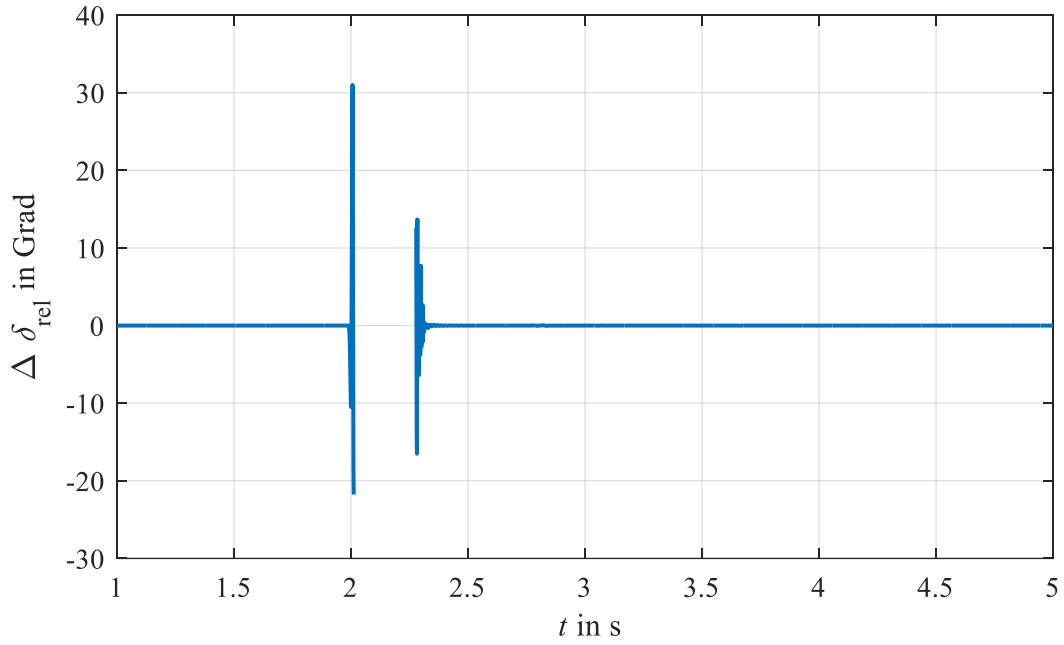

Abbildung 28: Prognoseabweichungen.

5.2.2 Gegenmaßnahmen für transiente Instabilität

Als Gegenmaßnahme für die transiente Instabilität bei einer Fehlerdauer von 270 ms gibt es mehrere Möglichkeiten. Es kann die Leistung am Generator selbst reduziert werden, oder es wird Last an einem nahe gelegenen Knoten abgeworfen. Beide Möglichkeiten werden im Folgenden analysiert.

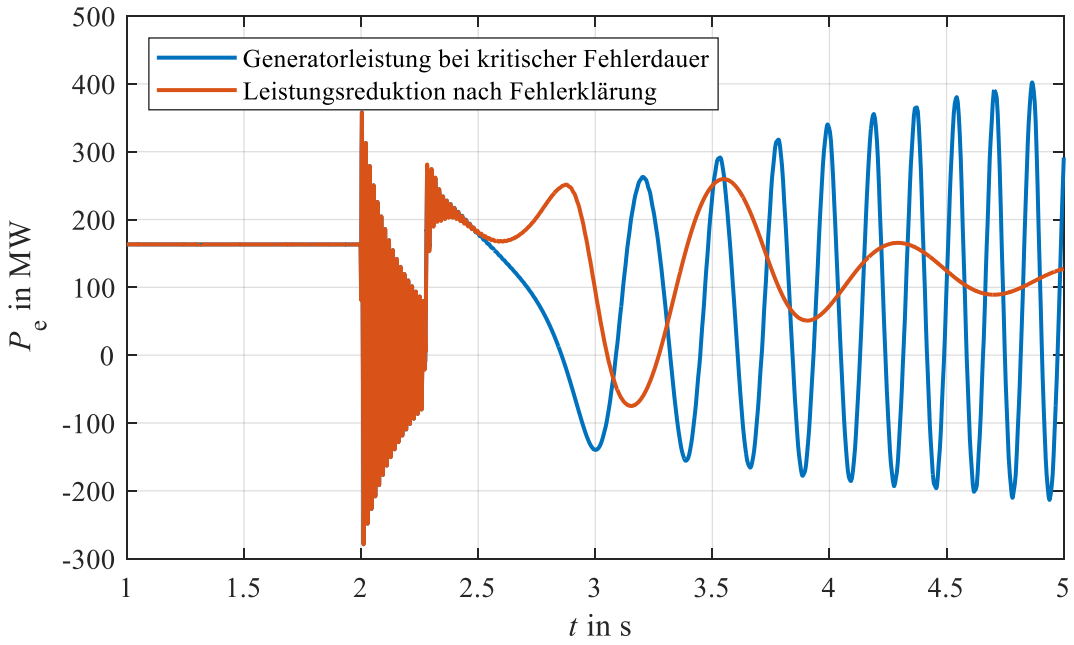

Abbildung 29: Erhöhung der Stabilität durch Leistungsreduktion.

Zunächst wird in Abbildung 29 dargestellt, wie sich die Stabilität verbessert, wenn über die Regelung die Leistung der Turbine um 30 % reduziert wird. Beide Verläufe zeigen eine Fehlerdauer von 270 ms. Die Rotorwinkelprognose erkennt eine Instabilität und eine Gegenmaßnahme wird eingeleitet. Die Leistungsreduktion bei 150 ms nach Fehlerklärung resultiert in einer Stabilisierung des Rotorwinkels und somit in einer Stabilisierung der elektrischen Leistung.

In der Praxis wird dieses sogenannte fast valving ebenfalls eingesetzt. Es wird nach Detektion einer Leistungsstörung der Schutzmechanismus ausgelöst und die Turbinenventile werden sehr schnell geschlossen. Dadurch sinkt die mechanische Leistung kurzfristig und die Rotorbeschleunigung wird reduziert. Nach einigen hundert Millisekunden werden die Ventile wieder geöffnet. Dieses Verhalten wird in Abbildung 30 nachgebildet. Es ist zu erkennen, dass eine Reduktion der Leistung um lediglich 300 ms ausreicht, um die Generatorstabilität zu gewährleisten.

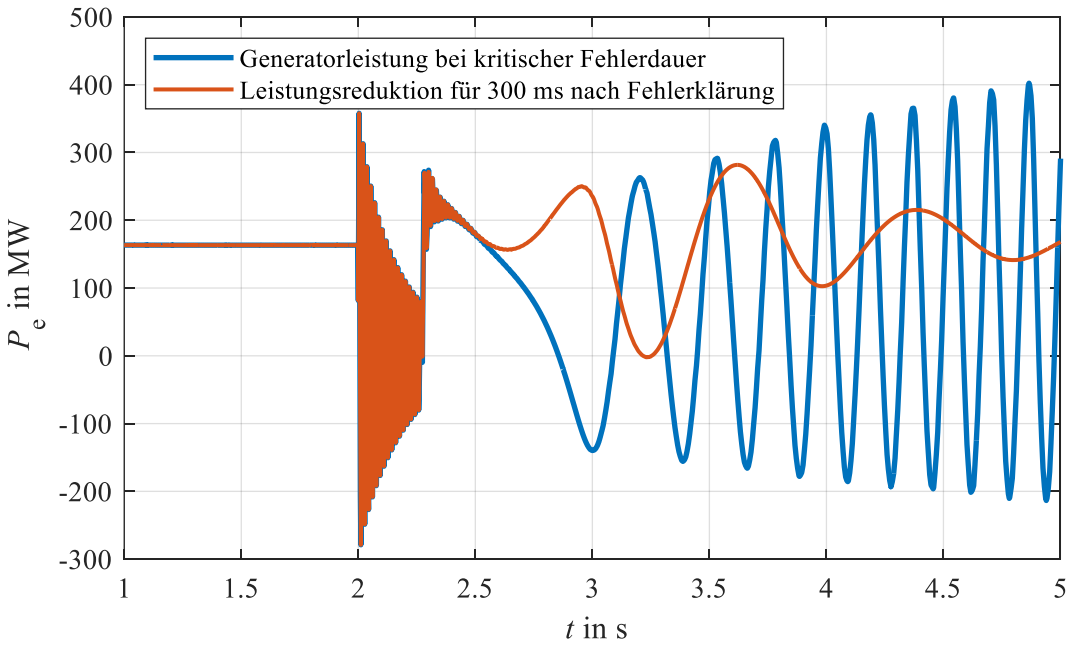

Abbildung 30: Erhöhung der Stabilität durch kurzzeitige Leistungsreduktion.

Eine weitere Maßnahme, die untersucht wird, ist der Lastabwurf. Dafür wird die Last am nahegelegenen Knoten fünf nach Fehlerklärung abgeworfen. Die Abbildung 31 zeigt zwei unterschiedliche hohe Lastabwürfe, die zu Stabilisierung des Generators beitragen sollen. Die Ergebnisse zeigen jedoch, dass die Amplitude der Schwingung zwar minimal kleiner ist, die Frequenz der Schwingung aber steigt. Im gewählten Beispielnetz ist der Lastabwurf folglich keine Option zur Behebung transienter Instabilität. Das liegt daran, dass durch den Lastabwurf nicht direkt die mechanische Leistung des Rotors reduziert wird. Es hat eher einen gegenteiligen

Effekt, da nach Fehlerklärung der beschleunigte Rotor eher durch eine höhere Last abgebremst wird.

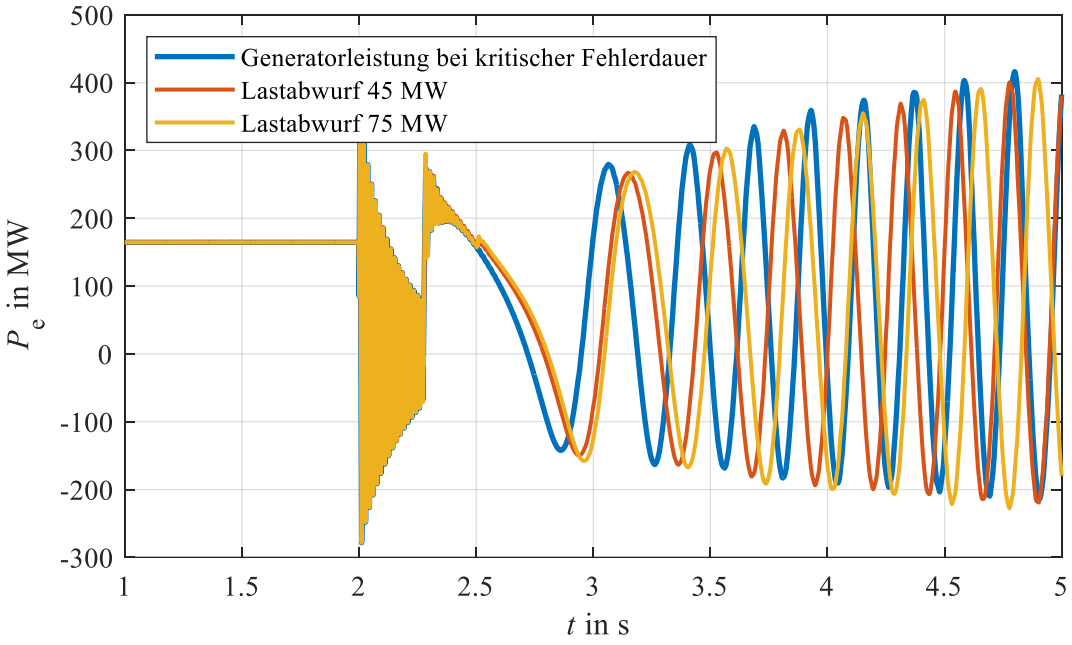

Abbildung 31: Lastabwurf zur Stabilisierung.

6 Simulationsergebnisse und Auswertung

6.1 Fallbeispiel Leitungsausfall bei höherer Leitungsauslastung

Die Ergebnisse, die im Abschnitt 5.1 dargestellt sind, werden in diesem Abschnitt kritisch diskutiert. Zunächst wird auf die Berechnung des TATL eingegangen. Dieser kann über einen festen prozentualen Wert zu dem PATL mit einer definierten Zeit liegen, wie es zum Beispiel in der Richtlinie Policy 3: Operational Security der ENTSO-E [85] vorgeschlagen wird. Diese Variante ist sehr einfach, geht jedoch immer von sehr pessimistischen Annahmen aus. Alternativ kann der TATL mit Hilfe des Dynamic Line Ratings erfolgen, wie es in dem Abschnitt 4.1.2 gezeigt wird. Dabei werden die tatsächlichen äußeren Bedingungen berücksichtigt und der TATL ist dadurch realistischer und fällt dadurch auch höher aus. Nun ist die Methode des DLR sehr stark von den geografischen Gegebenheiten abhängig. Befindet sich eine betrachtete Freileitung in einer ebenen Fläche, kann eine Berechnung genauer erfolgen, als in schwierigem Terrain mit Erhebungen und vielen Wäldern. Es ändern sich die Bedingungen oft auch entlang einer Trasse. So muss DLR gegebenenfalls für Leitungsabschnitte einzeln durchgeführt werden. Als Beispiel kann die Windrichtung aufgeführt werden. Ist diese quer zu der Freileitung, ist eine Abkühlung in freiem Terrain deutlich stärker, als bei einer Trassenführung durch einen Wald, wo der Wind sehr stark durch die Vegetation abgebremst wird und turbulent ist. Ein weiteres Beispiel ist die Sonneneinstrahlung. Wälder und Erhebungen sorgen oft für Verschattung, was bei Freileitungen, die über Äcker führen, nicht der Fall ist. Diese Beispiele zeigen, dass DLR sehr individuell für jede Verbindung ist und einen enormen Aufwand mit sich bringt. Andererseits birgt es enormes Potential für eine Höherauslastung der Leitungen.

Die TATL-Werte geben neben der zusätzlichen Strombelastung auch einen Wert für die Dauer der Überlastung an. Diese liegt im Minutenbereich. Werden nun aber kurative Maßnahmen vorab berechnet und eine Auslösung erfolgt dezentral in den Stationen, ist die Reaktionsgeschwindigkeit unterhalb von einer Sekunde, wie es in dem Laboraufbau in Abschnitt 5.1.3 nachgewiesen ist. Selbst, wenn die Laborbedingungen sehr optimistisch sind und davon ausgegangen wird, dass die Kommunikation im Feld länger dauert, kann davon ausgegangen werden, dass es nicht im Minutenbereich ist. Auch ein Feldtest im Projekt PROGRESS [61] bestätigt, dass die Signalkette zur Auslösung von kurativen Maßnahmen unterhalb von einer Sekunde liegt. Daher muss geprüft werden, ob eine umfangreiche Berechnung mittels DLR überhaupt notwendig ist.

Kurative Maßnahmen können unterschiedlich berechnet werden, wie es in dem Abschnitt 4.1.1 aufgeführt ist. Dabei sollten auch ökonomische Faktoren berücksichtigt werden. Es ist nicht im Sinne der Netzbetreiber, Lasten abzuschalten, da die Versorgungssicherheit und Zuverlässigkeit zu den wichtigsten Kriterien zählen. So werden vorzugsweise Sollwerte von

Erzeugern angepasst und nur im Notfall Lasten abgeschaltet. Grundsätzlich entsteht durch die kurative Netzbetriebsführung ein ökonomischer Mehrwert, da eine Höherauslastung der vorhandenen Betriebsmittel eine Reduzierung der Redispatchkosten zur Folge hat. Das wird unter anderem auch in dem Projekt KuPilot als Pilotprojekt für die kurative Netzbetriebsführung in der Höchstspannungsebene dargelegt [86]. Das Potential für die kurative Netzbetriebsführung ist sehr groß, wird aber von dem technischen Aufwand und der nicht vorhandenen Erfahrung überschattet. Da n-1 Fehlerfälle eher eine Seltenheit sind, sind Kosten die durch das Auslösen von kurativen Maßnahmen entstehen, im Verhältnis zu den Redispatchkosten sehr gering und werden von vielen Netzbetreiber deshalb aktuell forciert. Jedoch müssen durch weitere Pilotprojekte Erfahrungen gesammelt werden, die für eine sichere und zuverlässige kurative Betriebsführung erforderlich sind.

Die Koordination mehrerer Automatismen ist enorm wichtig, denn lokale Schutzfunktionen, Spannungsregler und Generatorregler sollten nicht mit den kurativen Maßnahmen interferieren. Sonst kann es zu Schwingungsanregungen, Gegensteuerungen oder anderen Konflikten kommen. Abhilfe schafft an dieser Stelle eine Berücksichtigung der lokalen Automatismen in der Berechnung der kurativen Maßnahmen. Alternativ können Prioritäten oder Sperrlogiken verwendet werden, die eine gegenseitige Auslösung verhindern. Der Laboraufbau CLARO ermöglicht solche Untersuchungen, wenn Schutzgeräte gezielt in HIL-Anwendungen integriert und mit unterschiedlichen Parametrierungen auf Wechselwirkungen mit den kurativen Maßnahmen analysiert werden. Diese Untersuchungen sind jedoch nicht Teil dieser Arbeit.

Die Wirksamkeit der kurativen Maßnahmen ist gegeben. Sie ist als hoch einzustufen, was aber mit der Wahl des Netzmodells zusammenhängt. Der geringe Vermaschungsgrad resultiert in sehr hohen Sensitivitäten und Zustandsänderungen oder Sollwertanpassungen haben somit einen großen Einfluss auf Leistungsflussänderungen.

Bei der Kommunikation ist oft die Bandbreite als kritischer Faktor in der Diskussion. Vor allem, wenn viele GOOSE Streams parallel laufen sollen. Dafür wird ein einfaches Rechenbeispiel dargelegt, was die erforderliche Bandbreite begründen soll. Mit den Annahmen:

- 1-Gbit/s-LAN
- maximal zulässige GOOSE-Last: **30 %**
- mittlere GOOSE-Framegröße: **250 Byte**
- Burst-Wiederholrate im Worst Case: **1000 Frames/s je aktivem Stream**

kann eine Berechnung zu den maximalen Streams durchgeführt werden. Die Annahmen sind sehr konservativ. Es ergibt sich:

$$N_{\max} \approx \frac{300\text{Mbit/s}}{250\text{Byte} \cdot 8 \cdot 1000\text{Frames/s}} = 150\,. \tag{3.31}$$

Das bedeutet, dass unter diesen Annahmen etwa 150 burstende gleichzeitige GOOSE Streams möglich sind. Im stationären Fall sendet GOOSE wenige Frames pro Sekunde und somit wäre die Anzahl um Größenordnungen mehr. Das sind sehr viele Streams, die eine solche Verbindung ermöglicht. Der Laboraufbau ermöglicht eine Untersuchung dieser Grenzen. Für unterschiedliche Netzmodelle kann die Anzahl der GOOSE-Streams validiert werden und wie viele davon gleichzeitig einen Zustandswechsel auslösen können. So kann erarbeitet werden, bei welcher Anzahl die Latenz und Jitter unzulässig ansteigen. Weiterhin kann die Netzwerkauslastung durch den Einsatz von VLANs reduziert werden. Hierdurch werden GOOSE-Nachrichten auf die jeweils relevanten Netzwerkbereiche begrenzt, sodass eine unnötige Verteilung des Datenverkehrs auf andere Netzsegmente vermieden wird.

6.2 Fallbeispiel transiente Stabilitätsanalyse

In der Arbeit sind zwei Methoden zur Berechnung der transienten Stabilität vorgestellt. Der größte Unterschied liegt in dem Ort der Berechnung. Während die Eigenwerttrajektorie zentral in einer Leitwarte bestimmt wird, ist die Bewertung der Stabilität mittels PMU-Messungen lokal. Beides hat Vor- und Nachteile, die hier aufgeführt werden sollen. Bei der zentralen Berechnung liegt das gesamte Netzmodell vor und kann mittels State Estimation oder WAMS eine Abschätzung des Gesamtsystems berücksichtigen, während bei der lokalen Berechnung der Winkelstabilität nur eine Station oder ein kleiner Netzabschnitt zur Verfügung steht. Das hat natürlich vor allem einen Einfluss auf die Echtzeitfähigkeit, die lokal gegeben ist, zentral aber nur bedingt umgesetzt werden kann, da die Reaktionszeit einige Sekunden dauert gegenüber wenigen Millisekunden. Ein weiteres Kriterium ist der Rechenaufwand. Dieser ist bei beiden vorgestellten Verfahren gering im Vergleich zu einem DSA-Tool, was bei großen Netzen sehr rechenintensiv ist. In der Leitwarte ist jedoch ein Rechenzentrum vorhanden, was aufwendige Berechnungen deutlich beschleunigt. In der Station werden echtzeitfähige Stationscontroller oder RTAC genutzt. Das zentrale Verfahren ermöglicht eine netzweite Bewertung der transienten Stabilität und die koordinierte Einleitung systemweiter Maßnahmen. Sie sind jedoch durch hohen Rechenaufwand sowie Kommunikations- und Modellierungsanforderungen begrenzt. Das lokale PMU-basierte Verfahren erlaubt dagegen eine sehr schnelle und robuste Erkennung kritischer Rotorwinkeldynamiken direkt in der Station. Aufgrund der begrenzten Netzsicht eignet sie sich jedoch primär für lokale Schutz- und Stabilitätsfunktionen. Die Kombination beider Ansätze erscheint besonders geeignet. Während zentrale Systeme globale Stabilitätsbewertungen und Optimierungen durchführen, ermöglicht das lokale PMU-basierte Verfahren sehr schnelle Reaktionen auf kritische transiente Ereignisse.

Zentrale Methoden für die Stabilitätsbewertung bewerten alle Generatoren im Netz. Diese beeinflussen sich jedoch auch gegenseitig über die Intermaschinenmoden, die Relativbewegungen zwischen diesen, den Energieaustausch über das Netz sowie Leistungsschwingungen beschreiben. Je mehr Generatoren am Netz sind, desto rechenaufwendiger wird es. Für das Eigenwert-Verfahren hat es einen gravierenden Einfluss, denn in dem Beispiel ist die Systemmatrix nur mit Diagonalelementen belegt. Das ist der Fall, wenn jeder Generator unabhängig von den anderen wirkt. Das ist auch näherungsweise bei einem Zwei-Maschinen-Modell anwendbar, da es nur eine Relativbewegung zwischen diesen beiden gibt. In dem IEEE 9-Knoten-Netz kann es angewendet werden, wenn der Generator am Knoten eins als Slack modelliert wird. Sobald aber mehrere Generatoren berücksichtigt werden müssen, gibt es bei der Linearisierung der Systemmatrix mehrere Eigenwertpaare, die jeweils eine eigene Schwingungsmode des Systems beschreiben. Diese Moden können lokale Generatorschwingungen sein oder Inter-Area-Oszillationen zwischen Generatorgruppen.

Im Einmaschinenproblem kann die Stabilität direkt aus dem Vorzeichen des Realteils eines Eigenwertes abgelesen werden. Das funktioniert bei einem Mehrmaschinenproblem nicht ohne weiteres, da die Stabilität durch das Zusammenwirken aller Moden bestimmt wird. Eine Anpassung der kritischen Fehlerzeit wird außerdem nicht mehr nur den Rotorwinkel an einem Generator beeinflussen, sondern vielmehr die Rotorwinkel aller Generatoren unterschiedlich beeinflussen. Damit ändern sich letztendlich alle Eigenwertpaare. Es ändert sich folglich das gesamte Eigenwertspektrum, dass analysiert werden müsste.

Wenn PMU-Messwerte verwendet werden, kann es, wie bei allen anderen Messgeräten, zu Messfehlern kommen. Auch einzelne Messwerte können durch Oberwellen, Schaltspitzen oder Subtransienten Ungenauigkeiten aufweisen. Das ist bei der verwendeten Methode zur Abschätzung der Rotorwinkel besonders kritisch, da jeweils nur die drei letzten Werte genutzt werden. Einzelne Ausreißer resultieren demnach auch in größeren Prognosefehlern. In dieser Arbeit werden solche Ungenauigkeiten aber nicht weiter untersucht. Dennoch ist es für die Verwendung der vorgestellten Methode bedeutsam, dass Messwerte vorgefiltert werden. Die verwendeten PMU-Standards filtern Messwerte meistens selbst, sodass keine zusätzlichen Filter für einfache Anwendungen erforderlich sind. Für Anwendungen im Feld sollte die Filterung jedoch weiter untersucht werden.

Die PMU-Messwerte können im Fehlerfall weiterhin genutzt werden, jedoch sollte die Rotorwinkelschätzung während des tiefen Spannungseinbruchs nicht direkt aus der algebraischen Winkelgleichung berechnet werden. Stattdessen bietet es sich an, die Messwerte zu Detektion des Ereignisses zu nutzen. Mit Hilfe dieser können Schwellwerte definiert werden, bei denen die Berechnung des Rotorwinkels aufgrund der numerischen Instabilität nicht gültig ist. In dem Beispiel wird der Grenzwert für die gemessene Spannung auf 20 % der Nennspannung gesetzt. Liegt die gemessene Spannung darunter, wird die

Rotorwinkelberechnung als ungültig markiert. Nach Fehlerklärung setzt die Rotorwinkelschätzung wieder ein.

Für die Winkelschätzung selbst ist die Abtastrate der drei Messwerte, die für die Schätzung herangezogen werden, sehr wichtig im Verhältnis zum Prognosehorizont. Wenn die Abtastrate zu gering ist, weicht der geschätzte Wert zu stark von dem realen Wert ab. In der Abbildung 32 ist das über unterschiedliche Indikatoren für einen Prognosehorizont von 100 ms dargestellt. Gezeigt werden unterschiedliche Abtastraten von 50 µs bis 10 ms in einer logarithmischen Darstellung. Für die Simulation einer Fehlerdauer von 260 ms, wie es in dem Abschnitt 5.2.1 beschrieben ist, werden die Prognosegenauigkeiten durch den Root Mean Square Error (RMSE), die Streuung um den Mittelwert σ, dem 95 %-Quantil und dem Maximalfehler dargestellt. Der Maximalfehler ist bis zum Ende groß, was an der Prognose direkt bei Fehlereintritt und nach Fehlerklärung liegt, wie es auch in der Abbildung 28 erkennbar ist. Die anderen Indikatoren zeigen einen ausreichend geringen Fehler bei einer Abtastzeit von einer Millisekunde in Abbildung 32. Die Fehler beschreiben die Differenz zweier kontinuierlicher Winkelverläufe und sind deshalb auch größer als 180°.

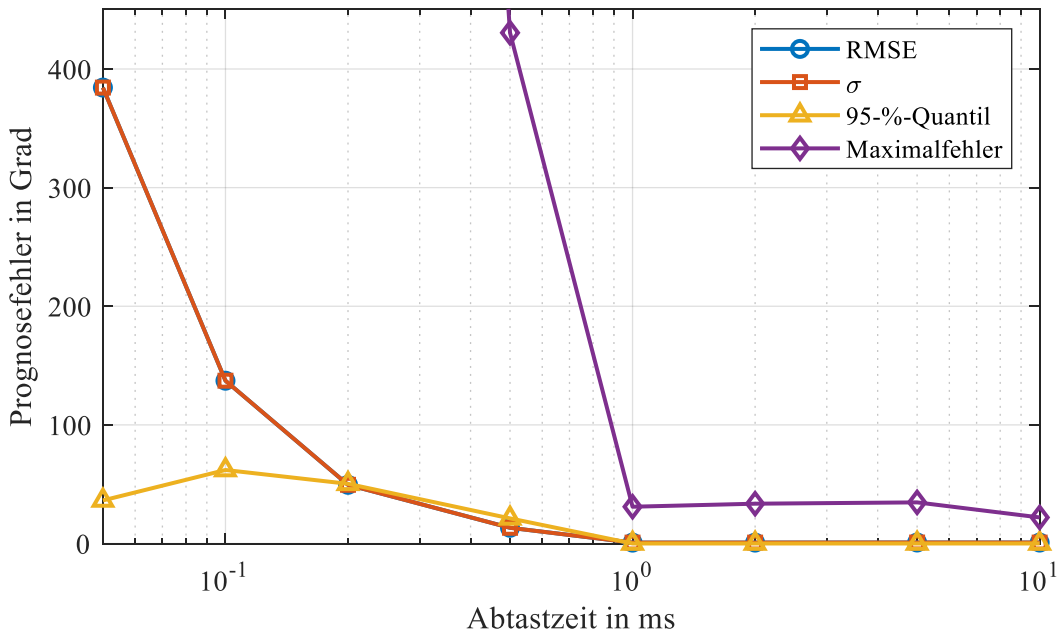

Abbildung 32: Prognosefehler für unterschiedliche Abtastraten.

Für die Stabilisierung des Generators bei einem Aufschwingen des Rotorwinkels wird in dem gezeigten Use Case in Abschnitt 5.2.2 das Fast Valving als effektive Maßnahme eingesetzt. Die Stabilität wird dadurch erreicht. Jedoch führt dieses Verfahren zu einem hohen Druck an den Ventilen und einer hohen thermischen Belastung. Das kann umgangen werden, wenn Ventile sequentiell geschlossen werden. Meist werden jedoch andere Methoden angewendet. So

kommen Power System Stabilizer zum Einsatz, die die Erregung steuern. Weitere Möglichkeiten sind der Einsatz von Bremswiderständen oder FACTS.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Diese Arbeit untersucht moderne Ansätze der operativen Betriebsführung elektrischer Netze unter den Bedingungen eines zunehmend dynamischen Energieversorgungssystems. Hintergrund ist der wachsende Anteil erneuerbarer Energien, die leistungselektronisch an das Netz gekoppelt werden. Dazu kommen neue Technologien, wie die Elektromobilität, Batteriespeichersysteme oder Power-to-X-Anlagen. Zusammen mit der sinkenden Trägheit aufgrund des Kernkraftausstiegs und dem Kohleausstieg führt das zu neuen Herausforderungen. Denn höhere Netzdynamiken erfordern ein schnelleres Reagieren auf Fehler, was wiederum die Anforderungen an die Kommunikationstechnik und Automatisierung erhöht. Es bedarf der Echtzeitüberwachung und der effektiven Bewertung der Stabilität. Das Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung und Validierung moderner Betriebsführungsstrategien in einem realitätsnahen Laboraufbau.

Dafür wird das CLARO-System verwendet, welches eine moderne Leitwartenarchitektur bietet. Bestehend aus einem Echtzeitsimulator mit der Software Hypersim, einem intelligenten Gerät auf Stationsebene und einer kommerziellen Leitwarte, existiert ein umfassender Labordemonstrator zur Untersuchung der Fragestellungen dieser Arbeit. Ergänzt wird die Architektur durch die containerisierte Kommunikationsplattform PSIconnect mit Kafka-basierter Datenverarbeitung in Echtzeit. Unterstützt werden die Kommunikationsstandards IEC 61850, IEEE C37.118 und IEC 60870-5-104. Damit entsteht eine Forschungsumgebung, welche reale Netzstrukturen und Kommunikationswege praxisnah nachbildet und eine Validierung innovativer Betriebsführungsstrategien ermöglicht. Es bietet diverse Vorteile mit einer modularen Erweiterbarkeit für zusätzliche Hardware, Software und der Nutzung weiterer Kommunikationsprotokolle. Es ist HIL-fähig und erlaubt in flexiblen Entwicklungsumgebungen die Implementierung neuer Algorithmen und die Validierung in Echtzeit.

Ein Schwerpunkt dieser Arbeit neben dem Laboraufbau ist die kurative Netzbetriebsführung. Dabei werden Fehlerereignisse im Netz reaktiv behandelt. Durch die Nutzung temporärer thermischer Reserven von Betriebsmitteln ist eine höhere Auslastung für eine begrenzte Zeit möglich. Das erlaubt eine bessere Nutzung der vorhandenen Infrastruktur und führt zu einer Reduzierung der Redispatchmaßnahmen. Zur Berechnung kurativer Maßnahmen wurden unterschiedliche Methoden vorgeschlagen und davon wurde die Sensitivitätsanalyse ausgewählt und in einem Nutzungsfall untersucht. Es ist ein hybrides Verfahren, welches kurative Maßnahmen zentral auf der Leitwartenebene mit Offline-Berechnungen vorbereitet und diese an die Station übermittelt, wo sie lokal und automatisch im Fehlerfall auslösen. Der Use Case zeigt eine sehr schnelle Reaktionszeit im Bereich von Millisekunden durch die Nutzung der Kommunikationsprotokolle IEC 61850 GOOSE. Leitungen können gezielt höher

ausgelastet werden und aufgrund der schnellen Reaktionszeit sind reichlich Sicherheitsreserven vorhanden.

Ein weiterer Schwerpunkt ist die transiente Stabilitätsanalyse. Ein schnelles Verfahren ermöglicht die zentrale Bewertung der transienten Stabilität in der Leitwarte anhand kritischer Fehlerklärungszeiten. Der Vorteil liegt in der globalen Netzsicht und Maßnahmen können koordiniert werden, sodass gegenseitige Beeinflussung der Maßnahmen verhindert werden kann. Die Methode verzichtet auf das rechenintensive Lösen von Differentialgleichungen und nutzt eine Linearisierung der Systemmatrix. Dadurch kann über die Eigenwertberechnungen schnell eine kritische Fehlerklärungszeit bestimmt werden. Das hat den Vorteil, dass sehr schnell nach Topologieänderungen oder Änderungen des Lastflusses die transiente Stabilität berechnet werden kann. Gegenmaßnahmen können definiert werden und an die Stationen übermittelt werden und dort kurativ genutzt werden. Kritische Fehlersituationen können dann gezielt in der Leitwarte auch noch einmal numerisch überprüft werden. Eine weitere Möglichkeit der Bewertung transienter Rotorwinkelstabilität kann lokal mit Hilfe von PMU-Messungen erfolgen. Dieses Verfahren ist lokal und direkt von Messwerten abhängig. Es eignet sich für WAMS-Anwendungen und eine sehr schnelle Reaktionsgeschwindigkeit in Fehlerfällen. Zusätzlich wird über ein Verfahren der modifizierten Taylorreihenerweiterung der Rotorwinkel für einen Zeithorizont von 100 ms abgeschätzt und kann somit noch schneller Instabilitäten erkennen. Die Ergebnisse der Use Cases zeigen eine gute Übereinstimmung mit den EMT-Simulationen und ist sehr robust mit einer sehr geringen Rechenlast. Allerdings haben sich auch Grenzen aufgezeigt. Denn eine steigende Komplexität des Netzes mit vielen Maschinen erschwert eine Bewertung über das Eigenwertverfahren. Die lokale Bewertung über PMU-Messwerte ist sehr sensibel gegenüber Messrauschen und der Prognosehorizont muss mit der Abtastrate abgestimmt sein.

Zusammenfassend wird gezeigt, dass moderne Betriebsführungsstrategien wesentlich zur besseren Netzauslastung beitragen. Es bietet sich in beiden gezeigten Methoden an, eine Kombination aus zentraler und lokaler Bewertung vorzunehmen und so eine systemweite Sicht mit einer sehr schnellen Reaktionszeit zu verbinden. Der zugrunde liegende Laboraufbau eignet sich als Forschungsplattform für die Entwicklung des Energiesystems und ermöglicht mit der einzigartigen modularen Architektur die Möglichkeit die Betriebsführung der Zukunft zu erforschen. Denn vor allem die Echtzeitkommunikation gewinnt in einem immer dynamischer werden System an großer Bedeutung.

Die gezeigten Möglichkeiten für die Implementierung neuartiger Methoden sind nur ein Anfang und können weiter ausgebaut werden. Folgende Ideen können mit dem Laboraufbau CLARO umgesetzt werden:

- Die Nutzung als cyber-physisches Gesamtsystem mit Untersuchung der IT-Sicherheit kann implementiert werden. Es gibt Software, die es erlaubt gezielt Cyberangriffe durchzuführen. Dabei müssen die Kommunikationsplattform sowie alle anderen Systeme diesen Angriffen standhalten.

- Es kann eine hybride Zustandsabschätzung (SCADA + PMU) implementiert und hinsichtlich Konvergenz, Genauigkeit und Robustheit gegenüber Messausfällen evaluiert werden.

- Es kann bewertet werden, wie Vorverarbeitungsfunktionen in PSIconnect mit Hilfe von Microservices Bad-Data-Erkennung, Filter für Ausreißer, Interpolation und Datenqualitätsflags bereitstellen und wie sich diese auf die kurative Maßnahmenfindung auswirken.

- Es kann geprüft werden, wie kurative Funktionen bei Ausfall einzelner Komponenten reagieren (Gateway-Ausfall, Server-Failover, PMU-Datenverlust, IEC-104-Unterbrechung). Dabei kann eine Hierarchie von Fallback-Strategien bewertet werden (lokale Entscheidung in der Central Unit gegenüber zentrale Leitwarte).

- Es kann gezeigt werden, wie reale IED-Reaktionszeiten, Schutzlogiken und Kommunikationsstacks die theoretische Wirksamkeit kurativer Strategien beeinflussen. Dadurch kann bewertet werden, wie gut eine neue Betriebsführungsstrategie implementiert werden kann.

- Es kann untersucht werden, wie sich mehrere Automatismen gleichzeitig verhalten und ob sie sich gegenseitig ausschließen.

Es gibt weitere Möglichkeiten, die auf den vorgeschlagenen aufbauen oder Kombinationen mehrerer davon sind.

Des Weiteren können die Untersuchungen aus dieser Arbeit an größeren Netzmodellen durchgeführt werden, in denen ein höherer Vermaschungsgrad und Modelle für Umrichter implementiert werden. Diese können wiederum netzbildend, netzfolgend oder netzstützend sein. Diese Modelle bieten auch die Grundlage für eine Erweiterung der PMU-basierten Verfahren. Es können großflächige WAMS-Konzepte für eine hybride Zustandsschätzung oder eine online-basierte Stabilitätsbewertung genutzt werden. Auch weitere Kenngrößen der Netzstabilität, wie der Spannungs-, Frequenz- oder Resonanzstabilität sollten untersucht werden.

Die verwendeten Modelle beziehen sich auf eine Spannungsebene und einen einzigen Netzbetreiber. Zunehmend ist das Zusammenwirken mehrerer Netzbetreiber für die

Systemstabilität von Bedeutung. Vor allem von benachbarten oder Netzbetreibern auch in unterschiedlichen Spannungsebenen. Im Rahmen vom ÜNB-VNB und ÜNB-ÜNB Use Cases sollen folgende Fragestellungen geklärt werden:

- Wie schnell wirkt eine Signalkette der kurativen Entlastungsmaßnahmen spannungsebenenübergreifend?
- Wie kann ein entsprechender Auslöseprozess für die Systemautomatik zwischen ÜNB & VNB aussehen?
- Wie betten sich die Erkenntnisse in die Sicherheitsbewertungen der spannungsebenenübergreifenden Systemautomatik ein und welche inhärenten Redundanzen müssen berücksichtigt werden?

Neben den vorgestellten technischen Erweiterungen dieser Arbeit müssen ebenfalls regulatorische Fragestellungen beantwortet werden. Denn moderne Maßnahmen müssen standardisiert und an Richtlinien angepasst werden. Auch rechtliche Themen müssen geklärt werden. Denn wer ist haftbar bei automatisierten Eingriffen, wenn Menschen zu Schaden kommen oder ökonomische Folgen entstehen?

Zusätzlich ist jede Methode nur anwendbar, wenn sie auch wirtschaftlich begründbar ist. So sollte eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt werden. Vor allem bei der kurativen Netzbetriebsführung kann abgeschätzt werden, wie groß die Einsparungen der Redispatchkosten für einzelne Nutzungsfälle sind. Hier kann ein Vergleich der kurativen und präventiven Maßnahmen zur Entscheidungsfindung der Anwendbarkeit herangezogen werden.

Letztendlich können mit Hilfe des Laboraufbaus und den Ergebnissen der Untersuchungen zu modernen Betriebsführungsstrategien die Übertragung auf Pilotprojekte anvisiert werden. Dann können die Ergebnisse mit den realen Betriebsbedingungen validiert werden. Daraufhin folgt die Integration neuer Methoden in eine bestehende Leitwartenarchitektur bei Netzbetreibern. Der Laboraufbau erleichtert das und kann anbieterunabhängig bei einer solchen Integration unterstützend genutzt werden.

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
API	Application Programming Interface
BiKo	Bilanzkreiskoordinator
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BNetzA	Bundesnetzagentur
CIGRE	Conseil International des Grands Réseaux Électriques
CLARO	Control Center Laboratory and Real-Time Simulation for System Operation
DACF	Day Ahead Congestion Forecast
DLR	Dynamic Line Rating
DSA	Dynamic Security Assessment
EE	Erneuerbare Energien
EMT	Elektromagnetische Transienten
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FACTS	Flexible AC Transmission Systems
GOOSE	Generic Object-Oriented Substation Event
HEO	höhere Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HIL	Hardware-in-the-Loop
HMI	Human Machine Interface
IDCF	Intra Day Congestion Forecast
IEC	International Electrotechnical Commission
IED	Intelligent Electric Device
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IGCC	International Grid Control Cooperation
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
JSON	JavaScript Object Notation
KI	Künstliche Intelligenz
MCCS	Modular Control Center System
MMS	Manufacturing Message Specification
NOVA	Netzoptimierung vor -verstärkung vor -ausbau
PATL	Permanent Allowable Transmission Loading
PDC	Phasor Data Concentrator
PLC	Programmable Logic Controller
PMU	Phasor Measurement Unit
PST	Phasenschiebertransformator
PTDF	Power Transfer Distribution Factors
RAS	Remedial Action Schemes

RCC	Regional Coordination Center
RMS	Root Mean Square
RMSE	Root Mean Square Error
RTU	Remote Terminal Units
SASO	Security Assessment and System Operation
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SPS	Special Protection Schemes
STATCOM	Static Volt Var Compensator
SV	Sampled Values
SVC	Static VAr compensator
TATL	Temporary Allowable Transmission Loading
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UTC	Coordinated Universal Time
VDN	Verband der Netzbetreiber
VLAN	Virtual Local Area Network
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPN	Virtual Private Network
VSC	Voltage Source Converter
WACS	Wide Area Control System
WAMPAC	Wide Area Monitoring, Protection and Control
WAMS	Wide Area Monitoring System

Formelverzeichnis

Formelzeichen	Bedeutung	Einheit
B	Suszeptanz	S
c	Spezifische Wärmekapazität	J/(kg·K)
D	Dämpfungsfaktor	-
f	Frequenz	Hz
Δf	Frequenzänderung	Hz
H	Trägheitskonstante	s
I	Stromstärke	A
J	Massenträgheitsmoment	kg·m²
$\boldsymbol{J}_{\mathrm{T}}$	Jacobimatrix Index T: Terminal	-
k_{m}	Maschinenkonstante	s/(kg·m²)
$\boldsymbol{K}_{\mathrm{KG}}$	Knoten-Generator-Inzidenzmatrix Index K: Knoten Index G: Generatoren	-
$\boldsymbol{K}_{\mathrm{TT}}$	Terminal-Inzidenzmatrix	-
m	Masse	kg
N	Anzahl	-
p	Polpaarzahl	-
P	Wirkleistung	W
P_{C}	Konvektive Kühlleistung	W/m
P_{J}	Heizleistung, Joule'sche Erwärmung	W/m
P_{R}	Radiale Kühlleistung	W/m
P_{S}	Solare Heizleistung	W/m
P_{e}	Elektrische Leistung	W
P_{T}	Turbinenleistung	W
Q	Blindleistung	var
R	Widerstand	Ω
$ROCOF$	Frequenzänderungsgeschwindigkeit	Hz/s
S	Scheinleistung	VA
$S_{\mathrm{r,G}}$	Bemessungsscheinleistung des Generators	VA
$\boldsymbol{S}_{\mathrm{LK}}$	Sensitivitätsmatrix Index L: Leitung Index K: Knoten	-
t	Zeit	s
T	Zeitkonstante (bei Generatoren)	s
T_{d}'	Transiente Zeitkonstante	s
T_{d}''	Subtransiente Zeitkonstante	s

T_m	Maschinenzeitkonstante	
U	Spannung	V
U_k	Kurzschlussspannung	%
U_N	Netzspannung	V
X	Reaktanz	Ω
X_N	Netzreaktanz	Ω
X'_d	Synchrone Längsreaktanz	Ω
$\underline{\boldsymbol{Y}}_\mathrm{G}$	Diagonalmatrix der Generatoradmittanzen	S
$\underline{\boldsymbol{Y}}_\mathrm{GG}$	Transfigurierte Admittanzmatrix	S
$\underline{\boldsymbol{Y}}_\mathrm{KK}$	Knotenadmittanzmatrix	S
$\underline{\boldsymbol{Y}}_\mathrm{L}$	Admittanzmatrix nichtmotorischer Lasten	S
δ_R	Rotorwinkel	rad oder °
ε	Erregergrad	-
φ	Phasenwinkel	rad oder °
λ	Eigenwert	-
σ	Standardabweichung	-
ϑ	Temperatur (für TATL und PATL)	K
ω	Kreisfrequenz	rad/s
ω_R	Rotorwinkelfrequenz	rad/s
ω_0	(Netz-)Synchrone Kreisfrequenz	rad/s

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Modular Control Center System der 50Hertz [20]. 14

Abbildung 2: Prinzip des kurativen Engpassmanagements einer Freileitung [24]. 17

Abbildung 3: Aufbau des Netzleitsystems [11]. 22

Abbildung 4: Ebenen der Leittechnik. 25

Abbildung 5: Beispiel eines Systems mit PMUs [41]. 28

Abbildung 6: Laboraufbau. 32

Abbildung 7: IEEE 9-Knoten-Netz [47]. 36

Abbildung 8: PSIconnect-Plattform [51]. 39

Abbildung 9: Leitertemperatur $\vartheta(t)$ nach einem Fehler bei t_{fault} ; Überschreitung der maximal zulässigen Temperatur ab t_{TATL} (Vgl. [69]). 50

Abbildung 10: Ablaufdiagramm für die Erstellung des Maßnahmenkatalogs. 51

Abbildung 11: Rotorwinkel für variierende Fehlerdauer. 57

Abbildung 12: Eigenwert-Trajektorie in Abhängigkeit der Fehlerdauer. 59

Abbildung 13: Ersatzschaltbild einer Synchronmaschine. 59

Abbildung 14: Prognose des Rotorwinkels mit der Taylorreihenerweiterung. 61

Abbildung 15: Prognose des Rotorwinkels mit der Taylorreihe und finite Differenzen bei ungleichmäßigen Zeitschritten. 63

Abbildung 16: Prognoseungenauigkeit bei steigendem Zeithorizont. 63

Abbildung 17: TATL-Potentiale. 66

Abbildung 18: Leitungsbelastung und Generatorleistungen bei Leitungsausfall. 69

Abbildung 19: Kommunikationsstrecken der kurativen Maßnahmen. 70

Abbildung 20: Leitungsbelastung und Generatorleistungen bei Leistungsänderungen zusätzlich am Generator 3. 71

Abbildung 21: Spannung am Knoten fünf bei unterschiedlichen Maßnahmen. 72

Abbildung 22: Kommunikationsmitschnitt. 73

Abbildung 23: Analyse der Pakete des Kommunikationsmitschnitts. 73

Abbildung 24: Eigenwert-Trajektorie vom Generator 2 des IEEE 9-Knoten-Netzes. 75

Abbildung 25: Simulation einer stabilen und instabilen Fehlersituation in Hypersim. 76

Abbildung 26: Berechnete Rotorwinkel mithilfe von PMU-Messwerten. 77

Abbildung 27: Rotorwinkelberechnung und Prognose. 78

Abbildung 28: Prognoseabweichungen. 79

Abbildung 29: Erhöhung der Stabilität durch Leistungsreduktion. 79

Abbildung 30: Erhöhung der Stabilität durch kurzzeitige Leistungsreduktion. 80

Abbildung 31: Lastabwurf zur Stabilisierung. 81

Abbildung 32: Prognosefehler für unterschiedliche Abtastraten. 86

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verwendete Kommunikationsprotokolle in der Leittechnik. 24

Tabelle 2: IEC 61850 Kommunikationsprotokolle. 27

Tabelle 3: Generatorparameter [48]. 37

Tabelle 4: Transformatorparameter [48]. 37

Tabelle 5: Leitungsparameter [48]. 37

Tabelle 6: Parameter der Lasten [48]. 37

Tabelle 7: Methoden zur Berechnung kurativer Maßnahmen. 48

Tabelle 8: Angenommene Leitungsparameter [70]. 66

Tabelle 9: Sensitivitäten der Knoten auf die Leitung 4-5. 68

Tabelle 10: Sensitivitäten der Knoten auf die Leitung 4-5 bei Ausfall von Leitung 4-6. . 68

Literaturverzeichnis

[1] „EnWG - Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung“. Zugegriffen: 29. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html

[2] ENTSO-E, „Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline on electricity transmission system operation“. European Commission, 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2017/1485/oj

[3] B.-B. für W. und Klimaschutz, „Fragen und Antworten zum Netzausbau“. Zugegriffen: 29. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Netzausbau/faq-netzausbau.html

[4] „InnoSys2030_Abschlussbericht.pdf“. Zugegriffen: 29. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.innosys2030.de/wp-content/uploads/InnoSys2030_Abschlussbericht.pdf

[5] „Der Intraday Handel ist der kurzfristige Stromhandel und dient meist zum Bilanzkreisausgleich. Wir zeigen unter anderem typische Preisverläufe, die Entwicklung des Intraday-Börsenmarkts sowie Handelsfristen auf. Jetzt mehr erfahren.“ Zugegriffen: 29. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/intraday-handel

[6] „Redispatching 13.1.A“. Zugegriffen: 29. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://transparency.entsoe.eu/content/static_content/Static%20content/knowledge%20base/data-views/congestion-management/Data-view%20Redispatching.html

[7] „Regelleistung > Allgemeine Informationen > Was ist Regelenergie?“ Zugegriffen: 29. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.regelleistung.net/de-de/Allgemeine-Informationen/Was-ist-Regelenergie

[8] *Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 establishing a guideline on electricity balancing (Text with EEA relevance)Text with EEA relevance*. 2021. Zugegriffen: 30. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: http://data.europa.eu/eli/reg/2017/2195/2021-03-15/eng

[9] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme: Smarte Stromversorgung im Zeitalter der Energiewende*, 7. Aufl. in Springer eBook Collection. Berlin: Springer Vieweg, 2022, S. 1. Zugegriffen: 6. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://doi.org/10.1007/978-3-662-64774-5

[10] „Maßnahmenkatalog der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung zum Netzwiederaufbauplan gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe c sowie Artikel 23 Absatz 4 Buchstabe c EU-VO 2017/2196“. Zugegriffen: 12. Februar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/HandelundVertrieb/EuropElektrBinnenmarkt/Downloads/Antrag62222008.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[11] K. F. Schäfer, *Systemführung: Betrieb elektrischer Energieübertragungsnetze*, 2nd ed. 2025. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2025. doi: 10.1007/978-3-658-47006-7.

[12] V. Crastan und M. Höckel, *Elektrische Energieversorgung 2: Energiewirtschaft und Klimaschutz, Elektrizitätswirtschaft und Liberalisierung, Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung, chemische Energiespeicherung*, 5., Überarbeitete Auflage. in Springer eBook Collection. Berlin: Springer Vieweg, 2022. doi: 10.1007/978-3-662-65105-6.

[13] „Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und...“ Zugegriffen: 22. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/LSU/?uri=oj:JOL_2009_211_R_0015_01

[14] *Verordnung (EU) Nr. 543/2013 der Kommission vom 14. Juni 2013 über die Übermittlung und die Veröffentlichung von Daten in Strommärkten und zur Änderung des Anhangs I der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates Text von Bedeutung für den EWR*, Bd. 163. 2013. Zugegriffen: 22. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: http://data.europa.eu/eli/reg/2013/543/oj/deu

[15] „Netztransparenz > Home“. Zugegriffen: 22. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/de-de/

[16] „Neue VDE Studie: Mit Automatisierung der Stromverteilnetze erneuerbare Energien schneller und zuverlässiger integrieren“. Zugegriffen: 26. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/vde-studie-etg-hochautomatisierung-stromnetze-energie

[17] A. Marot *u. a.*, „Perspectives on Future Power System Control Centers for Energy Transition“, *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, Bd. 10, Nr. 2, S. 328–344, 2022, doi: 10.35833/MPCE.2021.000673.

[18] „3-1-blaupause.pdf“. Zugegriffen: 25. März 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/Sinteg/3-1-blaupause.pdf?__blob=publicationFile&v=1

[19] M. Seewald, P. Thubert, und P. Wetterwald, „Intelligent Network Supporting the Digital Transformation of the Electrical Grid: Reinventing Networks for the Digital Age“, *IEEE Power Energy Mag.*, Bd. 22, Nr. 3, S. 50–58, 2024, doi: 10.1109/MPE.2024.3376303.

[20] „About MCCS“. Zugegriffen: 10. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.mccs.com/en/about-mccs

[21] „Control Room of the Future“. Zugegriffen: 15. Januar 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tennet.eu/de/node/1225

[22] S. Vyas, R. K. Tyagi, C. Jain, und S. Sahu, „Literature Review : A Comparative Study of Real Time Streaming Technologies and Apache Kafka“, in *2021 Fourth International Conference on Computational Intelligence and Communication Technologies (CCICT)*, 2021, S. 146–153. doi: 10.1109/CCICT53244.2021.00038.

[23] T. P. Raptis und A. Passarella, „A Survey on Networked Data Streaming With Apache Kafka“, *IEEE Access*, Bd. 11, S. 85333–85350, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3303810.

[24] „etg-journal-2023-1-download-data.pdf“. Zugegriffen: 16. April 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.vde.com/resource/blob/2293086/d9b6e2c574a53184787daa9261ce76fb/etg-journal-2023-1-download-data.pdf

[25] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, „Roadmap Systemstabilität“, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin, Germany, 2023. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20231204-roadmap-systemstabilitaet.html

[26] N. K. Hasanah, L. M. Putranto, S. P. Hadi, und F. M. R. Aditya, „Impact of STATCOM Installation on Power System’s Voltage Stability Performance“, in *2019 4th International Conference on Information Technology, Information Systems and Electrical Engineering (ICITISEE)*, 2019, S. 435–439. doi: 10.1109/ICITISEE48480.2019.9003865.

[27] N. Hatziargyriou *u. a.*, „Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Bd. 36, Nr. 4, S. 3271–3281, 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.

[28] P. Kundur *u. a.*, „Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Bd. 19, Nr. 3, S. 1387–1401, 2004, doi: 10.1109/TPWRS.2004.825981.

[29] B. für W. und Klimaschutz (BMWK), „Themenpapier der Roadmap Systemstabilität AG3 – Resonanzstabilität, Winkelstabilität und Kurzschlussstrom“. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/roadmap-systemstabilitaet.html

[30] V. Terzija *u. a.*, „Wide-Area Monitoring, Protection, and Control of Future Electric Power Networks“, *Proc. IEEE*, Bd. 99, Nr. 1, S. 80–93, 2011, doi: 10.1109/JPROC.2010.2060450.

[31] E. Glende, A. Kashtanov, M. Wolter, und M. Aldebs, „Laboratory Setup to Test Hybrid State Estimation and WAMPAC Functionalities“, in *2024 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D)*, 2024, S. 1–5. doi: 10.1109/TD47997.2024.10556370.

[32] ENTSO-E Subgroup „System Protection and Dynamics“, „SPECIAL PROTECTION SCHEMES“, ENTSO-E, Technical Report, März 2012. Zugegriffen: 5. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/RG_SOC_CE/120425_RG_CE_TOP_06.5_D.2_SPS_report_1_.pdf

[33] C. Biele, „InnoSys 2030 - Meilensteinbericht MS 2.3.3 – ‚Verfahren zur Quantifizierung temporärer Überlastbarkeit‘“, InnoSys 2030, Dortmund, Technical Report, 2020.

[34] A. Klien, R. Witzmann, und M. Stifter, *Kommunikation in Schutz- und Leittechniksystemen: Grundlagen, Technologien und Anwendungen*. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020. doi: 10.1007/978-3-658-29277-3.

[35] R. A. Zahoransky, H.-J. Allelein, E. Bollin, H. Oehler, U. Schelling, und H. Schwarz, „Energieverteilung“, in *Energietechnik: Systeme zur Energieumwandlung. Kompaktwissen für Studium und Beruf*, R. Zahoransky, Hrsg., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2013, S. 387–418. doi: 10.1007/978-3-8348-2279-6_17.

[36] International Electrotechnical Commission, „IEC 61850 - Communication Networks and Systems for Power Utility Automation“. 2010. [Online]. Verfügbar unter: https://webstore.iec.ch/publication/6028

[37] „IEC 61850 Demystified“. Zugegriffen: 21. Mai 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://ieeexplore.ieee.org/document/9100328

[38] IEEE Power and Energy Society, „IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems“. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2011.

[39] IEEE Power and Energy Society, „IEEE Standard for Synchrophasor Measurements for Power Systems“. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2014.

[40] „IEEE Standard for Synchrophasor Data Transfer for Power Systems“, *IEEE Std C371182-2024 Revis. IEEE Std C371182-2011*, S. 1–79, Dez. 2024, doi: 10.1109/IEEESTD.2024.10794635.

[41] D. K. Mohanta, C. Murthy, und D. S. Roy, „A Brief Review of Phasor Measurement Units as Sensors for Smart Grid“, *Electr. Power Compon. Syst.*, Bd. 44, Nr. 4, S. 411–425, 2016, doi: 10.1080/15325008.2015.1131254.

[42] *DIN EN 60870-5-104:2018-07, Fernwirkeinrichtungen und -systeme_- Teil_5-104: Übertragungsprotokolle_- Zugriff für IEC_60870-5-101 auf Netze mit genormten Transportprofilen (IEC_60870-5-104:2006_+ A1:2016); Deutsche Fassung EN_60870-5-104:2006_+ A1:2016*. doi: 10.31030/2848021.

[43] „OP5033XG Datasheet“, OPAL-RT. Zugegriffen: 26. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.opal-rt.com/resource-center/document/

[44] „SEL-3350 - Documentation“, selinc.com. Zugegriffen: 26. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://selinc.com/products/3350/docs/

[45] „SIPROTEC 5 – Siemens AG“. Zugegriffen: 26. Juni 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.siemens.com/de/de/produkte/energie/energieautomatisierung-und-smart-grid/schutztechnik/siprotec-5.html

[46] „HYPERSIM: The Power System Simulator of Tomorrow“, OPAL-RT. Zugegriffen: 9. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.opal-rt.com/systems-hypersim/

[47] P. Kundur, *Power System Stability and Control*. New York: McGraw-Hill, 1994.

[48] B. Badrzadeh und R. Iravani, „The Importance Electromagnetic Transient Modeling and Simulations: A Key Enabler for a Successful Energy Transition [Editor’s Voice]“, *IEEE Power Energy Mag.*, Bd. 23, Nr. 4, S. 24–26, Juli 2025, doi: 10.1109/MPE.2025.3551665.

[49] S. Grogan, M. Richwine, R. Quint, und J. Matevosyan, „Electromagnetic Transient Models: Applications, Limitations, and Enablers in Power Systems [Feature]“, *IEEE Power Energy Mag.*, Bd. 23, Nr. 4, S. 27–39, Juli 2025, doi: 10.1109/MPE.2024.3512494.

[50] „PSIconnect“. Zugegriffen: 15. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://www.psi.de/loesungen/produkte/psiconnect

[51] „Was ist Kubernetes?“, Kubernetes. Zugegriffen: 29. Juli 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://kubernetes.io/de/docs/concepts/overview/what-is-kubernetes/

[52] T. Bray, „The JavaScript Object Notation (JSON) Data Interchange Format“. 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.rfc-editor.org/rfc/rfc8259

[53] S. Ansari, P. Das, D. Weller, P. Raussi, und D. Babazadeh, „Operational testing of virtual and physical IEDs using GOOSE for protection application“, in *15th International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2020)*, März 2020, S. 1–6. doi: 10.1049/cp.2020.0010.

[54] „SESA-Lab (OFFIS) - ERIGrid 2.0“. Zugegriffen: 12. August 2025. [Online]. Verfügbar unter: https://erigrid2.eu/offis/

[55] Verein deutscher Ingenieure e.V., „Forschungsprojekt kurSyV“, *VDI Energ. Umw.*, Bd. 1, Nr. 11–12, 2024, doi: 10.37544/2942-7347-2024-11-12.

[56] Fraunhofer IEE, „SysTec Testzentrum für Verteilungsnetze und Netzintegration“. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iee.fraunhofer.de/en/laboratories/iee-systec.html

[57] M. Syed *u. a.*, „Real-Time Coupling of Geographically Distributed Research Infrastructures: Taxonomy, Overview, and Real-World Smart Grid Applications“, *IEEE Trans. Smart Grid*, Bd. 12, Nr. 2, S. 1747–1760, März 2021, doi: 10.1109/TSG.2020.3033070.

[58] A. Clark, C. J. Pavlovski, und J. Fry, „Transformation of energy systems: The control room of the future“, in *2009 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, Okt. 2009, S. 1–6. doi: 10.1109/EPEC.2009.5420865.

[59] Ö. Sen *u. a.*, „Investigating Man-in-the-Middle-based False Data Injection in a Smart Grid Laboratory Environment“, in *2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Okt. 2021, S. 01–06. doi: 10.1109/ISGTEurope52324.2021.9640002.

[60] C. Brosinsky, X. Song, und D. Westermann, „Digital Twin – Concept of a Continuously Adaptive Power System Mirror“, Mai 2019.

[61] „Progress Projekt – Das Projekt“. Zugegriffen: 16. April 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://progress-projekt.de/

[62] „EnArgus Vorhaben ‚03EI4046F‘ aus Suche nach ‚PROGRESS‘“. Zugegriffen: 8. Juni 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.enargus.de/detail/?id=10549769

[63] PSI Software AG, „PSI ist Konsortialführer im Verbundforschungsprojekt PROGRESS – Erprobung kurativer Entlastungsmaßnahmen in Höchst- und Hochspannungsnetzen“. 2022.

[64] Fraunhofer IEE, „Projekt kurSyV – Kurative Systemführung in Verteilnetzen“. 2024. [Online]. Verfügbar unter: https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/2024/hoehere-auslastung-der-verteilnetze-durch-kurative-systemfuehrung.html

[65] D. Mende und L. Hofmann, „Optimised Congestion Management Using Curative Measures in Combined AC/DC Systems with Flexible AC Transmission Systems“, *Energies*, Bd. 17, Nr. 9, S. 2157, Jan. 2024, doi: 10.3390/en17092157.

[66] J. Mehlem, M. Krüger, und A. Moser, „Thermally limiting grid assets for temporary admissible transmission loading (TATL) in curative congestion management“, in *2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, Nov. 2023, S. 1–5. doi: 10.1109/ISGTAsia54891.2023.10372604.

[67] K. Kollenda, A. Schrief, C. Biele, und C. Rehtanz, „Curative measures identification in congestion management exploiting temporary admissible thermal loading of overhead lines“, *IET Gener. Transm. Distrib.*, Bd. 16, Nr. 9, S. 1655–1662, 2022, doi: 10.1049/gtd2.12512.

[68] J. Iglesias *u. a.*, *GUIDE FOR THERMAL RATING CALCULATIONS OF OVERHEAD LINES*. in CIGRE Technical brochure N° 601. CIGRE, 2014.

[69] IEEE Power and Energy Society, „IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors“. IEEE, Dezember 2013. doi: 10.1109/IEEESTD.2013.6704254.

[70] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), „Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz)“. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/kohleausstiegsgesetz.html

[71] M. Wolter und E. Glende, „Eigenvalue-curve approach for fast assessment of rotor angle transient stability: Schnelle Abschätzung der Rotorwinkelstabilität anhand von Eigenwertkurven“, - *Autom.*, Bd. 71, Nr. 12, S. 1018–1027, Dez. 2023, doi: 10.1515/auto-2023-0164.

[72] J. L. Cremer, I. Konstantelos, und G. Strbac, „From optimization-based machine learning to interpretable security rules for operation“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Bd. 34, Nr. 5, S. 5678–5690, 2019, doi: 10.1109/TPWRS.2019.2911598.

[73] L. Aththanayake, N. Hosseinzadeh, und H. H. Alhelou, „Power system reduction techniques for planning and stability studies: A review“, *Electr. Power Syst. Res.*, 2023, doi: 10.1016/j.epsr.2023.109123.

[74] T. A. Simões, C. L. Borges, und J. Mitra, „Use of performance indices for contingency screening for rapid assessment of dynamic security region“, *IET Gener. Transm. Distrib.*, Bd. 14, Nr. 18, S. 3896–3904, 2020, doi: https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2020.0223.

[75] I. F. Azhar, L. M. Putranto, und R. Irnawan, „Development of PMU-Based Transient Stability Detection Methods Using CNN-LSTM Considering Time Series Data Measurement“, *Energies*, Bd. 15, Nr. 21, S. 8241, Jan. 2022, doi: 10.3390/en15218241.

[76] J. L. Rueda, D. G. Colome, und I. Erlich, „Assessment and Enhancement of Small Signal Stability Considering Uncertainties“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Bd. 24, Nr. 1, S. 198–207, Feb. 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2008.2009428.

[77] I. Erlich, „Analyse und Simulation des dynamischen Verhaltens von Elektroenergiesystemen (Analysis and Simulation of the Dynamic Behavior of Electrical Power Systems)“, Habilitationsschrift, Technische Universität Dresden, Dresden, Germany, 1995.

[78] M. Wolter, „Lecture Script Power Network Planning and Operation“. Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg; Lehrstuhl fürElektrische Netze und Erneuerbare Energie, Magdeburg, 2020.

[79] B. R. Oswald, *Netzberechnung. Band 1: Berechnung stationärer und quasistationärer Betriebszustände in Elektroenergieversorgungsnetzen*. Berlin, Germany: VDE Verlag, 1992.

[80] P. W. Sauer und M. A. Pai, *Power System Dynamics and Stability*. Upper Saddle River, NJ: Prentice Hall, 1998.

[81] E. Ghahremani, M. Karrari, M. B. Menhaj, und O. P. Malik, „Rotor angle estimation of synchronous generator from online measurement“, in *2008 43rd International Universities Power Engineering Conference*, Sep. 2008, S. 1–5. doi: 10.1109/UPEC.2008.4651645.

[82] D. E. Echeverría, J. L. Rueda, D. G. Colomé, und I. Erlich, „Improved method for real-time transient stability assessment of power systems“, in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Juli 2012, S. 1–8. doi: 10.1109/PESGM.2012.6345036.

[83] M. H. Haque und A. H. M. A. Rahim, „Determination of First Swing Stability Limit of Multimachine Power Systems through Taylor Series Expansions“, *IEE Proc. C - Gener. Transm. Distrib.*, Bd. 136, Nr. 6, S. 373–380, Nov. 1989.

[84] K. Matsuzawa, K. Yanagihashi, J. Tsukita, M. Sato, T. Nakamura, und A. Takeuchi, „Stabilizing control, system preventing loss of synchronism from extension and its actual operating experience“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Bd. 10, Nr. 3, S. 1606–1613, Aug. 1995, doi: 10.1109/59.466481.

[85] ENTSO-E, „Operation Handbook – Policy 3: Operational Security“, ENTSO-E, Final Version, März 2009. [Online]. Verfügbar unter: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/pre2015/publications/entsoe/Operation_Handbook/Policy_3_final.pdf

[86] „Mit ‚KuPilot' Redispatch-Kosten senken". Zugegriffen: 16. April 2026. [Online]. Verfügbar unter: https://www.amprion.net/Netzjournal/Beiträge-2025/Mit-„KuPilot"-Redispatch-Kosten-senken.html

Liste der Veröffentlichungen

2018

[1] E. Glende, B. Arendarski, P. Lombardi, M. Wolter, P. Komarnicki, „Optimal operational management methods of voltage control with a high feed of renewable energy sources”, in Proc. of 2018 EnergyCon, June 2018.

[2] S. Helm, E. Glende, I. Hauer and M. Wolter, "Intelligent decentralized approach for reactive power compensation by VSC converter," 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Glasgow, UK, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/UPEC.2018.8541906.

[3] E. Glende et al., "Communication Infrastructure for Dynamic Grid Control Center with a Hardware-in-the-Loop Model," 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Sarajevo, Bosnia and Herzegovina, 2018, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGTEurope.2018.8571464.

[4] F. Sass, F. Linke, E. Glende, C. Klabunde, K. Balodi, M. Giuntoli, V. Biagini, M. Wolter, D. Westermann, „Active Power planning for embedded HVDC-systems – Objectives and Solvers”, 2018 NEIS Conference, September 2018.

[5] S. Ansari, E. Glende, M. Wolter, D. Babazadeh and S. Lehnhoff, "Testing IEC 60870-5-104 and C37.118 based control center applications using a real time simulation platform," Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2018), Dubrovnik, Croatia, 2018, pp. 1-5, doi: 10.1049/cp.2018.1903.

2020

[6] E. Glende and M. Wolter, "Tracing HVDC Flows using the proportional sharing principle," 2020 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe), The Hague, Netherlands, 2020, pp. 864-868, doi: 10.1109/ISGT-Europe47291.2020.9248927.

[7] B. T. Madura, M. Wolter and E. Glende, "Dynamic grid modeling for estimation of influence of inertia on frequency behavior," PESS 2020; IEEE Power and Energy Student Summit, Online, 2020, pp. 1-5.

[8] E. Glende, C. Klabunde, M. Gebhardt and M. Wolter, "Power Flow Partitioning with Power Flow Decomposition, Full Line Decomposition and Power Flow Coloring," 2020 International Conference on Smart Grids and Energy Systems (SGES), Perth, Australia, 2020, pp. 442-446, doi: 10.1109/SGES51519.2020.00084.

2021

[9] A. Kashtanov, M. Wolter and E. Glende, "Application of graph theory for automatic restoration distribution networks," PESS 2021; Power and Energy Student Summit, Online, 2021, pp. 1-5.

2022

[10] E. Glende and M. Wolter, "Extra long distance ultra high voltage direct current," 2022 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC), Perth, Australia, 2022, pp. 1-5, doi: 10.1109/iSPEC54162.2022.10033043.

[11] M. Hasanov, M. Wolter and E. Glende, "Time Series Data Splitting for Short-Term Load Forecasting," PESS + PELSS 2022; Power and Energy Student Summit, Kassel, Germany, 2022, pp. 1-6.

2024

[12] M. Gebhardt, E. Glende and M. Wolter, "Detection of Transformer Circular Flow Effects," 2024 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia), Bengaluru, India, 2024, pp. 1-6, doi: 10.1109/ISGTAsia61245.2024.10876324.

[13] E. Glende, A. Kashtanov, M. Wolter and M. Aldebs, "Laboratory Setup to Test Hybrid State Estimation and WAMPAC Functionalities," 2024 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D), Anaheim, CA, USA, 2024, pp. 1-5, doi: 10.1109/TD47997.2024.10556370.

[14] A. Sharma, R. R. Lautert, L. N. Canha, E. Glende and M. Wolter, "Analysis of Renewable-Based Microgrid Energy Management and the Impact of Storage System," *2024 16th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC)*, Santa Maria, Brazil, 2024, pp. 1-6, doi: 10.1109/SEPOC63090.2024.10747460.

\2025

[15] H. A. Ansari, E. Glende, A. Kahstanov and M. Wolter, "Evaluation of Wide Area Monitoring, Protection and Control Using Advanced Communication Infrastructure," *2025 IEEE Kiel PowerTech*, Kiel, Germany, 2025, pp. 1-5, doi: 10.1109/PowerTech59965.2025.11180340.

[16] T. C. Gaede, E. Glende and h. M. Wolter, "Integrated Communication Protocols for Substation Automation: HiL Validation of IEC 61850, IEEE C37.118 and IEC 60870-5-104," *2025 57th North American Power Symposium (NAPS)*, Storrs, CT, USA, 2025, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS66256.2025.11272325.

[17] A. Shah, E. Glende and M. Wolter, "Real-Time Hybrid State Estimation Using Modern Communication Infrastructure for Grid Resilience," *2025 57th North American Power Symposium (NAPS)*, Storrs, CT, USA, 2025, pp. 1-6, doi: 10.1109/NAPS66256.2025.11272280.

[18] Glende, Eric, Kashtanov, Artem, Ansari, Hamza Ahmed, Shah, Arpit and Wolter, Martin. "CLARO – control center laboratory and real-time simulation for system operation" *at - Automatisierungstechnik*, vol. 73, no. 11, 2025, pp. 854-867, doi: 10.1515/auto-2025-0067.

Angenommen aber unveröffentlicht

[19] E. Glende and M.Wolter, „Modern Control Center Architecture for Curative System Operation and Transient Stability Assessment“, *will be presented at the 2026 VDE ETG/VDI GMA Netzregelung und Systemführung*, Darmstadt, Germany, 2025, to be published.