

Florian Mak, B.Sc.

Automatisierte Analyse von Wide-Area-Measurement Daten eines Übertragungsnetzes

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades Diplom-Ingenieur Masterstudium Elektrotechnik – Energietechnik

eingereicht an der Technischen Universität Graz

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

Institut für Elektrische Anlagen und Netze Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

Graz, September 2022



Institut für elektrische Anlagen und Netze

IIEAN



Automatisierte Analyse von Wide-Area-Measurement Daten eines Übertragungsnetzes

Eine Masterarbeit von Florian Mak, B.Sc.

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

September 2022

Technische Universität Graz Institut für elektrische Anlagen und Netze Inffeldgasse 18/I 8010 Graz Österreich

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

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

Eine Masterarbeit von Florian Mak, B.Sc.

September 2022

Statutory Declaration

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources, and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

Graz, _____

Florian Mak

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am _____

Florian Mak

Danksagung

Ich möchte mich bei allen bedanken, die mich bei der Durchführung und bei der Anfertigung der Dokumentation dieser Masterarbeit motiviert, inspiriert und unterstützt haben, insbesondere bei den folgenden Personen:

Herrn Prof. Herwig Renner, dem Betreuer meiner Masterarbeit, dessen Büro für meine Anliegen immer offenstand und wo, aufgrund ausgezeichneter fachlicher Betreuung, keine Fragen unbeantwortet blieben. Zusätzlicher Dank gilt dem zeitnahen Korrekturlesen der Masterarbeit zur Erfüllung der Einreichfristen.

Herrn Prof. Stephan Pack, meinem ehemaligen Arbeitgeber, der mich in beruflicher Hinsicht gefördert und dennoch dazu angehalten hat, mir die nötige Zeit zum Verfassen dieser Abschlussarbeit zu nehmen.

Meiner Freundin Marlene, die mir stets eine Stütze in allen Lebensbelangen ist und mir grandios bei der sprachlichen Überarbeitung der Masterarbeit geholfen hat. Durch die gegenseitige Unterstützung für unsere Masterarbeiten konnten wir auch diese Herausforderung gemeinsam meistern.

Meinen Eltern, die mir während des Studiums oftmals finanziell aushalfen und mir ein Zuhause bieten, wohin ich immer zurückkehren und neue Kraft schöpfen kann.

Meinen Geschwistern, die mich durch motivierende Zusprachen zum Abschluss der Masterarbeit ermutigten und mich in regelmäßigen Abständen an meine Studiendauer erinnerten.

Meinen ältesten Freunden Markus und Simon, die während des gesamten Studiums immer ein offenes Ohr für mich hatten, mich außerordentlich motivierten und mir halfen meinen Fokus auf die richtigen Lebensbereiche zu legen.

Den Kommilitonen im Diplomandenbüro, deren Gesellschaft mir bei der Anfertigung der Masterarbeit sehr half und woraus Freundschaften entstanden sind, die hoffentlich ein Leben lang erhalten bleiben und regelmäßig gepflegt werden.

Abstract

This thesis deals with the design of an algorithm for the automated data analysis of a wide-areameasurement-system (WAMS) in the transmission grid-level. The data to be analyzed are provided by phasor measurement units (PMU) and consist of GPS synchronized complex voltage phasors and derived quantities. Prior to the design of the algorithm, fundamental considerations were made regarding the stability of electric power systems and effects of its disturbance. The algorithm is embedded in a MATLAB program with a graphical user interface, making it easy to apply for future users. On the one hand, the program includes the detection of abrupt events such as switching operations of large loads and generating units, short circuits or other network disturbances. On the other hand, the time based progression of local and inter-area oscillations can be visualized and dominant frequencies can be identified, which simplifies the evaluation of the oscillations.

Keywords:

Algorithm, local and inter-area-oscillations, MATLAB, phasor measurement unit (PMU), power-systemstability, disturbance detection, transmission grid, wide-area-measurement-system (WAMS)

Kurzfassung

Diese Arbeit befasst sich mit dem Entwurf eines Algorithmus zur automatisierten Analyse von Daten eines Wide-Area-Measurement-Systems (WAMS) in der Übertragungsnetzebene. Die zu analysierenden Daten werden durch Phasor Measurement Units (PMU) bereitgestellt und bestehen aus GPS synchronisierten komplexen Spannungszeigern und daraus abgeleiteten Größen. Vor dem Entwurf des Algorithmus wurden grundlegende Betrachtungen zur Stabilität von elektrischen Energiesystemen und deren Störeinflüssen angestellt. Der Algorithmus ist in ein MATLAB Programm mit graphischer Benutzeroberfläche eingebettet, wodurch die Bedienung für zukünftige Anwender erleichtert wird. Das Programm umfasst zum einen die Erkennung von sprunghaften Ereignissen wie beispielsweise Schalthandlungen großer Lasten und Erzeugereinheiten, Kurzschlüsse oder sonstiger Netzstörungen. Zum anderen kann der zeitliche Verlauf von lokalen und Inter-Area-Oszillationen visualisiert und dominante Frequenzen identifiziert werden, was die Bewertung der Oszillationen erleichtert.

Schlagwörter:

Algorithmus, Lokale und Inter-Area-Oszillationen, MATLAB, Phasor-Measurement-Unit (PMU), Stabilität elektrischer Energiesysteme, Störungserkennung, Übertragungsnetz, Wide-Area-Measurement-System (WAMS)

Symbolverzeichnis

A	Frequenzauflösung	
df/dt	zeitkontinuierliche Frequenzänderung	
E	Erregerspannung	
F	zeitdiskrete Frequenz	
f	zeitkontinuierliche Frequenz	
F _{fr}	Referenzfrequenz Tiefpassfilter	
Fs	PMU-Melderate	
f _s	Abtastfrequenz	
Fsampling	PMU-interne Abtastfrequenz	
G	Gain, Verstärkung	
н	Hann-Funktion	
h	Hamming-Funktion	
Ī	Stromphasor	
Μ	Filterordnung	
Ν	Fensterlänge	
n	Laufvariable	
Р	elektrische Wirkleistung	
Q	elektrische Bildleistung	
S	elektrische Scheinleistung	
<u>S</u>	Symmetrierungsmatrix	
Sn	natürliche Leistung	
t	Zeit	
T _{el}	elektrisches Drehmoment	
T _m	mechanisches Drehmoment	
<u>U</u>	Spannungsphasor	
Um	höchste Spannung für Betriebsmittel	
Us	Ständerspannung	
Us	höchste Betriebsspannung eines Netzes	

W	Filterkoeffizient		
x, X	exemplarische Signale		
X _d	Synchronreaktanz		
Zw	Wellenwiderstand		
α	exemplarisches Winkelsignal		
Δα _{MA}	Moving Average des exemplarisches Winkelsignals		
θ	zeitdiskreter Phasenwinkel		
φ	zeitkontinuierlicher Phasenwinkel		
ω	elektrische Nennkreisfrequenz		
ω _{el}	elektrische Kreisfrequenz		
ω _m	mechanische Rotordrehzahl		
ωn	Nenndrehzahl		
Φ	Fouriertransformierter Winkel des Spannungsphasors		
θ	Polradwinkel		

Abkürzungsverzeichnis

ASIC	Application-Specific Integrated Circuit		
AWE	Automatische Wieder-Einschaltung		
DFT	Diskrete Fourier Transformation		
FFT	Fast Fourier Transformation		
FPGA	Field Programmable Gate Array		
GPU	Graphics Processing Unit		
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung		
MAA	Moving Average Analyse		
PMU	Phasor Measurement Unit		
PSS	Power System Stabilizer		
SCDR	Symmetrical Component Distance Relay		
SVC	Static VAR Compensator		
WAMS	Wide Area Measurement System		

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung1		
	1.1	Motivation	1
	1.2	Ziele der Masterarbeit	2
	1.3	Umfang der Masterarbeit	2
2	Stör	ereignisse in elektrischen Netzen	3
	2.1	Stabilität elektrischer Energiesysteme	3
	2.2	Frequenzstabilität	5
	2.3	Spannungsstabilität	6
	2.4	Lokale und Inter-Area-Oszillationen	8
	2.5	Kurzschlüsse und Spannungseinbrüche in elektrischen Energiesystemen	9
	2.5.1	Fehler im niederohmig geerdeten Netz	9
	2.5.	1.1 Einpoliger Fehler	9
	2.5.	1.2 Zweipoliger Fehler	10
	2.5.	1.3 Dreipoliger Fehler	13
	2.5.2	Symmetrische Komponenten im Fehlerfall	14
3	Phas	sor Measurement Unit	16
	3.1	Definition des Phasors und der symmetrischen Komponenten	16
	3.2	Geschichte von PMUs	17
	3.3	Funktionsweise von PMUs	18
	3.4	Berechnung der Ausgangsgrößen und Filtermaßnahmen	20
	3.5	Dynamisches Verhalten	24
	3.6	Messwandler	25
	3.7	Verteilte PMU	26
	3.8	PMU Normen und Richtlinien	26
4	Algo	orithmus zur automatisierten Störungserkennung	27
	4.1	Wide Area Measurement System (WAMS) Datenanalyse	27
	4.2	Netztopographie und Messdaten	28
	4.3	Grenzwerte für Spannung und Frequenz	30

4.3.1	Betriebsspannung	30
4.3.2	Netzfrequenz	31
4.4	Erkennung und Charakterisierung von sprunghaften Ereignissen	31
4.4.1	Einzelsprunganalyse	31
4.4.2	Moving Average Analyse	32
4.4.3	Ursachenzuordnung sprunghafter Ereignisse	34
4.5	Charakterisierung von Oszillationen	36
4.5.1	Winkeldrift	36
4.5.2	Diskrete Fourier Transformation	39
4.5.3	Fensterung	39
4.5.4	Graphische Darstellungsarten	41
5 Exe	emplarische Ergebnisse	43
5.1	Auswahl der gezeigten Ergebnisse	43
5.2	Detektierte Schalthandlungen	44
5.2.1	Freileitungen	44
5.2.2	Drosselspulen	47
5.2.3	Transformatoren	48
5.3	Charakteristische Merkmale der Oszillationsanalyse	50
5.4	Fallbeispiele von Störereignissen	54
5.4.1	Regionaler Blackout	54
5.4.2	Regionales Unwetter	55
5.4.3	Auftrennung des europäischen Verbundnetzes	56
6 Zus	ammenfassung und Schlussfolgerungen	59
7 Lite	eraturverzeichnis	61
8 Apj	pendix	63
8.1	Ergänzende Ergebnisse	63
8.2	MATLAB Datenauswertungsprogramm – Graphische Benutzeroberfläche	und
	Bedienhinweise	66

1 Einführung

1.1 Motivation

Für den stabilen Betrieb eines elektrischen Energieversorgungssystems ist es notwendig, den Netzzustand kontinuierlich zu überwachen damit zeitnah Maßnahmen zur Erhaltung der Stabilität ergriffen werden können. Als Grundlage zur Netzüberwachung dient eine große Anzahl von Messeinrichtungen, die über das gesamte Netz verteilt sind und durch geeignete Kommunikationseinrichtungen Messdaten zur Verfügung stellen. In Echtzeit werden die Messdaten sowohl lokal von Schutzeinrichtungen, als auch zentral in Leitstellen ausgewertet. Dabei entstehen große Datenmengen, die mittels potenter Rechensysteme verarbeitet werden. Diese stellen aussagekräftige Daten zur Entscheidungsfindung für stabilitätserhaltende Maßnahmen bereit. Eine essenzielle Aufgabe der Rechensysteme ist die Erkennung von Netzstörungen anhand einer Vielzahl von unterschiedlichen Erscheinungsmerkmalen, die auf ebenso viele Ursachen rückschließen lassen.

Ein bekanntes Beispiel für die Verursachung von Netzstörungen sind oszillierende Drehmomentbelastungen von Synchronmaschinen, die abhängig von ihrer örtlichen Ausbreitung als lokale oder Inter-Area-Oszillationen bezeichnet werden. Diese Oszillationen können zu einem Verlust des Synchronismus und zur Instabilität des elektrischen Energiesystems führen. Mithilfe der Identifikation von dominanten Frequenzanteilen und deren Dämpfung sind rechtzeitig stabilitätserhaltende Maßnahmen zu treffen, die bei der Betriebsführung des Netzes zu berücksichtigen sind. Bildgebende Analysemethoden können Aufschluss über zeitliche Verläufe der Oszillationen geben und somit die Identifikation und Bewertung erleichtern.

Das Entwerfen von Algorithmen zur Störungserkennung setzt das Wissen über statische Zustände und dynamische Vorgänge im elektrischen Energieversorgungssystem voraus. Der Algorithmus ist stets auf den einen Anwendungsfall mit dessen spezifischen Anforderungen abzustimmen, wobei meist unterschiedliche Herangehensweisen zur Implementierung der gleichen Funktionen führen können. Der genaue Weg von den bereitgestellten Eingangsgrößen zur finalen Funktion liegt dabei im Freiheitsbereich des Programmierers, in diesem Fall des Verfassers der Masterarbeit. Die Anwendung von erworbenen Kompetenzen in der elektrischen Energietechnik und der Informatik und deren fachübergreifende Verknüpfung stellen hierbei eine attraktive Herausforderung dar.

1.2 Ziele der Masterarbeit

Im Zuge dieser Masterarbeit war ein Algorithmus zur automatisierten Datenanalyse des Wide-Area-Measurement-Systems (WAMS) eines 220 kV und 380 kV Übertragungsnetzes zu entwerfen. Der Fokus des Algorithmus war auf die Erkennung von sprunghaften Signaländerungen sowie die Visualisierung von lokalen und Inter-Area-Oszillationen zu richten. Mit dem Programm MATLAB war der Algorithmus in eine Form zu bringen, die für zukünftige Anwender verständlich und leicht zu bedienen ist. Das Ziel der Arbeit war die Implementierung des Algorithmus in ein schlankes Software-Tool zur Auswertung von Daten, die von Phasor Measurement Units bereitgestellt werden.

1.3 Umfang der Masterarbeit

Das Kernthema der Masterarbeit ist die Verarbeitung und die Analyse von Messdaten eines elektrischen Übertragungsnetzes. Die vorliegende Abhandlung dient zur Aufarbeitung und Dokumentation der Umsetzung der Ziele und wird in die folgenden Kapitel gegliedert.

Es werden zunächst grundlegende Betrachtungen zur Stabilität von elektrischen Netzen angestellt und damit einhergehende **Störereignisse in elektrischen Netzen** charakterisiert, die aufgrund von sprunghaften Signaländerungen und Oszillationen auftreten.

Für diese Masterarbeit stehen Messdaten aus der Übertragungsnetzebene zur Verfügung, die von **Phasor Measurement Units** bereitgestellt werden. Dazu wird auf die Besonderheiten von PMUs eingegangen und deren Ein- und Ausgangsgrößen sowie die Datenverarbeitung beschrieben.

Im Zuge der Masterarbeit wird ein **Algorithmus zur automatisierten Störungserkennung** entworfen, der im gleichnamigen Kapitel mathematisch beschrieben wird. Zusätzlich wird auf die Aufbereitung der Messdaten und Methoden zur Visualisierung von Oszillationen eingegangen.

Der entworfene Algorithmus wird in weiterer Folge auf die zur Verfügung stehenden Messdaten angewendet und es wird eine Auswahl an **exemplarischen Ergebnissen** gezeigt. Dabei wird zunächst auf detektierte Ereignisse und die Besonderheiten der bildgebenden Oszillationsanalyse eingegangen, um dann Fallbeispiele von Störereignissen zu zeigen und mittels Literaturrecherche aufzuarbeiten.

Im Anschluss an eine **Zusammenfassung** der Ergebnisse werden in den **Schlussfolgerungen** unter anderem Möglichkeiten zur Erweiterung des Algorithmus diskutiert.

2 Störereignisse in elektrischen Netzen

2.1 Stabilität elektrischer Energiesysteme

Zur Untersuchung von Störereignissen ein einem elektrischen Netz werden zunächst grundlegende Betrachtungen der Stabilität elektrischer Energiesysteme angestellt. Aus den Stabilitätsbetrachtungen können in weiterer Folge charakteristische Merkmale der zu analysierenden Störereignisse abgeleitet werden.

Die Auslegung eines Verbundnetzes unter Gewährleistung eines stabilen Betriebs und Maximierung der Wirtschaftlichkeit ist eine äußerst komplexe Aufgabenstellung. Aus wirtschaftlicher Sicht wird stets eine Optimierung dieser Herausforderung angestrebt, da daraus enorme ökonomische Vorteile resultieren können. Aus Sicht der Regelungstechnik ist das elektrische Energiesystem ein multivariabler Prozess sehr hoher Ordnung, der in einer sich ständig ändernden Umgebung arbeitet. Aufgrund der hohen Dimension und Komplexität des Systems ist es unerlässlich, vereinfachende Annahmen zu treffen und die Herausforderungen unter Verwendung des richtigen Detaillierungsgrads zu analysieren. Zu diesem Zweck kann der Sammelbegriff Stabilität in die in Bild 1 ersichtlichen Bereiche gegliedert werden. Diese Bereiche sind jedoch nicht durch eine scharfe Grenze voneinander getrennt, sondern als überlappend zu betrachten. Sie stehen in Wechselwirkung zueinander oder können in Analysen und Simulationen aneinander anknüpfen (z.B. transiente, mittelfristige und langfristige Stabilität). [1]

In erster Linie kann zwischen den physikalischen Größen der Stabilitätsbetrachtung unterschieden werden, nämlich die Winkel-, Frequenz- (mittel und langfristige) und Spannungsstabilität, die in den folgenden Punkten näher betrachtet werden.



Bild 1: Gliederung der Stabilität in Unterkategorien [1]

Die **Winkelstabilität** wird in die transiente Stabilität und die Kleinsignalstabilität unterteilt und befasst sich mit der Aufrechterhaltung des Synchronismus und des Drehmomentausgleichs von Synchronmaschinen im Energiesystem. [1]

Charakteristisch für die transiente Stabilität sind Betrachtungen des Polradwinkels im Zeitbereich unter 10 Sekunden, wie beispielsweise bei einem Kurzschluss im Netz. Dadurch kann ein Verlust des Synchronismus hervorgerufen werden, der sich durch ein aperiodisches Abweichen (engl. aperiodic drift) des Polradwinkels auszeichnet. [2]

Die Kleinsignal-Stabilität befasst sich mit den Drehmomentbelastungen von Synchronmaschinen und wird anhand ihrer Schwingungsfähigkeit weiter unterteilt. Nicht-oszillierende Instabilitäten des Polradwinkels sind auf ein unzureichendes Synchronisierungsmoment zurückzuführen. Oszillierende Instabilitäten des Polradwinkels sind stets mit geringer Dämpfung verbunden und führen erst durch ein Aufschwingen zur Instabilität und dem Verlust des Synchronismus. Kontrolloszillationen werden durch instabile Steuermaßnahmen hervorgerufen. Als Torsionsoszillationen werden verdrillende Schwingungen der Welle zwischen Turbinen und Generatoren bezeichnet. Lokale und Inter-Area-Oszillationen sind Polradschwingungen zwischen einzelnen Generatoren oder Generatorgruppen und werden in Kapitel 2.4 behandelt. [1]

Die **mittel- und langfristige Stabilität** befasst sich mit der Einhaltung des normativ festgelegten Frequenzbandes im Gesamtsystem. Der zeitliche Betrachtungsbereich wird mit einigen Minuten bis zu einer halben Stunde angegeben und die auftretenden dynamischen Vorgänge werden als mittel bis langsam klassifiziert. In diesem Bereich der Stabilitätsbetrachtungen werden Einsatz und Reihenfolge von Erzeugungsreserven geplant, sowie der Aufwand an Primärenergie geregelt (siehe Kapitel 2.2).

Die **Spannungsstabilität** wird anhand des Störungspotentials unterteilt und befasst sich mit der Blindleistungsbilanz im Energiesystem, sowie der damit verbundenen Einhaltung des normativ festgelegten Spannungsbandes (siehe Kapitel 4.3.1). Dieser Zusammenhang zwischen Spannung und Blindleistung wird in Kapitel 2.3 ausgeführt. Unter die Kleinstörungs-Spannungsqualität fallen stationäre Wirkleistungs- und Blindleistungs-Spannungs-Zusammenhänge, sowie die Untersuchung der möglichen Grenzen von Blindleistungseinspeisungen. Mit der Großstörungs-Spannungsqualität werden Schaltvorgänge und ihre direkten Auswirkungen beschrieben. Dazu gehört die Koordination und Steuerung der Schutztechnik und das dynamische Verhalten von Transformatorstufenschaltern und Lasten.

2.2 Frequenzstabilität

Für den ordnungsgemäßen Betrieb von elektrischen Energiesystemen ist eine nahezu konstante Netzfrequenz sicherzustellen. Eine signifikante Abweichung von der Nennfrequenz kann beispielsweise zu hohen Magnetisierungsströmen bei Asynchronmaschinen und Transformatoren führen. Die Netzfrequenz ist von der Wirkleistungsbilanz des Gesamtsystems abhängig. Eine Änderung des Wirkleistungsbedarfs an einem Punkt bewirkt folglich eine Frequenzänderung des gesamten elektrischen Energiesystems und somit eine Drehzahländerung der Generatoren. Um dem entgegenzuwirken müssen sich manche elektrische Energieerzeuger wie Synchronmaschinen an der Aufrechterhaltung der konstanten Drehzahl beteiligen. Dies wird mit Hilfe von Reglern erreicht, die auf eine Frequenzabweichung mit der Veränderung der Energiezufuhr reagieren. Man spricht hierbei von der Primärregelung, oder Wirkleistungs-Frequenzregelung (P-f-Regelung). [1]

Bild 2 zeigt das vereinfachte Schema einer Wirkleistungs-Frequenzregelung und den Zusammenhang zwischen Primärenergie und elektrischer Kreisfrequenz ω_{el}.

<u>Stationärer Zustand:</u> Im stationären Zustand entspricht die mechanische Rotordrehzahl ω_m der Nenndrehzahl ω_n und das elektrische Drehmoment T_{el} dem entgegenwirkenden mechanischen Drehmoment T_m. Die elektrische Kreisfrequenz ω_{el} ist proportional der Rotordrehzahl und beträgt ebenfalls dessen Nennwert.

<u>Dynamisches Verhalten</u>: Eine Veränderung der elektrischen Wirkleistung P_L bewirkt eine sofortige Änderung des elektrischen Drehmoments am Generator (Formel 1). Dadurch entsteht eine Differenz zwischen dem elektrischen und mechanischen Drehmoment und resultiert in einer Beschleunigung bzw. Verlangsamung der Rotordrehzahl. Die Drehzahldifferenz $\Delta \omega$ dient als Eingangssignal des Reglers, welcher die Primärenergiezufuhr steuert. Die Primärenergiezufuhr ist proportional dem mechanischen Drehmoment und wird angepasst, bis sich das mechanische und elektrische Drehmoment aufheben und somit die Rotordrehzahl erneut der Nenndrehzahl entspricht. Zu diesem Zeitpunkt ist $\Delta \omega = 0$ und die elektrische Kreisfrequenz ist auf dessen Nennwert zurückgekehrt.

$$P_L = \omega_{el} * T_{el} \tag{1}$$



Bild 2: Schema eines Wirkleistungs-Frequenz Regelkreises [1]

2.3 Spannungsstabilität

Versorgungs-, Übertragungs- und Verbraucheranlagen sind für den Betrieb in einem definierten Spannungsband vorgesehen (siehe Kapitel 4.3.1). Weicht die Spannung vom Band ab, dann kann das negative Auswirkungen auf das Betriebsverhalten haben oder zu Schäden an Betriebsmitteln führen. [1]

Die Komplexität der Einhaltung des Spannungsbands ist u.a. auf die große Anzahl an Verbrauchern zurückzuführen, denen eine große Anzahl an Erzeugern gegenübersteht. Da Lasten und Netzgegebenheiten im Betrieb von Energiesystemen variieren, muss die Blindleistung/Spannung ebenfalls angepasst werden. Aufgrund der Tatsache, dass Blindleistung nicht über weite Strecken übertragen werden kann und zu Übertragungsverlusten führt, wird sie durch eine Vielzahl an dezentralen Betriebsmitteln angepasst. Dies steht im Kontrast zur Wirkleistungs-Frequenzregelung, welche von der Leistungsbilanz des Gesamtsystems abhängt. [1]

Die örtliche Abhängigkeit der Spannung und der Zusammenhang mit der übertragenen Wirk- und Blindleistung wird mit Hilfe von Bild 3 gezeigt. Zu sehen ist das normierte Spannungs-Wirkleistungsdiagramm für unterschiedliche Leistungsfaktoren ($\cos(\phi)$ siehe Formel 2) einer 300 km langen Freileitung. Die Freileitung wird als verlustlos angenommen, erstreckt sich von Punkt 1 bis 2 und dient zur Übertragung der Wirk- und Blindleistung P₂ und Q₂. Für diese Betrachtung beträgt die Spannung U_{P1} an Punkt 1 konstant 1 p.u. und ist gleichzeitig Nennspannung der Leitung. Die übertragene Wirkleistung P₂ wird im Diagramm auf die natürliche Leistung S_n der Leitung (siehe Formel 3) normiert. Die Spannung U_{P2} ist im unbelasteten Fall aufgrund des Ferranti-Effekts um 8,1% höher als U_{P1}, worauf in dieser Arbeit jedoch nicht weiter eingegangen wird.

Werden in Bild 3 die Kurven der unterschiedlichen Leistungsfaktoren verglichen, dann ist für steigenden induktiven Blindleistungsbezug ($\cos(\varphi)$ ind.) eine Verringerung der Spannung entlang der Übertragungsleitung zu beobachten. Für kapazitiven Blindleistungsbezug ($\cos(\varphi)$ kap.) stellt sich der gegenteilige Effekt ein. Eine Spannungsregelung mittels Blindleistungsregelung ist daraus abzuleiten.

Bei Betrachtung einer einzelnen Kurve ist die Verringerung der Spannung U_{P2} für steigenden Wirkleistungsbezug zu erkennen. Die natürliche Grenze der Wirkleistungsübertragung ist am Wendepunkt der Kurve erreicht. Prinzipiell sind für jede Leistung zwei Arbeitspunkte (vertikale Schnittpunkte) zu erkennen, wobei im Normalfall nur der obere praxisrelevant ist. Der Betrieb im unteren Arbeitspunkt ist mit weiteren Herausforderungen für die Stabilität verbunden und weist einen höheren Strom und damit einhergehende Übertragungsverluste auf.

Im Arbeitspunkt A ist der Leistungsfaktor gleich 1 und die übertragene Leistung entspricht der natürlichen Leistung der Leitung. Für diesen Spezialfall entspricht die Spannung an Punkt 1 jener an Punkt 2.

Folgende Faktoren werden laut [1] mit direkter Auswirkung auf die Blindleistungsregelung angegeben:

- Leitungsparameter
- Schaltzustand und Ausdehnung des Netzes
- Q/U Regelgrenzen der Generatoren
- Lastcharakteristik
- Blindleistungskompensationsanlagen
- Wirkung von Spannungsregeleinrichtungen (z.B. Transformatorstufenschalter)

$$\cos\varphi = \frac{P}{S} = \frac{P_2}{\sqrt{P_2^2 + Q_2^2}}$$
 (2)

$$S_n = \frac{U_{\rm P1}^2}{Z_W} \tag{3}$$





Bild 3: Spannungs-Wirkleistungsdiagramm einer Übertragungsleitung in Abhängigkeit des Leistungsfaktors [1]

2.4 Lokale und Inter-Area-Oszillationen

Oszillierende Drehmomentbelastungen von Synchronmaschinen können zum Verlust des Synchronismus, also zu Instabilitäten des elektrischen Energienetzes führen. Anhand der räumlichen Ausbreitung der Oszillationen kann zwischen lokalen und Inter-Area-Oszillationen unterschieden werden.

Lokale Oszillationen betreffen einen kleinen Teil des Gesamtsystems und sind Oszillationen des Rotorwinkels mit einer typischen Frequenz zwischen 0,7 und 2 Hz. Sie können zwischen benachbarten Generatoren innerhalb eines Kraftwerks ("local plant mode oscillations") oder auch zwischen benachbarten Kraftwerken ("interplant mode oscillations") auftreten. Eine Analyse dieser lokalen Kleinsignal-Winkelstabilität erfordert eine detaillierte Darstellung des betroffenen Netzbereichs. Der restliche Netzbereich muss keinen hohen Detaillierungsgrad aufweisen und kann durch einfache Modelle und Systemäquivalente dargestellt werden. [1]

Inter-Area-Oszillationen sind Wechselwirkungen zwischen einer großen Anzahl von Generatoren eines Gebiets und eines anderen Gebiets. Die Analyse erfordert eine einheitliche detaillierte Darstellung von Erregersystemen und Lastmodellen über das gesamte System hinweg. In großen Verbundnetzen gibt es in der Regel zwei verschiedene Formen von Inter-Area-Oszillationen mit unterschiedlichem Frequenzbereich. Bei der ersten Form sind alle Generatoren des Systems beteiligt, wobei das Gesamtsystem in zwei Teile aufgeteilt ist, die miteinander in Wechselwirkung stehen. Typischerweise befinden sich diese Oszillationen in einem Frequenzbereich von 0,1 bis 0,3 Hz. Bei der zweiten Form schwingen Untergruppen von Generatoren gegeneinander. Der Frequenzbereich liegt im Vergleich etwas höher zwischen 0,4 und 0,7 Hz. [1]

Eine Vielzahl von Parametern nimmt auf die Kleinsignal-Winkelstabilität Einfluss und bestimmt sowohl Frequenz als auch Dämpfung dieser Oszillationen. Die folgenden Absätze zeigen Beispiele dieser Einflussgrößen und ihrer Auswirkung, sowie Maßnahmen zur gezielten Erhöhung der Schwingungsdämpfung.

Mit Hilfe von Power System Stabilizern (PSS) ist die gezielte Regelung der Erregung von Synchronmaschinen zur Verbesserung der Kleinsignal-Winkelstabilität eines elektrischen Energiesystems möglich. Formel 4 zeigt den vereinfachten stationären Zusammenhang zwischen der Erregerspannung einer Synchronmaschine (E) und dem elektrischen Drehmoment (T_{el}). Durch geeignete Modulation der Erregerspannung kann eine Komponente des Drehmoments erzeugt werden, die Oszillationen des Rotors entgegenwirkt bzw. die Dämpfung der Oszillationen erhöht. Zur Erkennung der Oszillationen und Modulation der Erregerspannung benötigt der PSS entweder die mechanische Rotordrehzahl, die elektrische Frequenz oder die elektrische Leistung bzw. mehrere dieser Größen. [1]

$$T_{el} = \frac{P_L}{\omega_{el}}, \qquad P_L = \frac{E * U_s}{X_d} \sin(\vartheta)$$
(4)

8

Einrichtungen die im Standard-Anwendungsfall zur Spannungsregelung dienen, können ebenfalls zur Verbesserung der Kleinsignal-Stabilität beitragen. Ein Beispiel dafür ist der Static VAR Compensator (SVC). Die Wirksamkeit der SVCs in Hinsicht auf die Dämpfung von Oszillationen hängt davon ab, wo sie sich im Netz befinden und welche Eingangssignale sie verwenden. Eine Verbesserung der Wirksamkeit kann durch die Implementierung zusätzlicher Regler erzielt werden. [1]

Werden zwei Netzbereiche mit einer Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) miteinander verbunden, dann treten zwischen ihnen keine Oszillationen und damit verbundene Instabilitäten auf. Wird eine HGÜ jedoch parallel zu einer bestehenden AC Verbindung ergänzt, so kann das Auswirkungen auf die Frequenz und die Dämpfung der Oszillation haben, sichert jedoch nicht zwangsläufig eine Verbesserung der Stabilität. [3]

Geschwindigkeits- bzw. Frequenzregelungssysteme von Generatoren haben im Normalfall keine nennenswerten Auswirkungen auf Inter-Area-Oszillationen, können jedoch bei ungünstiger Einstellung die Dämpfung leicht verringern. In Extremsituationen kann dies die entscheidende Rolle für die Stabilität spielen. Wenn keine anderen Mittel zur Verstärkung der Dämpfung zur Verfügung stehen, dann kann eine Anpassung der Einstellungen oder eine Blockierung der Regler Abhilfe schaffen. [1] [4]

Die Interpretation der Oszillationen gestaltet sich vor allem für ausgedehnte Systeme als große Herausforderung. Wenn beispielsweise die Frequenzen mehrerer Oszillationen nahe beieinanderliegen, kann dies zu Resonanzerscheinungen führen. Vor allem in zeitbasierten Analyseverfahren können diese Interaktionen zu fehlerhaften Schlussfolgerungen über die Beherrschbarkeit der beobachteten Schwingungen führen. Weitere bewährte Analyseverfahren, die das System aufgrund von Eigenvektoren, Beteiligungsfaktoren und Residuen bewerten, können ebenfalls irreführend sein, wenn die Eigenwerte des Systems nahe beieinanderliegen. In solchen Fällen sind die Eigenvektoren nicht mehr eindeutig und verlieren ihre physikalische Bedeutung. Mit Hilfe des Frequenzgangs kann dieses Phänomen von Resonanzfällen unterschieden werden. [5]

2.5 Kurzschlüsse und Spannungseinbrüche in elektrischen Energiesystemen

2.5.1 Fehler im niederohmig geerdeten Netz

2.5.1.1 Einpoliger Fehler

Bei einem einpoligen Fehler tritt ein niederohmiger Kontakt zwischen den spannungsführenden Anlageteilen einer Phase und dem Erdpotential auf. Typische Beispiele hierfür sind die Berührung eines Baumes mit dem Leiterseil einer Freileitung oder ein Isolationsfehler eines Energiekabels. In der Übertragungsnetzebene tritt der einpolige Fehler am häufigsten auf und kann meist mit Hilfe der automatischen Wieder-Einschaltung (AWE) behoben werden [6]. Bild 4 zeigt ein vereinfachtes Schaltbild und die zugehörigen Zeigerdiagramme für den einpoligen Fehler der Phase L1 unmittelbar am Fehlerort, sowie zwischen Fehler- und Einspeiseort. Am Fehlerort bricht die Spannung der fehlerbehafteten Phase \underline{U}_{L1} zusammen (Bild 4, rechts). Die Phasenspannungen der beiden Phasen ohne Erdkontakt \underline{U}_{L2} und \underline{U}_{L3} bleiben voll erhalten. Der Kurzschlussstrom der fehlerbehafteten Phase \underline{I}_{L1} entspricht jenem des um 180 Grad phasenverschobenen Erdstromes $\underline{I}_{E.}$ Je weiter sich der Betrachtungspunkt vom Fehlerort in Richtung einspeisender Netzelemente entfernt, desto näher kehrt die Spannung der fehlerbehafteten Phase \underline{U}_{L1} auf dessen Nennwert zurück (Bild 4, links). Der Verlauf des Spannungsabfalls zwischen Einspeise- und Fehlerort wird durch die Impedanz der Leitung bestimmt. Nimmt man das Netz als ideale Spannungsquelle oder eine unendlich weite Entfernung zum Fehlerort an, dann ist kein Spannungseinbruch am Einspeiseort zu erkennen.



Bild 4: Zeigerdiagramme für einen einpoligen Fehler im starr geerdeten Netz, zwischen Einspeise- und Fehlerort (links), am Fehlerort (rechts) [7]

2.5.1.2 Zweipoliger Fehler

Bei zweipoligen Fehlern wird zwischen jenen mit und jenen ohne Erdberührung unterschieden. Zweipolige Fehler treten in der Übertragungsnetzebene wesentlich seltener als einpolige auf. Obwohl ein zweipoliger Fehler mit Erdberührung aus zwei unabhängigen einpoligen Fehlern an voneinander entfernten Orten entstehen kann, ist in Netzen mit niederohmiger Sternpunktbehandlung stets vom selben Fehlerort und derselben Fehlerursache auszugehen. Beispiele für zweipolige Fehler ohne Erdberührung sind ein Lichtbogen zwischen zwei Leiterseilen aufgrund einer atmosphärischen Entladung oder eine Berührung von Leiterseilen aufgrund von Seilschwingen, das durch starken Wind verursacht werden kann. Zweipoligen Fehlern mit Erdberührung geht meist ein einpoliger Fehler voraus. So kann es in der Verteilnetzebene beispielsweise bei Grabungsarbeiten mit Baumaschinen auftreten, dass hintereinander die Kabelverbindungen von zwei Phasen beschädigt werden und ein zweipoliger Fehler mit Erdberührung entsteht.

Bild 5 zeigt ein vereinfachtes Schaltbild und die zugehörigen Zeigerdiagramme für den zweipoligen Fehler ohne Erdberührung der Phasen L2 und L3 unmittelbar am Fehlerort, sowie zwischen Fehler- und Einspeiseort. Am Fehlerort sind die Spannungen der fehlerbehafteten Phasen U_{L2} und U_{L3} gleich und um 180 Grad phasenverschoben zur gesunden Phase U_{L1} . Die geometrische Addition der Spannungen aller Phasen ergibt Null. Die Ströme der fehlerbehafteten Phasen I_{L2} und I_{L3} sind gleich groß und um 180 Grad phasenverschoben (siehe Bild 5, links). Je weiter sich der Betrachtungspunkt vom Fehlerort in Richtung einspeisender Netzelemente entfernt, desto größer wird der Winkel zwischen den fehlerbehafteten Phasen und umso näher kehren sie auf dessen Nennwert zurück (Bild 5, links). Für ein symmetrisches Netz gilt im zweipoligen Fehlerfall ohne Erdberührung, dass die geometrische Addition der drei Phasenspannungen an jedem Punkt zwischen Einspeise- und Fehlerort Null ergibt.



Bild 5: Zeigerdiagramme für einen zweipoligen Fehler ohne Erdberührung im starr geerdeten Netz, zwischen Einspeise- und Fehlerort (links), am Fehlerort (rechts) [7]

Bild 6 zeigt ein vereinfachtes Schaltbild und die zugehörigen Zeigerdiagramme für den zweipoligen Fehler mit Erdberührung der Phasen L2 und L3 unmittelbar am Fehlerort, sowie zwischen Fehler- und Einspeiseort. Am Fehlerort verringern sich die Spannungen der fehlerbehafteten Phasen \underline{U}_{L2} und \underline{U}_{L3} . Die geometrische Addition der Spannungen aller Phasen ergibt Null. Der Stromfluss durch Erde ergibt sich aus der geometrischen Addition der Ströme \underline{I}_{L2} und \underline{I}_{L3} (siehe Bild 6, links). Je weiter sich der Betrachtungspunkt vom Fehlerort in Richtung einspeisender Netzelemente entfernt, desto näher kehren die Spannungen der fehlerbehafteten Phasen auf dessen Nennwert zurück (Bild 6, links). Anders als beim zweipoligen Fehler ohne Erdberührung ergibt die geometrische Addition der drei Phasenspannungen für den Fehler mit Erdberührung nicht Null.



Bild 6: Zeigerdiagramme für einen zweipoligen Fehler mit Erdberührung im starr geerdeten Netz, zwischen Einspeise- und Fehlerort (links), am Fehlerort (rechts) [7]

2.5.1.3 Dreipoliger Fehler

Bei einem dreipoligen Fehler sind, im hier betrachteten symmetrischen Fall, alle drei Phasen gleichermaßen beteiligt. Dreipolige Fehler werden i.d.R. durch Schalthandlungen verursacht und sind nur im Ausnahmefall auf Isolationsversagen zurückzuführen. Ein typisches Beispiel hierfür ist das 3-polige Einschalten eines Erdungsschalters in einem System, das sich in Betrieb befindet.

Bild 7 zeigt ein vereinfachtes Schaltbild und die zugehörigen Zeigerdiagramme für den symmetrischen dreipoligen Fehler unmittelbar am Fehlerort, sowie zwischen Fehler- und Einspeiseort. Am Fehlerort brechen die Spannungen der drei Phasen zusammen. Die Kurzschlussströme weisen die gleiche Amplitude auf und sind um jeweils 120 Grad phasenverschoben, sodass kein Stromfluss über Erde auftritt (siehe Bild 7, rechts). Je weiter sich der Betrachtungspunkt vom Fehlerort in Richtung einspeisender Netzelemente entfernt, desto näher kehren die Spannungen auf dessen Wert am Einspeisepunkt zurück (siehe Bild 7, links).



Bild 7: Zeigerdiagramme für einen symmetrischen dreipoligen Fehler im starr geerdeten Netz, zwischen Einspeise- und Fehlerort (links), am Fehlerort (rechts) [7]

Die Fehlerimpedanzen der drei Phasen setzen sich aus den Impedanzen der Übertragungsnetzelemente und jenen am Fehlerort zusammen. Wenn ein dreipoliger Fehler mit Erdberührung auftritt und sich die Fehlerimpedanzen der Phasen unterscheiden, dann besteht keine Symmetrie der Fehlerströme. In diesem Fall heben sie sich am Fehlerort nicht gegenseitig auf und es kommt zu einem Stromfluss über Erde.

2.5.2 Symmetrische Komponenten im Fehlerfall

Die in Kapitel 3.1 definierten symmetrischen Komponenten weisen die gleiche Information wie die Phasoren auf, aus denen sie gebildet werden. Folglich können Fehler in elektrischen Energiesystemen auch anhand der symmetrischen Komponenten detektiert werden. Dabei enthält das Verhalten der betroffenen Systeme Informationen auf die Fehlerart. Grundsätzlich lassen sich die Fehler in symmetrische und unsymmetrische unterteilen. Bei symmetrischen Fehlern sind alle drei Phasen des Drehstromsystems betroffen, weshalb für ihre Berechnung nur das Mitsystem der symmetrischen Komponenten erforderlich ist. Für unsymmetrische Fehler muss zusätzlich das Gegensystem und, mit Ausnahme des zweipoligen Kurzschlusses ohne Erdberührung, auch das Nullsystem miteinbezogen werden. [8]

Tabelle 1 zeigt die Fehlerbedingungen der Phasoren und der symmetrischen Komponenten für unterschiedliche Fehlerarten, sowie die zugehörigen Schaltbilder, die sich aus den Fehlerbedingungen ergeben. Die darin angegebenen Fehlerfälle entsprechen jenen aus Kapitel 2.5.1.

Die Grundvoraussetzung dieser Betrachtung liegt in der Symmetrie aller Betriebsmittel, sodass die symmetrischen Komponenten voneinander entkoppelt sind und sich unterschiedliche physikalische Größen ausschließlich innerhalb der gleichen Systemkomponente beeinflussen. Beispielsweise beeinflusst der Strom im Mitsystem ausschließlich die Spannung im Mitsystem. Für jeden Fehler können Bedingungen bzw. Gleichungen für die Phasoren der Ströme und Spannungen am Fehlerort aufgestellt werden. Diese Fehlerbedingungen der Phasoren werden in symmetrische Komponenten transformiert und die Unbekannten werden eliminiert, sodass sich die Fehlerbedingungen der symmetrischen Komponenten ergeben. Die Schaltbilder der symmetrischen Komponenten an der Fehlerstelle leiten sich aus den Fehlerbedingungen ab. Aus den Schaltbildern ist ersichtlich, dass die Systeme für symmetrische Fehler entkoppelt bleiben, während sie für unsymmetrische Fehler miteinander verschaltet werden. Nach diesem Prinzip können im Fehlerfall alle Spannungen und Ströme der einzelnen Systeme ermittelt werden. In weiterer Folge erlaubt die Analyse der symmetrischen Komponenten Rückschlüsse auf die Fehlerart. [8]

Fehlerart	Fehlerbedingungen Phasoren	Fehlerbedingungen symmetrischer Komponenten	Schaltbilder der symmetrischen Komponenten
ohne	$ \underbrace{I_{L1}}_{I_{L2}} = 0 \underbrace{I_{L2}}_{I_{L3}} = 0 $	$ \underline{I_1} = 0 \underline{I_2} = 0 \underline{I_0} = 0 $	$1 \qquad \underbrace{\begin{matrix} l_1 \\ \downarrow \\ $
1-polig L1-E	$\frac{\underline{U}_{L1}}{\underline{I}_{L2}} = 0$ $\underline{I}_{L3} = 0$	$\underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_0 = 0$ $\underline{I}_1 = \underline{I}_0$ $\underline{I}_2 = \underline{I}_0$	$1 \downarrow U_{1}$ $2 \downarrow U_{2}$ $0 \downarrow U_{0}$
2-polig L2-L3	$\underline{I}_{L1} = 0$ $\underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3} = 0$ $\underline{U}_{L2} - \underline{U}_{L3} = 0$	$\underline{I_1} + \underline{I_2} = 0$ $\underline{I_0} = 0$ $\underline{U_1} = \underline{U_2}$	$1 \downarrow \underline{U}_{1}$ $2 \downarrow \underline{U}_{2}$ $0 \downarrow \underline{U}_{0}$
2-polig L2-L3-E	$\begin{array}{l} \underline{I}_{L1} = 0\\ \underline{U}_{L2} = 0\\ \underline{U}_{L3} = 0 \end{array}$	$\underline{I_1} + \underline{I_2} + \underline{I_0} = 0$ $\underline{U_1} = \underline{U_0}$ $\underline{U_2} = \underline{U_0}$	$1 \underbrace{\underline{U}_{1}}_{2}$ $2 \underbrace{\underline{U}_{2}}_{0}$ $0 \underbrace{\underline{U}_{0}}_{0}$
3-polig L1-L2-L3-E	$U_{L1} = 0$ $U_{L2} = 0$ $U_{L3} = 0$ $I_{L1} + I_{L2} + I_{L3} = 0$	$\frac{U_1}{U_2} = 0$ $\frac{U_2}{U_0} = 0$ $\frac{U_0}{I_0} = 0 *$	$1 \qquad \qquad \boxed{\underbrace{U_1}} \\ 2 \qquad \qquad \boxed{\underbrace{U_2}} \\ 0 \qquad \qquad \boxed{\underbrace{U_2}} \\ 0 \qquad \qquad \boxed{\underbrace{U_0}} \\ \end{array}$

Tabelle 1: Fehlerbedingungen für Phasoren und symmetrische Komponenten, sowie Schaltbilder [8]

^{*} gilt nur für den symmetrischen Fehlerfall

3 Phasor Measurement Unit

3.1 Definition des Phasors und der symmetrischen Komponenten

Als Phasor beschrieb schon Charles Proteus Steinmetz (1893) eine mathematische Abbildung von sinusförmigen Signalen, die mit Hilfe ihres Effektivwertes und ihrer Phasenlage beschrieben werden können [9]. Formeln 5 bis 7 zeigen den mathematischen Zusammenhang zwischen einer sinusförmigen Wechselspannung u_(t) im Zeitbereich und dessen komplexen Phasor <u>U</u>.

Sinusförmige Wechselspannung:

$$u_{(t)} = \hat{U} * \cos(\omega t + \varphi_0) \tag{5}$$

Spannungsphasor in Polar- und Exponentialform:

$$\underline{U} = \frac{\widehat{U}}{\sqrt{2}} * \left(\cos\varphi_0 + j\sin\varphi_0\right) = \frac{\widehat{U}}{\sqrt{2}} * e^{j\varphi_0}$$
(6)

Zusammenhang zwischen sinusförmiger Wechselspannung und Spannungsphasor:

$$u_{(t)} = \operatorname{Real}\left[\sqrt{2}\underline{U}e^{j2\pi ft}\right] \tag{7}$$

Zur Beschreibung des Betriebszustandes elektrischer Energiesysteme wird üblicherweise auf die beschriebenen Phasoren zurückgegriffen. Bei einem symmetrischen dreiphasigen Drehstromsystem besitzen die drei Phasoren die gleiche Zeigerlänge und stehen in einem Winkel von 120 Grad zueinander. Die Beschreibung des Gesamtsystems ist mit Hilfe der Informationen einer Phase möglich. Ist die Symmetrie des Drehstromsystems nicht gegeben, dann muss jeder Phasor durch ein separates Gleichungssystem beschrieben werden, was eine höhere Komplexität des Gesamtsystems mit sich bringt. Abhilfe schafft dabei die mathematische Transformation in die symmetrischen Komponenten.

Die symmetrischen Komponenten werden zur Entkopplung der Phasoren von Drehstromsystemen eingesetzt und bestehen aus drei Komponenten, die wiederum Phasoren sind. Die Transformation in symmetrische Komponenten erfolgt durch eine Symmetrierungsmatrix (Formel 8), mit der Drehstromgrößen durch drei voneinander unabhängige Komponenten beschrieben werden können. Diese drei Komponenten werden als Mitkomponente (Index 1), Gegenkomponente (Index 2) und Nullkomponente (Index 0) bezeichnet. Formel 9 zeigt exemplarisch die Transformation einer dreiphasigen Spannung \underline{U} in die symmetrischen Komponenten. [8]

Symmetrierungsmatrix:

$$\underline{S} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a^2} & \underline{a} \end{pmatrix}$$
(8)

Mit- (Index 1), Gegen- (Index 2) und Nullkomponente (Index 0) einer dreiphasigen Spannung U:

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_1\\ \underline{U}_2\\ \underline{U}_0 \end{pmatrix} = \underline{S} * \underline{U} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1\\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2\\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{pmatrix} * \begin{pmatrix} \underline{U}_{L1}\\ \underline{U}_{L2}\\ \underline{U}_{L3} \end{pmatrix}$$
(9)

3.2 Geschichte von PMUs

Zur Überwachung von elektrischen Energienetzen wurden traditionell analoge Messgeräte eingesetzt, die skalare Informationen wie die Leistung oder Effektivwerte von Wechselgrößen abbildeten. Mit zunehmender Digitalisierung wurde die Implementierung komplexerer Messungen ermöglicht, wodurch die analoge Messtechnik in den Hintergrund rückte. Zudem stieg der Bedarf, elektrische Netze näher an ihrer Auslastungsgrenze zu betreiben, wodurch die Bedeutung dynamischer Netzvorgänge ebenfalls zunahm. Zur Bewältigung der damit verbundenen Herausforderungen hat sich herausgestellt, dass das Wissen um die Phasoren essentiell zur Bewertung der Stabilität des Gesamtsystems ist. Diese Erkenntnis legte den Grundstein der Entwicklung einer "Phasor Measurement Unit" (PMU). [10]

Das Konzept der Phasoren und der symmetrischen Komponenten wurde in der Schutztechnik in den 1980er Jahren eingeführt. In dieser Zeit erfolgte die Erfindung des "Distanz Relais für Symmetrische Komponenten" (Symmetrical Component Distance Relay, SCDR) zum Schutz von Freileitungen in der Übertragungsnetzebene. Der Vorteil des SCDR bestand in der Möglichkeit zur Bestimmung des Fehlerorts mit sehr wenig Rechenleistung. Bald darauf wurde erkannt, dass die Bestimmung der Mitkomponente von Spannungen und Strömen mit einer hohen Genauigkeit und schnellen Messreaktionszeit für andere Anwendungen ebenfalls von Bedeutung ist, vorausgesetzt es gelang eine zeitsynchrone Bestimmung im gesamten Netz. Diese Herausforderung konnte mit der damals neuen Technologie "Global Positioning System" (GPS) realisiert werden. Das führte im Jahr 1988 zur Entwicklung der ersten PMU-Prototypen, die mit analogen Eingängen, dem PMU-Prozessor, einem Display zur Visualisierung der Phasoren und einem eigenständigen Gerät zur Ermittlung der Zeit via GPS ausgestattet waren. Die PMUs wurden sukzessiv weiterentwickelt und bald darauf in großer Anzahl für den Einsatz in der Übertragungsnetzebene hergestellt. Parallel dazu startete das IEEE einen Standardisierungsprozess, der 1995 zur erstmaligen Veröffentlichung eines PMU-Standards führte. Dieser Standard wurde nach zahlreichen Überarbeitungen zur derzeit gültigen Version (IEC/IEEE 60255-118 [12]), die 2018 erschien. Ein Überblick zum Inhalt dieses sowie weiterer PMU Standards folgt im Kapitel 3.8. [10, 11]

Heutzutage zählt die flächendeckende Bestimmung zeitsynchroner Effektivwerte und Winkel von Spannungen und Strömen zu den grundlegenden Mitteln zur Bewertung des Netzzustandes. Ein Beispiel hierfür ist die Abbildung des Spannungsprofils, welches über ein gesamtes Netz gemessen und zentral in Leitstellen ausgewertet wird. In modernen Umspannwerken bieten viele elektronische Geräte Funktionen an, die auf den PMU Standard zurückzuführen sind. [10]

3.3 Funktionsweise von PMUs

Der Phasor ist laut den Formeln 5 bis 7 an ein Bezugssystem gebunden (φ_0), weshalb sich ein Vergleich von mehreren Phasoren nur dann als sinnvoll erweist, wenn vom selben Bezugssystem ausgegangen wird. Dieses Konzept wird mit Hilfe der PMU und des damit erzeugten Synchrophasors realisiert. Dabei werden die Phasoren mit Hilfe einer einheitlichen Referenzzeit berechnet, die i.d.R. durch Satelliten bereitgestellt wird (GPS). Die gemeinsame Referenzzeit ermöglicht es, Phasoren von Messpunkten miteinander in Verbindung zu setzen, die beliebig weit voneinander entfernt sind. [10]

Eine PMU kann durch die folgenden Funktionen charakterisiert werden:

- Erfassung und Filtern von analogen Eingangssignalen
- Digitalisierung und Verarbeitung der Messdaten
- Zeitsynchronisation
- Kommunikation zur Verteilung der PMU-Daten

Bild 8 zeigt das Symbolschaltbild einer PMU, welches sich nach den zuvor beschriebenen Funktionen in Module unterteilen lässt.



Bild 8: Symbolschaltbild einer PMU mit Modulunterteilung [10]

Die Datenerfassung der analogen Eingangssignale geschieht durch ein Modul zur Signalaufbereitung und einen Analog-Digital (A/D) Konverter. Die Signalaufbereitung passiert mit Hilfe eines Anti-Aliasing Filters, welcher das Frequenzband der Messsignale vor dem A/D Konverter begrenzt. Die Grenzfrequenz des Filters hängt von der Aufgabe der PMU ab. Standardanwendungen von PMUs bewegen sich im Bereich der Nennfrequenz des Netzes, für Spezialanwendungen können jedoch auch höhere Frequenzen von Interesse sein. Der Filter soll bei der Bestimmung des Phasors zu keinen Verfälschungen oder Verzögerungen führen. Phasenverschiebung und Dämpfung können sich direkt auf das Messergebnis auswirken, während Verzögerungen die Synchronisierung und die Latenzzeit beeinflussen können. [10]

Der A/D Konverter erzeugt anhand von Messalgorithmen das digitale Signal, wobei die Melderate wiederum vom Frequenzgang des Anti-Aliasing Filters abhängt (siehe Kapitel 3.8). Ein wichtiges Merkmal dieses Moduls ist die Zeit, die benötigt wird, um das analoge Signal in das digitale umzuwandeln und dem Rechner zur Verfügung zu stellen. Diese wirkt sich auf die Latenzzeit aus und muss für eine korrekte Synchronisierung kompensiert werden. [10]

Die Zeitsynchronisation ist die Basis für die Messung des Synchrophasors und unterscheidet die PMU von einem konventionellen Messgerät. Der integrierte Empfänger ermöglicht die Abfrage einer genauen Zeitquelle, die einheitlich im gesamten System verwendet wird und zur Synchronisation der Zeiten der lokalen Messsysteme dient. Die PMU-Norm gibt "Coordinated Universal Time" (UTC) als einheitliche Zeitzone vor [12]. Darüber hinaus wird die Zeit ebenfalls an die Datenverarbeitung weitergegeben, damit die Messdaten den exakten Messzeiten zugeordnet werden können. Die lokale Zeiteinheit steht für alle verwendeten Zeiten in der Architektur der PMU, die mit Hilfe des Empfängers synchronisiert werden müssen. [10]

In der Datenverarbeitung werden die Synchrophasoren, Frequenz und Frequenzänderung erfasst und der korrekten Zeit zugeordnet. Die Rechenleistung einer PMU ist von der Anzahl an Eingangssignalen abhängig, die in Echtzeit simultan verarbeitet werden. Die dafür benötigte Hardware kann von standardmäßigen Allzweckprozessoren bis hin zu Spezialchipsätzen reichen, wie Grafikkarten (GPUs) oder anwendungsspezifische integrierte Schaltkreise (ASICs). Feldprogrammierbare Gate Arrays (FPGAs) kommen ebenfalls zum Einsatz, da diese eine hohe Datenverarbeitungsrate bei paralleler Prozessausführung aufweisen. [13, 10]

Moderne PMUs sind "smarte" Geräte und müssen die damit einhergehenden Kommunikationsanforderungen erfüllen. Das bedeutet, dass das Kommunikationsmodul die Nutzung moderner Kommunikationstechnologien bei möglichst niedriger Latenzzeit und hohen Abfrageraten unterstützen muss. [10]

3.4 Berechnung der Ausgangsgrößen und Filtermaßnahmen

Eine PMU stellt den Synchrophasor in Form von zeitdiskreten Abtastwerten mit einer Melderate bereit, die in den meisten Fällen wesentlich geringer als die Nennfrequenz des Netzes ist (z.B. 10 Abtastwerte pro Sekunde für ein 50-Hz-Netz). Aufgrund des in der TOR definierten Frequenzbands eines 50-Hz-Netzes von 47,5 bis 51,5 Hz (siehe Kapitel 4.3.2) reicht eine Melderate von fünf Abtastwerten pro Sekunde für die eindeutige Bestimmung der Synchrophasoren aus, ohne dass dabei Aliasing auftritt. Die Grundvoraussetzung dafür ist der stationäre Betrieb des Netzes innerhalb des Frequenzbandes. [12]

Die tatsächlichen Abtastraten einer PMU, die zur internen Berechnung des Synchrophasors benötigt werden, sind meist um ein Vielfaches höher. Zur Erfüllung des Abtasttheorems und zur Vermeidung von Aliasing muss ein 50-Hz-Signal grundsätzlich mit mindestens 100 Abtastwerten pro Sekunde ermittelt werden. Eine gängige interne Abtastrate sind beispielsweise 16 Abtastwerte pro Periode, bzw. 800 Abtastwerte pro Sekunde für eine Nennfrequenz von 50 Hz. Abhängig vom Anwendungsfall können die intern ermittelten Synchrophasoren auf die gewählte Melderate F_s heruntergerechnet bzw. dezimiert werden. Der Dezimierungsprozess wird anhand von PMU-Klassen unterschieden und in diesem Kapitel näher beschrieben. [12]

Bild 9 zeigt das normativ festgelegte Modell zur Signalverarbeitung einer PMU. Die Eingangssignale bestehen aus den Abtastwerten der drei Phasenspannungen eines Drehstromsystems, die von drei Recheneinheiten in die Synchrophasoren umgewandelt werden. Mit Hilfe der Transformationsmatrix (siehe Kapitel 3.1) wird aus den Synchrophasoren die Komponente des Mitsystems berechnet. Da sich der Phasenwinkel des Mitsystems relativ zur Differenz zwischen der tatsächlichen Frequenz und der Nennfrequenz ändert, wird die Frequenz anhand dessen zeitlicher Ableitung ermittelt. Die Frequenzänderung berechnet sich nach dem gleichen Schema aus der zeitlichen Ableitung der Frequenz.



Bild 9: Signalverarbeitungsmodell einer PMU mit Dezimierer [12]

Formel 10 bis 12 zeigen die zeitdiskrete mathematische Definition der zuvor beschriebenen Rechenoperationen (siehe Bild 9).

Formel 10 zeigt die Berechnung des Synchrophasors X für ein beispielhaftes Eingangssignal x. Dabei stellt die Zeitdifferenz Δt das PMU-interne Abtintervall dar und ist das zeitdiskrete Pendant zu dt im zeitkontinuierlichen Bereich. ω_0 ist die elektrische Nennkreisfrequenz des Netzes. Die Funktion W_(k) ist eine Fensterfunktion und wird laut Norm als Filterkoeffizient bezeichnet und ist von der PMU-Klasse abhängig (siehe Formel 13 und Formel 14). [12]

$$X_{(i)} = \frac{\sqrt{2}}{G} * \sum_{k=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} x_{(i+k)} * W_{(k)} * e^{-j(i+k)\Delta t\omega_0} , \qquad G = \sum_{k=-\frac{N}{2}}^{\frac{N}{2}} W_{(k)}$$
(10)

Formel 11 zeigt die Berechnung der Frequenz $F_{(i)}$, die anhand von zwei Phasenwinkeln, einer vor (θ_{i-1}) und einer nach (θ_{i+1}) dem Betrachtungszeitpunkt, ermittelt wird. Dafür werden die PMU-internen Phasenwinkel verwendet (nicht die dezimierten Phasenwinkel mit der Melderate F_s). [12]

$$F_{(i)} = \frac{\theta_{(i+1)} - \theta_{(i-1)}}{4\pi * \Delta t}$$
(11)

Formel 12 zeigt die Berechnung der Frequenzänderung DF(i), die nach dem gleichen Schema wie zuvor die Frequenz ermittelt wird. [12]

$$DF_{(i)} = \frac{\theta_{(i+1)} + \theta_{(i-1)} - 2\theta_{(i)}}{2\pi * \Delta t^2}$$
(12)

PMUs der Klasse P (protection) benötigen schnelle Reaktionszeiten und kommen für Systeme zur Echtzeitüberwachung von Netzen zum Einsatz. In der PMU-Norm wird für die Klasse P ein Algorithmus zur Berechnung des Synchrophasors vorgestellt, dem ein Filter mit fester Länge von zwei Perioden der Nennfrequenz vorangestellt ist. Dieser Algorithmus kann mit dem in Bild 10 gezeigten Fensterkoeffizienten implementiert werden, der mit einer Fensterfunktion (Dreieckfenster) berechnet wird. Die Dezimierung der Klasse P kann durch ein 1/B-Resampling (d.h. jede B-te Stichprobe) erreicht werden. Die zusätzliche Anpassung des Filters an unterschiedliche PMU-Melderaten wird für die Klasse P nicht vorgenommen, da dies die Reaktionszeit vergrößern würde und sich nachteilig auf den Einsatz in Echtzeitsystemen auswirkt. [12]



Bild 10: Beispiel einer Fensterfunktion (Dreieckfenster) zur Berechnung des Filterkoeffizienten der PMU-Klasse P für 16 Abtastwerte pro Periode [12]

Formel 13 zeigt den Filterkoeffizienten $W_{(k)}$ für PMUs der Klasse P, der lediglich von der Filterordnung M abhängt. Für PMUs der Klasse P ergibt sich die Filterordnung aus der PMU-internen Abtastrate pro Periode. Für das in Bild 10 gezeigte Beispiel (16 Abtastwerte/Periode) beträgt die Filterordnung 30 (M = 2 × (16 – 1) = 30). Wird eine Kompensation der Zeitverzögerung am Eingang durchgeführt, dann ergibt sich für den Zeitstempel im Zentrum der Fensterfunktion ein berechneter Phasor, dessen Phasenlage der tatsächlichen Netzfrequenz folgt und keine weiteren Phasen- oder Zeitkorrekturen benötigt. Weicht die Netzfrequenz von der Nennfrequenz ab, dann stimmt das Fenster des Filters nicht mit der Periodendauer des gemessenen Signals überein, was zu einem Fehler in der Amplitudenberechnung führt und mit Hilfe der Frequenzberechnung kompensiert werden kann. [12]

$$W_{(k)} = \left(1 - \frac{2}{M+2}|k|\right)$$
(13)

PMUs der Klasse M (measurement) sind für Anwendungen vorgesehen, die eine hohe Genauigkeit für die Bewertung von stationären Zuständen erfordern. Dies wird durch Filter erreicht, die Störsignale oberhalb der Nyquist-Frequenz der Melderate stark dämpfen. Diese Filter vergrößern die Latenzzeit, verringern jedoch das Aliasing und verbessern die Genauigkeit der Frequenzberechnung unter Einfluss von Störsignalen. In der Norm wird eine Filtermaske für einen Referenzfilter vorgestellt, welche die Anforderungen an die Bandpass- und Sperrbandfilter der Klasse M abbildet (siehe Bild 11). Grundvoraussetzung für das in gezeigte Filtermodell ist die korrekte Implementierung der Front-End-Skalierung, des Anti-Aliasing-Filters, des A/D Wandlers und einer angemessenen internen Abtastrate,

die für dieses Referenzmodell auf 960 Hz festgelegt wurde (16 Abtastwerte pro Periode für 60 Hz). Der kombinierte Frequenzgang der Filter muss dabei im nicht-schraffierten Bereich liegen. Es ist zu erkennen, dass die Grenzfrequenz der Filter von der Melderate Fs abhängt. [12]



Bild 11: Filtermaske des normativ definierten Referenzfilters für PMUs der Klasse M [12]

Formel 14 zeigt die Berechnung des Filterkoeffizienten $W_{(k)}$ für PMUs der Klasse M. F_{sampling} bezeichnet die interne Abtastfrequenz der PMU und $h_{(k)}$ die Hamming-Funktion. Die Referenzfrequenz des Tiefpassfilters F_{fr} und die Filterordnung M ist von der Melderate der PMU F_s abhängig und kann aus einer Tabelle der Norm entnommen werden. Eine Dezimierung der Melderate für PMUs der Klasse M ist demnach bei der Parametrierung der Filter zu berücksichtigen. [12]

$$W_{(k)} = \frac{\sin\left(2\pi * \frac{2F_{fr}}{F_{sampling}} * k\right)}{2\pi * \frac{2F_{fr}}{F_{sampling}} * k} h_{(k)} , \quad k = -\frac{M}{2} : \frac{M}{2}$$
(14)

3.5 Dynamisches Verhalten

Neben der Bewertung von stationären Zuständen werden PMUs auch zur Erkennung von sprunghaften Zustandsänderungen eingesetzt. Bild 12 zeigt das dynamische Verhalten der gemessenen Größen einer PMU bei der sprunghaften Änderung des Eingangssignals von Start- auf Endzustand. Dabei spielt die Messreaktionszeit zwischen zwei stationären Messungen vor und nach einer sprunghaften Änderung am Eingang eine wichtige Rolle. Sie ist definiert als Zeitdifferenz zwischen dem Zeitpunkt tpre, bei dem der Messwert die Grenze des stationären Bereichs verlässt, und dem Zeitpunkt tpost, bei dem der Messwert wieder in den stationären Bereich eintritt und innerhalb dieser Grenze bleibt. Während des Übergangs von einem in einen anderen stationären Zustand kann es zu Über- bzw. Unterschwingen der gemessenen Signale an der PMU kommen. Die tolerierbaren Grenzen werden in der Norm angegeben und hängen u.a. von der PMU-Klasse ab. [12]

PMUs der Klasse P besitzen niedrige Messreaktionszeiten und haben für das Referenzmodell laut Norm eine monotone Sprungantwort, wobei das Über- und Unterschwingen innerhalb der Grenzen auftritt und innerhalt eines Zyklus vollständig abklingt. [12]

PMUs der Klasse M haben für das Referenzmodell laut Norm beispielsweise Sprungantworten mit wiederholten Über- bzw. Unterschwingen und Ringing (Oszillationen mit geringer Dämpfung innerhalb der Überschwingungsgrenzen), sowie eine wesentlich größere Messreaktionszeit als das Modell der Klasse P. [12]



Bild 12: Beispiel des dynamischen Verhaltens einer PMU [12]

3.6 Messwandler

Zur Bereitstellung der Eingangsgrößen einer PMU kommen Strom- und Spannungswandler nach Normenreihe EN 61869 mit dem Titel "Messwandler" zum Einsatz [14]. Die Norm definiert Betriebsbedingungen und Genauigkeitsklassen der Phasenlage und des Übersetzungsverhältnisses von Messwandlern. Durch eine geeignete Charakterisierung der Wandler können Messabweichungen mit Hilfe der PMU kompensiert werden. Da jedoch häufig auf bestehende Wandler im Netz zurückgegriffen wird, ist eine Charakterisierung in vielen Fällen nicht möglich, bzw. wird sie als zu aufwändig betrachtet. In diesem Fall ist lediglich die Genauigkeitsklasse bekannt und die Kompensation der Messabweichungen ist nicht oder nur teilweise möglich. Grundsätzlich gilt die Messtoleranz der Wandler als Hauptquelle für die Unsicherheit der Ausgangsgrößen von PMUs. [10]

Bild 13 zeigt das vereinfachte Ersatzschaltbild eines konventionellen Strom- und Spannungswandlers am analogen Eingang einer PMU. Die dargestellten Messwandler besitzen parasitäre Kapazitäten zwischen den Wicklungen, sowie Kapazitäten gegen Erde. Diese sind im vereinfachten Ersatzschaltbild nicht dargestellt, haben jedoch maßgeblichen Einfluss auf den Frequenzgang. Konventionelle Messwandler sind für den Arbeitsbereich in Nähe der Nennfrequenz konzipiert. Frequenzen außerhalb des definierten Nennfrequenzbands können Messabweichungen des Betrags als auch der Phasenlage hervorrufen. Dabei können unerwartete Reaktionen auf harmonische, subharmonische und interharmonische Frequenzen auftreten, die in der PMU-Norm nicht berücksichtigt werden. Resonanzfrequenzen der Messwandler liegen in einem Frequenzbereich, der von den Tiefpassfiltern stark gedämpft werden und deshalb keine Auswirkungen auf die Bildung der Phasoren haben. Sollen transiente Vorgänge mit Hilfe einer PMU gemessen werden, dann sind geeignete transienten-taugliche Messwandler zu verwenden. [15]



Bild 13: Vereinfachtes Ersatzschaltbild der Messwandler am Eingang einer PMU [15]

3.7 Verteilte PMU

Die PMU war ursprünglich als eigenständiges Messinstrument konzipiert, welches die Signalerfassung, Synchronisierung, Berechnung und Kommunikation im selben Gerät integriert. Heutzutage können die Funktionen einer PMU auch auf verschiedene Geräte aufgeteilt werden, sofern diese über ausreichende Kommunikationsmöglichkeiten verfügen. Dies ist vor allem innerhalb eines Umspannwerks möglich, da dort auf bereits vorhandene Bussysteme zurückgegriffen werden kann. Die Erfassung der Spannungen und Ströme geschieht durch geeignete Messwandler (siehe Punkt 3.6). Die Messsignale werden von "Merging Units" übernommen, digitalisiert und mit einer synchronisierten Zeit versehen. Die Daten der Merging Units werden daraufhin an Geräte übermittelt, die PMU-Daten wie Synchrophasor, Frequenz, Frequenzänderung, etc. berechnen. [10, 16]

Der Vorteil des Konzepts einer verteilen PMU besteht darin, dass auf bereits vorhandene Geräte und Kommunikationssysteme zurückgegriffen werden kann. Die Erweiterung des bestehenden Systems um PMU-Funktionen ist somit nicht an die Anschaffung neuer Hardware gebunden. Die Kehrseite besteht in zusätzlichen Herausforderungen, die die Synchronisierung und die Latenzzeit betrifft. [10]

3.8 PMU Normen und Richtlinien

Die Norm IEC/IEEE 60255-118 [12] in der Version von 2018 mit dem Titel "Measuring relays and protection equipment - Part 118: Synchrophasor for power systems" stellt den aktuellen Stand der Technik für PMUs dar. Die Norm definiert eine PMU einerseits als eigenständiges physisches Gerät, andererseits als eine Funktion in anderen physischen Geräten (siehe Kapitel 3.7). Weitere in der Norm enthaltene Vorgaben sind die Anforderungen zur Messung des Synchrophasors, der Frequenz und der Frequenzänderung, sowie Anforderungen zur Einhaltung dieser Norm unter statischen und dynamischen Testbedingungen. Zusätzlich werden Methoden zur Auswertung dieser Messungen spezifiziert und Zeitstempel- bzw. Synchronisationsanforderungen angegeben.

Die Richtlinie IEEE C37.242-2021 [15] gibt den Leitfaden für die Synchronisierung, Kalibrierung, Prüfung und Installation von PMUs vor, welche zum Schutz und für die Regelung in Energiesystemen eingesetzt werden. Die PMU Richtlinie enthält:

- Installationshinweise unter Berücksichtigung der Anwendungsanforderung und typischen elektrischen Buskonfigurationen von Umspannwerken
- Techniken, die sich auf die Fehlergenauigkeit und Verlässlichkeit des Systems zur Zeitsynchronisation fokussieren
- Test- und Kalibrierungsverfahren für Anwendungen im Feld und im Labor
- Kommunikationstests f
 ür den Anschluss von PMUs an andere Ger
 äte, einschlie
 ßlich Dezimierer (siehe Kapitel 3.4), die als eigenst
 ändiges Ger
 ät ausgef
 ührt sein k
 önnen
4 Algorithmus zur automatisierten Störungserkennung

4.1 Wide Area Measurement System (WAMS) Datenanalyse

Der stabile Betrieb eines elektrischen Energieversorgungssystems erfordert die Überwachung des aktuellen Netzzustandes. Die Netzüberwachung geschieht mit einer großen Anzahl von über das Netz verteilten Messeinrichtungen, das Wide-Area-Measurement-System (WAMS) genannt wird. PMUs sind fester Bestandteil des WAMS und stellen Synchrophasoren, Frequenz, Frequenzänderung und Status-Flags zur Verfügung. Dabei entstehen große Datenmengen, die mittels potenter Rechensysteme verarbeitet werden. Die Rechensysteme analysieren die Daten mit Hilfe von Algorithmen und leiten daraus u.a. Maßnahmen zur Erhaltung der Stabilität ab. Eine essenzielle Aufgabe der Rechensysteme ist dabei die zeitnahe Erkennung von Netzstörungen.

In diesem Kapitel wird die grundlegende Funktionsweise für einen Algorithmus zur automatisierten Störungserkennung vorgestellt. Es wird zunächst auf die verfügbaren Messdaten eingegangen und die Netztopographie mit den Standorten der Messeinrichtungen dargestellt. In weiterer Folge werden vorgegebene Grenzwerte für den stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes angeführt. Der vorgestellte Algorithmus ermöglicht die Erkennung von sprunghaften Signaländerungen sowie die Visualisierung von lokalen und Inter-Area-Oszillationen. Es werden die zu Grunde liegenden mathematischen Zusammenhänge beschrieben und Informationen zur Eingliederung in ein umfassendes MATLAB-Datenauswertungsprogramm angegeben.

Die in Kapitel 4.4 und 4.5 angegebenen Analysemethoden des Algorithmus können prinzipiell auf jedes der bereitgestellten PMU-Signale angewendet werden. Für das MATLAB-Datenauswertungsprogramm wurde eine Auswahl an sinnvoll erachteten Analysemethoden für die jeweiligen PMU-Messsignale getroffen (siehe Tabelle 2). Die Auswahlkriterien werden in den Unterkapiteln der jeweiligen Analysemethoden angegeben.

PMU-Signal		Einzelsprunganalyse	MAA	Oszillationsanalyse
Spannungsphasor	Amplitude	Ja	-	-
	Winkel	Ja	Ja	Ja
Stromphasor	Amplitude	Ja*	-	-
	Winkel	-	-	-
Frequenz		Ja	Ja	-

Tabelle 2: Auswahl der Analysemethoden des MATLAB Programms für die PMU-Messsignale

*) Analyse des Stromphasors erfolgt nur, wenn ein zeitgleiches Ereignis für den Spannungsphasor detektiert wurde

4.2 Netztopographie und Messdaten

Für diese Masterarbeit stehen PMU-Messdaten eines Übertragungsnetzes zur Verfügung. Das Übertragungsnetz besteht aus Leitungssystemen der 220-kV- und 380-kV-Höchstspannungsebene, die mit einer Nennfrequenz von 50 Hz betrieben werden. Es dient dem überregionalen Transport von elektrischer Energie auf nationaler Ebene und ermöglicht, als Teil des zentraleuropäischen Verbundnetzes, den Austausch von elektrischer Energie zwischen benachbarten Netzen. [17]

Bild 14 zeigt die vereinfachte Netztopographie mit den eingezeichneten Messpunkten (MP). Die Verbindungslinien zwischen den Messpunkten stellen keine konkreten Leitungssysteme dar, sondern weisen auf die geographische Nähe zwischen den MP hin. Insgesamt stehen PMU-Daten von 19 Messpunkten in der Übertragungsnetzebene zur Verfügung. Davon liegen acht Messpunkte in der 380kV-Spannungsebene (rot umrandet) und zehn Messpunkte in der 220-kV-Spannungsebene (grün umrandet). Für jeden Messpunkt werden die Strom- und Spannungsphasoren der einzelnen Phasen, sowie des Mitsystems der symmetrischen Komponenten bereitgestellt. Zusätzlich sind die Frequenz *f* und die Frequenzänderung d*f*/d*t*, sowie Status-Flags im Messdatensatz enthalten. Das Meldeintervall der PMUs beträgt 200 Millisekunden, was in Summe einen Datensatz von ca. 8,2 Millionen Einzelwerten pro Tag ergibt.



Bild 14: Vereinfachte Netztopographie mit den PMU Messpunkten (MP)

Für diese Masterarbeit kann auf PMU-Messdaten in einem Rohformat mit Directory-Dateiendung (.d) zugegriffen werden. Für die Datenauswertung werden die PMU-Messdaten im MATLAB-Dateiformat (.mat) benötigt. Die Umwandlung erfolgt mit einem zur Verfügung gestellten Converter.

Die PMU-Messdaten weisen gelegentlich Unvollständigkeiten, wie z.B. das Ausbleiben von einzelnen Messwerten oder von einer Reihe von Messwerten für die Dauer weniger Sekunden auf, welche in der weiterführenden Datenauswertung zu berücksichtigen sind. Der Datensatz wird vom Algorithmus dahingehend auf Unvollständigkeiten oder andere Problemstellungen überprüft und die Gegenmaßnahmen laut Tabelle 3 getroffen.

Signal	Beschreibung der Problemstellung	Beschreibung der Gegenmaßnahmen	
Zeitstempel		Bei nicht-kontinuierlichem Zeitstempel wird kein Ereignis detektiert.	
	Ausbleiben von Messdaten, Doppeleinträge	Berechnung des Referenzwinkels mit der Option "Mittelwert als Referenzwinkel": Die Winkel mit nicht-kontinuierlichem Zeitstempel werden bei der Berechnung des Referenzwinkels für die betroffenen Zeitpunkte ausgeschlossen.	
Status-Flag	Anzeige eines Fehlers	Die Berücksichtigung der Status-Flags für die Erkennung sprunghafter Ereignisse ist optional und kann vom Anwender des Programms aktiviert werden. Bei Aktivierung werden detektiere Ereignisse für Signale mit Stats-Flags ungleich Null vom Sortier- Algorithmus* verworfen.	
	(Wert des Status- Flag ungleich Null)	Berechnung des Referenzwinkels mit der Option "Mittelwert als Referenzwinkel": Die Winkel mit Status-Flags ungleich Null werden von der Berechnung des Referenzwinkels für die betroffenen Zeitpunkte ausgeschlossen.	
Spannungs- phasoren	Messdaten weisen keinen plausiblen Wert auf.	Messdaten, die exakt Null sind treten immer in Verbindung mit auffälligen Status-Flags auf und werden nicht weiter berücksichtigt.	
		Erkennung abgeschalteter Leitungssysteme am Beginn des Datensatzes. Winkel abgeschalteter Leitungen werden für keine der Analysemethoden und nicht zur Berechnung des Referenzwinkels verwendet.	

Tabelle 3: Beschreibung und Gegenmaßnahmen bei fehlerhaften PMU-Messwerten

*) Der Sortier-Algorithmus fasst alle detektierten Signalsprünge, die sich innerhalb von 10 Sekunden ereignen zu einem Ereignis zusammen. Dies wird zunächst für jedes Signal einzeln durchgeführt. Danach werden Ereignisse unterschiedlicher Signale mit Zeitdifferenz kleiner 10 s neuerlich zu einer Gruppe zusammengefasst. Der genaue Zeitpunkt jedes detektierten Signalsprungs bleibt dabei als relative Zeitdauer erhalten.

4.3 Grenzwerte für Spannung und Frequenz

4.3.1 Betriebsspannung

In der Norm ÖVE/ÖNORM EN 60071 "Isolationskoordination" [18] wird die höchste Betriebsspannung eines Netzes U_s wie folgt definiert: *"höchster Betriebsspannungswert zwischen Außenleitern (Effektivwert) bei Normalbetrieb zu einem beliebigen Zeitpunkt an einem beliebigen Punkt des Netzes".*

Die höchste Spannung für Betriebsmittel U_m wird in [18] ebenfalls definiert: *"Effektivwert der höchsten Außenleiterspannung, für die ein Betriebsmittel im Hinblick auf seine Isolation und andere Eigenschaften, die sich in den entsprechenden Gerätebestimmungen auf diese Spannung beziehen, bemessen ist. Unter normalen Betriebsbedingungen, wie sie durch die Gerätebestimmungen festgelegt sind, darf ein Betriebsmittel mit dieser Spannung dauernd betrieben werden."*

Demnach muss die höchste Spannung für Betriebsmittel U_m mindestens der höchsten Betriebsspannung des Netzes U_s entsprechen.

Die technischen und organisatorischen Regeln (TOR) für Betreiber und Benutzer von Netzen [19] legen das zulässige Spannungsband für Betriebsmittel fest (siehe Tabelle 4). Die obere Spannungsgrenze für den Dauerbetrieb ist gleichbedeutend mit der Spannung U_m laut Norm EN 60071. Zusätzlich wird in den TOR eine obere Spannungsgrenze für einen Mindestzeitraum von 30 Minuten festgelegt, in welcher: *"…Netze und Lasten in der Lage sein müssen, den Betrieb in verschiedenen, vom Referenzwert 1 pu abweichenden Spannungsbereichen am Netzanschlusspunkt ohne Trennung vom Netz aufrechtzuerhalten".*

Spannungsebene in kV	Mindestzeitraum in min	Spannungsbereich in p.u.	Spannungsbereich Leiter-Leiter in kV	Spannungsbereich Leiter-Erde in kV
110	unbegrenzt	0,90 - 1,118	99 – 123	57,2 – 71
110	30	1,118 – 1,15	123 – 126,5	71 – 73
220	unbegrenzt	0,90 - 1,118	198 – 246	114 – 142
220	30	1,118 – 1,15	246 – 253	142 – 146,1
380	unbegrenzt	0,90 – 1,05	360 - 420	207,8 - 242,5
380	30	1,05 – 1,10	420 - 440	242,5 – 254

Tabelle 4: Spannungsbereiche und Mindestzeiträume für Betriebsmittel in der Übertragungsnetzebene laut TOR [19]

4.3.2 Netzfrequenz

Die Frequenz der Versorgungsspannung eines elektrischen Netzes wird in der Norm OVE EN 50160 "Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen" [20] wie folgt definiert: *"Wiederholrate der Grundschwingung der Versorgungsspannung, gemessen über ein bestimmtes Zeitintervall".*

Das zulässige Frequenzband des Übertragungsnetzes wird in der TOR angegeben. Für die angegebenen Mindestzeiträume (siehe Tabelle 5) müssen Netze und Lasten in der Lage sein, den Betrieb ohne Trennung vom Netz aufrechtzuerhalten.

Frequenz in Hz	Mindestzeitraum in min
47,5 - 48,5	60
48,5 - 49,0	90
49,0 - 51,0	unbegrenzt
51,0 - 51,5	30

Tabelle 5: Frequenzbereiche und Mindestzeiträume für die Übertragungsnetzebene laut TOR [19]

4.4 Erkennung und Charakterisierung von sprunghaften Ereignissen

4.4.1 Einzelsprunganalyse

Unter der Einzelsprunganalyse wird in dieser Arbeit eine Datenauswertung für schnelle Änderungen von Messdaten verstanden. Bei der Einzelsprunganalyse werden zeitdiskrete Messdaten zum Zeitpunkt t mit dem Wert zum Zeitpunkt (t – Δ t) verglichen, siehe Formel 15. Überschreitet die Differenz der Messpunkte einen gewählten Schwellwert, so wird an diesem Zeitpunkt ein Ereignis detektiert. Für die Dauer Δ t wurde der Abstand zwischen zwei Messwerten gewählt, welcher 200 Millisekunden beträgt. Die Einzelsprungmethode kann mit dem MATLAB Programm auf alle verfügbaren Messdaten angewendet werden, außer auf die Frequenzänderung, da sich Sprünge der Frequenzänderung redundant zu Sprüngen in der Frequenz verhalten. Im Zuge der Masterarbeit hat sich herausgestellt, dass die Einzelsprunganalyse ein wirkungsvolles Mittel zu Erkennung von Schalthandlungen ist.

$$\Delta \alpha_{[t]} = \alpha_{[t]} - \alpha_{[t - \Delta t]} \tag{15}$$

4.4.2 Moving Average Analyse

Die Analyse des gleitenden Mittelwerts (Engl. "Moving Average Analysis", MAA) stellt in dieser Arbeit eine spezielle Methode zur Detektion von Signalsprüngen dar. Während die Sprunganalyse der Erfassung von schnellen Signaländerungen dient, ist die MAA zur Erfassung von Signaländerungen über einen längeren, frei wählbaren Zeitbereich konzipiert. Laut [21] kann die MAA bei Anwendung auf PMU-Daten zur Erfassung von Ereignissen in einem Netz, wie z.B. von Leitungsausfällen dienen. Somit bietet die MAA, neben der Einzelsprungmethode, eine zusätzliche Möglichkeit zur Erfassung von Ereignissen. Im MATLAB-Datenauswertungsprogramm kann die MAA auf den Winkel der Spannungsphasoren und auf die Frequenz angewendet werden.

Formel 16 zeigt die Berechnung des gleitenden Mittelwerts für ein diskretes Signal. Wenn der Wert für $\Delta \alpha_{MA[n]}$ laut Formel 17 den Schwellwert übersteigt, so wird an diesem Zeitpunkt ein Ereignis erfasst.

$$\alpha_{MA[n]} = \frac{1}{N_F} \sum_{n}^{n+N_F} \alpha_{[n]}$$
(16)

$$\Delta \alpha_{MA[n]} = \alpha_{MA[n]} - \alpha_{MA[n-N_F]} \tag{17}$$

Die frei wählbare Fensterlänge N_F zur Bildung des gleitenden Mittelwerts und der Schwellwert zur Erfassung von Ereignissen sind bei diesem Analyseverfahren sensible Parameter und daher mit Sorgfalt zu wählen. Bild 15 zeigt den zeitlichen Verlauf eines gemessenen Phasorwinkels (grün) und dessen gleitenden Mittelwert α_{MA[n]} mit Variation der Fensterlänge von 5 bis 30 Sekunden. Mit zunehmender Fensterlänge wird das Messsignal geglättet und kurz auftretende Spitzenwerte gedämpft. Dadurch treten ausschließlich kontinuierliche Winkeländerungen über längere Zeitbereiche in Erscheinung.



Bild 15: Vergleich von gleitenden Mittelwerten $\alpha_{MA[n]}$ in Abhängigkeit von der Fensterlänge

Bild 16 zeigt den zeitlichen Verlauf der MAA für die Variation der Fensterlänge der gleitenden Mittelwerte aus Bild 15. Es ist zu erkennen, dass der Spitzenwert von $\Delta \alpha_{MA[n]}$ von der Fensterlänge N_F abhängt und laut Tabelle 6 das Maximum von 2,83 Grad bei einer Fensterlänge von 20 Sekunden aufweist. Für die Erfassung eines Ereignisses unter Berücksichtigung unterschiedlicher Fensterlängen ist demnach eine Anpassung der Schwellwerte vorzunehmen. Grundsätzlich gilt, je länger das Fenster zur Bestimmung des gleitenden Mittelwerts gewählt wird, umso langsamere Winkeländerungen werden detektiert. Dabei können schnelle und kurz andauernde Winkeländerungen übersehen werden.



Bild 16: Vergleich von Signalverläufen der MAA Δα_{MA[n]} in Abhängigkeit von der Fensterlänge

In Tabelle 6 sind die Spitzenwerte der MAA aus Bild 16 für verschiedene Fensterlängen von 5 bis 30 Sekunden in Grad angegeben. Wird ein Schwellwert unter dem angegebenen Spitzenwert der jeweiligen Fensterlänge gewählt, dann wird ein Ereignis detektiert.

Fensterlänge N _F	Spitzenwert für $\Delta \alpha_{MA[n]}$
Sekunden	Grad
5	1,60
10	2,44
20	2,83
30	2,69

Tabelle 6: Spitzenwerte der MAA Δα_{MA[n]} in Abhängigkeit von der Fensterlänge

4.4.3 Ursachenzuordnung sprunghafter Ereignisse

Werden Ereignisse mit Hilfe der Sprunganalyse oder der MAA (siehe Kapitel 4.4.1 und 4.4.2) detektiert, dann kann mit zusätzlichen Informationen auf die mögliche Ursache für den Signalsprung geschlossen werden. Für diese Masterarbeit steht für einen einmonatigen Zeitraum ein Schaltmeldeprotokoll mit den eingetragenen Schalthandlungen der Übertragungsnetzebene zur Verfügung. Mit Hilfe des Schaltmeldeprotokolls werden die detektierten Signalsprünge mit Schalthandlungen manuell in Verbindung gebracht und aussagekräftige Beispiele in Kapitel 5.2 gezeigt. Das Kriterium zur Gegenüberstellung zwischen Schalthandlung und detektierten Ereignissen ist die zeitliche Übereinstimmung. Dabei ist darauf zu achten, dass PMUs einheitlich Zeitstempel nach der Zeitzone UTC vergeben.

Zusätzlich wurde der Algorithmus zur Störungserkennung um eine erste Ursachenabschätzung erweitert. Dafür wurde der gemessene Strom als aussagekräftiger Parameter, sowohl phasenbezogen, als auch in Form der symmetrischen Komponenten eingesetzt. Wenn keine phasenbezogenen Größen im Messdatensatz vorhanden sind, dann wird nur die Mitkomponente zur Ursachenabschätzung verwendet. Für diesen Fall wird bei Kurzschlüssen lediglich "Querfehler" angezeigt, ohne dass die Anzahl der fehlerbehafteten Phasen ermittelt wird. Sind weder phasenbezogene Ströme, noch deren Mitkomponenten im Datensatz enthalten, dann werden den Ereignissen keine Ursachen zugeordnet.

In dieser Arbeit wird für die Ursachen von detektieren Ereignissen der Einzelsprunganalyse und der MAA in erster Linie zwischen "Schalthandlung", "Querfehler" und "Längsfehler" unterschieden. Tabelle 7 zeigt die Parameter für Strom und Spannung zur Ursachenabschätzung. Die Bedingungen für Strom und Spannung sind mit einem logischen UND verknüpft. Da sich nicht alle Bedingungen für die unterschiedlichen Ursachen gegenseitig ausschließen, werden die Ursachen nach der in Tabelle 7 angegebenen Reihenfolge zugewiesen.

Aus der Anwendung des Algorithmus auf den PMU-Datensatz konnte folgende Erkenntnis gewonnen werden: Die automatisierte Erkennung von Kurzschlüssen mit Hilfe des Stromphasors hat sich als nicht zielführend erwiesen. Dies ist zum einen auf die geringe Anzahl an verfügbaren Messpunkten im WAMS zurückzuführen, da der Beitrag von Erzeugereinheiten am Kurzschlussstrom mit der Distanz zum Kurzschlussort abnimmt. Zum anderen ist die PMU-Melderate von fünf Messwerten pro Sekunde, darüber hinaus ohne eine Spezifikation des dynamischen Verhaltens der vorliegenden PMUs, nicht ausreichend. Im Übertragungsnetz liegen die Schutzauslösezeiten bei einem Fehler in der Regel unter dem PMU-Meldeintervall von 200 ms.

Reihenfolge	Ursache	Spannungssprung	Stromsprung
1	Nicht zuordenbar	-	-
2	Schalthandlung –	$U_{1(t=0)} < 10 \text{ kV}$	$I_{1(t=0)} < 10 \text{ A}$
	Einschalten	$U_{1(t+\Delta t)} = U_N$	$I_{1(t+\Delta t)} = I_{1(t=0)} + \Delta I, \ 10 \text{ A} < \Delta I < 1 \text{ kA}$
3	Schalthandlung –	$U_{1(t=0)} = U_N$	$I_{1(t=0)} > 10 \text{ A}$
	Ausschalten	$U_{1(t+\Delta t)}$ < 10 kV	$I_{1(t+\Delta t)} < 10 \text{ A}$
4	Schalthandlung –	$U_{1(t=0)} = U_N$	$I_{1(t=0)} > 10 \text{ A}$
	Lasterhöhung	$U_{1(t+\Delta t)} = U_N \pm \Delta U^*$	$I_{1(t+\Delta t)} = I_{1(t=0)} + \Delta I, \ 10 \text{ A} < \Delta I < 1 \text{ kA}$
5	Schalthandlung –	$U_{1(t=0)} = U_N$	$I_{1(t=0)} > 10 \text{ A}$
	Lastverringerung	$U_{1(t+\Delta t)} = U_N \pm \Delta U^*$	$I_{1(t+\Delta t)} = I_{1(t=0)} - \Delta I$, 10 A < ΔI < 1 kA
6	Längsfehler – 1-polige	$U_{1(t=0)} = U_N$	$I_{1(t=0)} > 10 \text{ A}$
	Leitungsunterbrechung	$U_{L1(t+\Delta t)} = U_N \pm \Delta U^*$	$I_{L1(t+\Delta t)} < 10 \text{ A}$
7	Querfehler –	$U_{1(t=0)} = U_N$	$I_{1(t=0)} > 10 \text{ A}$
	1-poliger Fehler ¹	$U_{L1(t+\Delta t)} = U_N \pm \Delta U^*$	$I_{L1(t+\Delta t)} = I_{L1(t=0)} + \Delta I, \ \Delta I > 1 \text{ kA}$
8	Quarfablar	$U_{1(t=0)} = U_N$	$I_{1(t=0)} > 10 \text{ A}$
	2 policer Ephler ²	$U_{L^1(t+\Delta t)} = U_N \pm \Delta U^*$	$I_{L1(t+\Delta t)} = I_{L1(t=0)} + \Delta I,$
			$I_{L2(t+\Delta t)} = I_{L2(t=0)} + \Delta I, \ \Delta I > 1 \text{ kA}$
9			$I_{1(t=0)} > 10 \text{ A}$
	Querfehler –	$U_{1(t=0)} = U_N$	$I_{L1(t+\Delta t)} = I_{L1(t=0)} + \Delta I,$
	3-poliger Fehler	$U_{1(t+\Delta t)} = U_N \pm \Delta U^*$	$I_{L2(t+\Delta t)} = I_{L2(t=0)} + \Delta I,$
			$I_{L3(t+\Delta t)} = I_{L3(t=0)} + \Delta I, \ \Delta I > 1 \text{ kA}$

Tabelle 7: Ursachenzuordnung für detektierte Ereignisse der Einzelsprunganalyse und der MAA anhand der Strome und Spannungen

*) ΔU ist vom Anwender für die Einzelsprunganalyse und für die MAA zu wählen

Zur Ursachenabschätzung laut Tabelle 7 wurden die folgenden Annahmen getroffen:

- Die Nennspannung U_N befindet sich im definierten Bereich laut TOR (siehe Kapitel 4.3.1)
- Eine ausgeschaltete Leitung weist eine Spannung von max. 10 kV auf
- Eine Schalthandlung bewirkt eine Stromänderung zwischen 10 A und 1 kA
- Ein Fehler bewirkt eine Erhöhung des Stromes von mind. 1 kA
- Eine leerlaufende bespannte Leitung weist einen Strom von max. 10 A auf
- Ereignisse, die anhand der angegebenen Parameter keiner Ursache zugeordnet werden können, sind als "Nicht zuordenbar" gekennzeichnet

¹ Beispielhafte Parameterangabe für Fehler in Phase 1

² Beispielhafte Parameterangabe für Fehler in Phase 1 und 2

4.5 Charakterisierung von Oszillationen

4.5.1 Winkeldrift

Die Synchrophasoren des Messdatensatzes dieser Masterarbeit werden mit einer Abtastfrequenz von 5 Hz mit Hilfe der PMUs gemessen. Die Nennfrequenz des europäischen Verbundnetzes (50 Hz) ist somit ein ganzzahliges Vielfaches der Abtastfrequenz. Geht man von einer konstanten 50-Hz-Netzfrequenz aus, dann bedarf der Vergleich aufeinanderfolgender Winkelmesswerte keiner weiteren Korrektur.

Aufgrund der schwankenden Netzfrequenz (siehe Kapitel 4.3.2) besteht jedoch kein konstantes Verhältnis zur unveränderlichen Abtastfrequenz. Die Differenz zwischen der Messfrequenz und der Nennfrequenz des Netzes bewirkt eine scheinbare Winkeländerung aufeinanderfolgender Messwerte, die in dieser Masterarbeit Winkeldrift genannt wird. Bild 17 zeigt exemplarisch den Winkeldrift für einen gewählten Zeitbereich von 300 Sekunden. Das Überschreiten des Randwerts – π bzw. π wird im Diagramm als Phasensprung um 2π dargestellt.



Bild 17: Winkeldrift ohne Kompensation in einem Zeitbereich von 300 Sekunden

Für die Korrektur des Winkeldrifts werden die folgenden Methoden angeführt:

• Einzelne PMU als Bezugssystem

Die durch PMUs bereitgestellten Phasoren werden elektrisch gesehen im gleichen Netz gemessen. Unter der Annahme, dass der Synchronismus während den Messungen beibehalten wird (siehe Punkt 2.1), kann der Winkel eines beliebigen Phasors als Bezugssystem angenommen werden. Die Winkel aller anderen Phasoren werden somit auf ein System bezogen, welches mit der einheitlichen Frequenzabweichung des Netzverbands um die 50-Hz-Nennfrequenz driftet. Diese Methode kann im MATLAB-Datenauswertungsprogramm optional ausgewählt werden.

• Winkelmittelwert als Bezugssystem

Für diese Methode wird der Mittelwert der Winkel aller gemessenen Phasoren als Bezugswinkel angenommen. Das dabei entstehende Bezugssystem erweist sich als starr gegenüber Änderungen einzelner Winkel und kompensiert gleichförmige Änderungen aller Winkel. Diese Methode ist im MATLAB-Datenauswertungsprogramm standardmäßig ausgewählt.

Bild 18 zeigt den zeitlichen Verlauf der exemplarischen Winkel aus Bild 17 nach der Kompensation des Winkeldrifts mit Hilfe der Methode des Winkelmittelwerts als Bezugssystem. Da sich alle Phasoren im gleichen Netz befinden und der Synchronismus eingehalten wird, kann der Winkeldrift kompensiert werden.



Bild 18: Winkeldrift mit Kompensation durch den Mittelwert der Winkel in einem Zeitbereich von 300 s

Winkelanpassung durch Frequenzmessung

Da für jeden Messzeitpunkt der Phasoren auch die aktuelle Netzfrequenz gemessen wird, ist die Berechnung der Differenz zur Nennfrequenz möglich. Mit Hilfe der Frequenzdifferenz kann für jede PMU ein individueller Korrekturwinkel berechnet und der darauffolgende Messwert dementsprechend angepasst werden. Diese zunächst vielversprechende Methode hat sich im Zuge der Masterarbeit als nicht einsetzbar herausgestellt. Die Herausforderung besteht darin, dass PMUs die Frequenz und die Frequenzänderung aus den internen Abtastwerten berechnen (siehe Kapitel 3.4, Formel 11 und 12). Die dafür eingesetzten Phasenwinkel vor (θ_{i-1}) bzw. nach (θ_{i+1}) dem Betrachtungszeitpunkt ergeben die berechnete Frequenz für den kurzen Zeitraum eines internen Abtastintervalls. Die Frequenz gilt nicht für den gesamten Zeitraum eines Meldeintervalls (200 ms). Zusätzlich könnten Quantisierungsfehler hinzukommen, die in dieser Masterarbeit jedoch nicht nachgewiesen wurden. Eine vollständige Kompensation des Winkeldrifts konnte für diese Methode der Winkelanpassung nicht erreicht werden.

Bild 19 zeigt den zeitlichen Verlauf der exemplarischen Winkel aus Bild 17 nach dem Versuch der Kompensation des Winkeldrifts mit Hilfe der Methode der Winkelanpassung durch Frequenzmessung. Der Winkeldrift kann mit Hilfe dieser Methode zwar reduziert, jedoch nicht vollständig Kompensiert werden. Für die gezeigte Dauer von 300 Sekunden wurde der Drift auf ca. $\pi/8$ reduziert.



Bild 19: Winkeldrift mit Kompensation durch Frequenzmessung in einem Zeitbereich von 300 s

4.5.2 Diskrete Fourier Transformation

Die diskrete Fourier-Transformation (DFT) ist ein mathematisches Werkzeug, das ein zeitlich abgetastetes Signal mit dem gleichen, nach der Frequenz aufgelösten Signal in Beziehung setzt. Die DFT ist ein primäres Werkzeug der digitalen Signalverarbeitung und kann markante Eigenschaften eines Signals, nämlich die Frequenzkomponenten aufzeigen. Für das Programm MATLAB wird der Zusammenhang zwischen Eingangssignal x und transformiertem Signal X (bei gleichmäßig verteilten Frequenzen um den Einheitskreis) der DFT wie folgt definiert. [22]

$$X_{(k+1)} = \sum_{n=0}^{N-1} x_{(n+1)} * e^{-j\frac{2\pi}{N}kn}$$
(18)

Der darstellbare Frequenzbereich der DFT wird durch das Abtasttheorem begrenzt, welches für Tiefpasssignale besagt, dass die höchste darstellbare Frequenz die Hälfte der Abtastfrequenz f_s beträgt. Die Frequenzauflösung A der DFT wird in Samples pro Hz angegeben und ergibt sich aus der Länge des Datenfensters N_F und der Abtastfrequenz f_s und berechnet sich wie folgt. [23]

$$A = \frac{N_F}{f_s} \tag{19}$$

Werden die Winkel von Synchrophasoren einer Fourier Transformation unterzogen, ist es notwendig zunächst die Winkeldrifts (siehe Kapitel 4.5.1) zu korrigieren.

4.5.3 Fensterung

Da ein gemessener Datensatz bzw. ein Datenfenster stets eine Endlichkeit aufweist, setzt die DFT eine Periodizität des Datensatzes voraus. Dies führt im Randbereich des Datensatzes zu Fehlern bei der Spektralanalyse, wie dem sog. Leakage-Effekt. Um diesen Effekt zu vermindern, wird das Datenfenster mit einer Korrekturfunktion multipliziert. Die Korrekturfunktion soll die Weitabselektion (Nebenfrequenzen, die aufgrund der Fensterung auftreten) verbessern, auch wenn dies zu einer Verschlechterung der Nahselektion (Hauptfrequenzen) führt. Die Wahl der Korrekturfunktion ist demnach die Suche nach dem optimalen Kompromiss zwischen Nah- und Weitabselektion. [24] [25]

In dieser Masterarbeit wurde die sog. Hann-Funktion H_{N_F} der Fensterlänge N_F für die Korrektur angewendet (siehe Formel 20). Um einen Informationsverlust durch Abschwächung des Signals im Randbereich zu vermeiden, wurde das Datenfenster für jeden Durchlauf der DFT um die halbe Fensterweite verschoben.

Bei der Analyse von quasiperiodischen Signalen ist bei Anwendung der Hann-Funktion die Amplitude der Fourier Analyse mit dem Skalierungsfaktor 2 zu multiplizieren. [25]



 $H_{N_F[n]} = \frac{1}{2} \left[1 - \cos \frac{2\pi n}{N_F} \right], n = \{0, 1, \dots, N_F - 1\}$ (20)

Bild 20: Graphische Darstellung des Hann-Fensters

Die Längenauswahl des Datenfensters N_F spielt für die DFT eine wichtige Rolle. Die Auflösung der DFT im Frequenzbereich ist proportional zur Datenfensterlänge im Zeitbereich (siehe Formel 19), weshalb von zu kurzen Datenfensterlängen abzuraten ist. Im Frequenzbereich nimmt bei Vergrößerung der Datenfensterlänge der Rausch- und Gleichanteil zu, was die Identifikation von dominanten Frequenzen erschweren kann. Die optimale Datenfensterlänge ist dem Messsignal und dem betrachteten Frequenzbereich anzupassen und ist stets ein Kompromiss aus Auflösung und Rauschanteil. Im Datenauswertungsprogramm dieser Masterarbeit kann die Datenfensterlänge zwischen 100 und 10000 Messpunkten (Zeitbereich 20 s bis 2000 s, Melderate 5 Hz) gewählt werden.

4.5.4 Graphische Darstellungsarten

Wird ein Signal im Zeitbereich mit Hilfe der DFT laut Formel 18 in den Frequenzbereich transformiert, dann ist das Ergebnis eine Anzahl von N_F (Fensterlänge) Zeigern, die Amplitude und Phasenlage der jeweiligen Frequenzkomponenten darstellen. Der negative Frequenzbereich einer DFT ist für die Anwendung auf physikalische Vorgänge nur selten von Interesse. Für reelle Zeitsignale ergibt sich in der zweiseitigen Darstellung, also der Darstellung des positiven und negativen Frequenzbereichs, ein konjugiert komplexes Spektrum. Aus diesem Grund wird für reelle Zeitsignale i.d.R. nur der positive Frequenzbereich betrachtet. [25]

Die naheliegende Art, eine DFT graphisch aufzubereiten, geschieht durch Darstellung des Amplitudenspektrums. Bild 21, links zeigt beispielhaft ein diskretes Signal im Zeitbereich, das laut Formel 21 definiert wurde. Der Betrag der DFT $|\underline{X}(f)|$, auch Amplitudenspektrum genannt, ist in Bild 21, rechts zu sehen. Aus Formel 21 ist ersichtlich, dass das Signal x(t) lediglich zwei Schwingungen mit 10 und 20 Hz und eine Totzeit beinhaltet. Die DFT liefert jedoch eine Vielzahl an Frequenzkomponenten, die um die beiden dominanten Frequenzen (10 und 20 Hz) auslaufen. Der Grund dafür ist, dass die DFT über den gesamten Zeitbereich gebildet wurde.



Bild 21: Signal x(t) im Zeitbereich (links), Betrag der DFT |X(f)| im Frequenzbereich (rechts)

$$x_{(0 \le t < 0,5)} = \{sin(\omega t)\}, \omega = 2\pi f, f = 10 Hz$$

$$x_{(0,5 \le t < 1)} = 0$$

$$x_{(1 \le t < 1,5)} = \{-sin(\omega t)\}, f = 20 Hz$$

$$t = \{0, 10^{-3}, 20^{-3}, ..., 1,5\}$$
(21)

Abhilfe schafft die für Bild 22 durchgeführte Fensterung mit einer Fensterlänge von 0,5 Sekunden. Durch Zerlegung in drei Fenster und schrittweiser Addition der Beträge der DFT |X(f)| treten keine auslaufenden Frequenzkomponenten auf. Nach der Addition werden die Beträge durch die Fensteranzahl dividiert, um den Mittelwert über die gesamte Zeit zu erhalten. Bild 22 links zeigt das



Amplitudenspektrum mit Fensterung. Bild 22 rechts zeigt das Zeigerdiagramm der beiden dominanten Schwingungen der DFT. Es ist zu erkennen, dass die Zeiger um 180° phasenverschoben sind.

Bild 22: Mittelwert der Beträge der DFT |X(f)| im Frequenzbereich mit Fensterung (links), Zeigerdiagramm von X(f) mit Fensterung (rechts)

Bild 23 zeigt eine weitere Darstellungsart, bei der die DFT Beträge der einzelnen Datenfenster mit Hilfe eines zweidimensionalen (2D) Falschfarbenbilds dargestellt werden. Die gezeigte Darstellungsart wird in dieser Masterarbeit als Heatmap bezeichnet. Diese Darstellungsart wird in der Literatur ebenfalls als Frequenz-Zeit-Diagramm oder Spektrogramm bezeichnet. Heatmaps bieten den Vorteil, dass die Frequenzkomponenten dem Zeitpunkt ihres Auftretens zugeordnet werden können. Zusätzlich ist es für lange Betrachtungsdauern bzw. bei einer hohen zeitlichen Auflösung möglich, Frequenzänderungen von Oszillationen nachvollziehbar graphisch darzustellen. Eine Spalte der Heatmap repräsentiert die durchgeführte DFT eines Datenfensters. Die Farbe eines Pixels bzw. Rechtecks repräsentiert den Betrag einer Frequenzkomponente eines Datenfensters. Bild 23 links zeigt die Heatmap für eine Datenfensterlänge von 0,5 Sekunden. Wird die Datenfensterlänge auf 0,1 Sekunden verringert (Bild 23 rechts), wird zwar eine genauere zeitliche Auflösung erreicht, die Frequenzauflösung sinkt jedoch (siehe Formel 19).



Bild 23: Betrag der DFT |X(f)| im 2D-Diagramm (Heatmap), Fensterung 0,5 s (links), Betrag der DFT |X(f)| im 2D-Diagramm (Heatmap), Fensterung 0,1 s (rechts)

5 Exemplarische Ergebnisse

5.1 Auswahl der gezeigten Ergebnisse

In diesem Kapitel werden exemplarische Ergebnisse gezeigt, die mit dem MATLAB Programm detektiert und graphisch dargestellt werden können. Es handelt sich dabei um sprunghafte Signaländerungen sowie Oszillationen von Signalen, die in der Übertragungsnetzebene mit PMUs gemessen wurden. Diese Signale sind von PMUs ermittelte Mitkomponenten von Synchrophasoren sowie die Netzfrequenz. Für die graphische Darstellung der Ergebnisse werden einerseits zeitliche Verläufe der Signale, andererseits die anhand der Fourier Transformation erstellten Amplitudenspektren und Heatmaps gezeigt.

Für die detektierten sprunghaften Ereignisse werden zeitgleiche Schalthandlungen, die im Schaltmeldeprotokoll der Übertragungsnetzebene vermerkt sind, angegeben. Dadurch werden die Ereignisse nach Schalthandlung kategorisiert und ausgewählte Signalverläufe für die jeweiligen Kategorien gezeigt.

Für die Oszillationsanalyse werden Ereignisse mit charakteristischen Signalverläufen anhand von Heatmaps gezeigt und die besonderen Merkmale dieser graphischen Darstellungsart beschrieben. Die grundlegenden Größen der Oszillationsanalyse sind die Spannungswinkel im Mitsystem der symmetrischen Komponenten (arg(U_1)), die von den PMUs als Teil der Synchrophasoren bereitgestellt werden. Diese Winkel werden einer Fourier Transformation unterzogen (siehe Formel 22) und dessen Betrag $|\Phi|$ als Amplitudenspektren und Heatmaps dargestellt.

$$\Phi = DFT[arg(\underline{U}_1)] \tag{22}$$

Die beschriebenen Methoden zur Darstellung von Ereignissen werden in weiterer Folge zur Charakterisierung ausgewählter Fallbeispiele eingesetzt. Es wurde eine Recherche zum Thema Störungen im europäischen Verbundnetz für den Zeitraum von 01.01.2022 bis 20.08.2022 durchgeführt. Aus diesem Zeitraum wurden drei Fallbeispiele ausgewählt und die mit dem MATLAB-Datenauswertungsprogramm ermittelten Ergebnisse gezeigt.

5.2 Detektierte Schalthandlungen

5.2.1 Freileitungen

Bild 24 zeigt die Diagramme der Synchrophasor-Datenauswertung des Messpunkts B7 für zwei aufeinanderfolgende sprunghafte Ereignisse in der 220-kV-Spannungsebene. Das Spannungsdiagramm (I.o.) zeigt zum Zeitpunkt t = 0 s eine Verringerung der Spannungsamplitude um ca. 5 kV und eine weniger markante Spannungsänderung zum Zeitpunkt t = 5 s. Innerhalb der Dauer von zwei Meldezyklen (400 ms) kehrt die Spannung wieder auf ihren ursprünglichen Wert zurück. Für die gleichen Zeitpunkte sind sprunghafte Änderungen der Stromamplitude (r.o.) und des Winkels des Spannungsphasors (I.u.) zu erkennen. Der zweite Signalsprung ist für dieses Beispiel am besten im Diagramm für den Winkel des Spannungsphasors zu erkennen. Die MAA (r.u.) zeigt sich als wenig aussagekräftig für Sprünge, bei denen das Signal schnell zu seinem Ausgangswert zurückkehrt. Für das Zeitfenster der MAA wurde eine Sekunde gewählt. Für den Referenzwinkel wurde der Mittelwert aller Winkel der verfügbaren Messdaten verwendet. Die automatische Ursachenerkennung zeigt für den MP B7 "Schalthandlung – Lastverringerung" an, was auf die Stromabnahme zwischen t = 0 s. und t = 0.2 s zurückzuführen ist. Der neuerliche Anstieg des Stromes wird bei der Ursachenzuordnung nicht berücksichtigt.

Das Schaltmeldeprotokoll weist zum Zeitpunkt der Ereignisse Schalthandlungen in der 110-kV-Spannungsebene mit örtlicher Nähe zum Messpunkt B7 auf. Dabei wird zum Zeitpunkt t = 0 s ein Freileitungssystem mit Hilfe eines Leistungsschalters ausgeschaltet. Zum Zeitpunkt t = 3,5 s wird das Freileitungssystem wieder zugeschaltet, woraufhin zum Zeitpunkt t = 4,5 s eine neuerliche Abschaltung erfolgt.



Bild 24: Schalthandlung Freileitung Bsp. Nr. 1, Datenauswertung für Messpunkt B7, I.o. Betrag Spannungsphasor $|\underline{U}_1|$, r.o. Betrag Stromphasor $|\underline{I}_1|$, I.u. Winkel Spannungsphasor $\arg(\underline{U}_1)$, r.u. Winkel MAA $\Delta \arg(\underline{U}_1)$ mit Zeitfenster 1 s

Bild 25 zeigt den Betrag von Spannungsphasoren in der 380-kV-Spannungsebene für das beispielhafte Ereignis Nr. 1. Diese gezeigten Messpunkte befinden sich in der zum Messpunkt B7 (siehe Bild 24) übergeordneten Spannungsebene. Zum Zeitpunkt t = 0 s ist ein Spannungseinbruch im gesamten 380kV-Netz zu erkennen. Die Messpunkte A7 und A5 befinden sich nahe am Ort der Schalthandlung, weshalb der Spannungseinbruch dort am größten ist. Das neuerliche Ausschalten der Freileitung zum Zeitpunkt t = 4,5 s ist bei diesen beiden Messpunkten ebenfalls erkennbar. Mit zunehmender Entfernung zum Ort der Schalthandlung nimmt die Auslenkung der Spannungsänderungen ab.



Bild 25: Schalthandlung Freileitung Bsp. Nr. 1, 380-kV-Spannungsebebe, Betrag des Spannungsphasors <u>|U1</u> für Messpunkte A1, A4, A5, A7, A9

Bild 26 zeigt die Datenauswertung eines weiteren Beispiels für eine Schalthandlung an einem Freileitungssystem. Das Spannungsdiagramm (I.o.) zeigt zum Zeitpunkt t = 0 s eine Erhöhung der Spannungsamplitude um ca. 3 kV, sowie die Rückkehr zum Ausgangszustand zum Zeitpunkt t = 38,5 s. Während dieser Zeitspanne beträgt die Amplitude des Stromphasors (r.o.) ca. 0 A. Für die gleichen Zeitpunkte sind sprunghafte Änderungen des Winkels des Spannungsphasors (I.u.), sowie zwei Auslenkungen der MAA (r.u.) zu erkennen. Für den Referenzwinkel wurde der Mittelwert aller Winkel der verfügbaren Messdaten verwendet. Für das Zeitfenster der MAA wurde eine Sekunde gewählt.

Das Schaltmeldeprotokoll weist zum Zeitpunkt der Ereignisse Schalthandlungen in der 220-kV-Spannungsebene in der Nähe des Messpunkts B4 auf. Dabei wird zum Zeitpunkt t = 0 s ein Freileitungssystem mit Hilfe von einem Leistungsschalter ausgeschaltet. Der Messpunkt B4 befindet sich am Abgang des Freileitungssystems, was zu einer Erhöhung der Spannung und einer Verringerung des Stromes führt. Zum Zeitpunkt t = 38,5 s wird das Freileitungssystem wieder eingeschaltet. Die automatische Ursachenerkennung zeigt für den MP B4 zum Zeitpunkt t = 0 s "Schalthandlung – Lastverringerung" und zum Zeitpunkt t = 38,5 s "Schalthandlung – Lasterhöhung" an. Die Ursache "Schalthandlung – Ausschalten" bzw. "Schalthandlung – Einschalten" wird nur angezeigt, wenn die Spannung nach bzw. vor dem Ereignis unter 10 kV beträgt.



Bild 26: Schalthandlung Freileitung Bsp. Nr. 2, Datenauswertung für Messpunkt B4, I.o. Betrag Spannungsphasor $|\underline{U}_1|$, r.o. Betrag Stromphasor $|\underline{I}_1|$, I.u. Winkel Spannungsphasor $\arg(\underline{U}_1)$, r.u. Winkel MAA $\Delta \arg(\underline{U}_1)$ mit Zeitfenster 1 s

Bild 27 zeigt den Betrag und den Winkel von Spannungsphasoren in der 380-kV-Spannungsebene für das beispielhafte Ereignis Nr. 2. Diese gezeigten Messpunkte A7 und A1 befinden sich in der zum Messpunkt B4 (siehe Bild 26) übergeordneten Spannungsebene. In den Schaltzeitpunkten t = 0 s und t = 38,5 s sind gegengesetzte Spannungsänderungen, sowie weniger markante Änderungen der Spannungswinkel zu erkennen. Die gezeigten Messpunkte A7 und A1 befinden an den gegenüberliegenden Enden des von der Schalthandlung betroffenen Freileitungssystems.



Bild 27: Schalthandlung Freileitung Bsp. Nr. 2, 380-kV-Spannungsebene, Messpunkte A7 und A1 I. Betrag Spannungsphasor |<u>U</u>₁|, r. Winkel Spannungsphasor arg(<u>U</u>₁)

5.2.2 Drosselspulen

Bild 28 zeigt die Diagramme der Synchrophasor-Datenauswertung des Messpunkts A7 für zwei aufeinanderfolgende sprunghafte Ereignisse in der 380-kV-Spannungsebene. Das Spannungsdiagramm (I.o.) zeigt zum Zeitpunkt t = 0 s einen Anstieg der Spannungsamplitude um ca. 1 kV, sowie einen zweiten Anstieg bei t = 13 s von ca. 1,8 kV. Die Spannungsänderung tritt dauerhaft, ohne einer Rückkehr zum Ausgangswert auf. In den anderen gezeigten Diagrammen ist keine markante Signaländerung zu erkennen. Weitere Spannungen der 380-kV-Netzebene weisen keine markanten Spannungsänderungen auf. Für den Referenzwinkel wurde der Mittelwert aller Winkel der verfügbaren Messdaten verwendet.

Das Schaltmeldeprotokoll weist zum Zeitpunkt des Ereignisses eine Schalthandlung in der 30-kV-Spannungsebene mit örtlicher Nähe zum Messpunkt auf. Dabei wird zum Zeitpunkt t = 0 s und t = 13 s jeweils eine Drosselspule mit Hilfe eines Leistungsschalters ausgeschaltet.

Die automatische Ursachenzuordnung zeigt für den MP A7 aufgrund der geringen Stromänderung für diesen Fall "nicht zuordenbar" an.



Bild 28: Sprunghaftes Ereignis Bsp. Nr. 3, Datenauswertung für Messpunkt A7, I.o. Betrag Spannungsphasor <u>|U</u>₁|, r.o. Betrag Stromphasor <u>|I</u>₁|, I.u. Winkel Spannungsphasor arg(<u>U</u>₁), r.u. Winkel MAA Δarg(<u>U</u>₁) mit Zeitfenster 1 s

5.2.3 Transformatoren

Bild 29 zeigt die Diagramme der Synchrophasor-Datenauswertung des Messpunkts B4 für drei aufeinanderfolgende sprunghafte Ereignisse in der 220-kV-Spannungsebene. Das Spannungsdiagramm (I.o.) zeigt zum Zeitpunkt t = 0 s einen Abfall der Spannungsamplitude um ca. 1,8 kV, sowie zwei Anstiege bei t = 16 s und t = 27,5 s von ca. 0,3 kV. Für die gleichen Zeitpunkte sind sprunghafte Änderungen der Stromamplitude (r.o.) und des Winkels des Spannungsphasors (I.u.) zu erkennen. Die Signaländerungen treten dauerhaft, ohne einer Rückkehr zum Ausgangswert auf. Bei der MAA (r.u.) sind die drei Winkelsprünge als Auslenkung um ca. 0,2 Grad zu erkennen. Für den Referenzwinkel wurde der Mittelwert aller Winkel der 220-kV-Spannungsebene verwendet. Für das Zeitfenster der MAA wurde eine Sekunde gewählt.

Das Schaltmeldeprotokoll weist zum Zeitpunkt der Ereignisse Schalthandlungen in der 220-kV-Spannungsebene am MP B4 auf. Dabei wird zum Zeitpunkt t = 0 s ein Transformator mit Hilfe eines Leistungsschalters am MP B4 zugeschaltet. Zum Zeitpunkt t = 16 s und t = 27,5 s wird der Transformator-Stufenschalter eingesetzt und die Spannung um jeweils eine Stufe (ca. 0,3 kV) erhöht.

Die automatische Ursachenerkennung zeigt für den MP B4 zum Zeitpunkt t = 0 s "Schalthandlung – Lasterhöhung" und zu den Zeitpunkten t = 16 s und t = 27,5 "Schalthandlung – Lastverringerung" an.



Bild 29: Schalthandlung Transformator Bsp. Nr. 4, Datenauswertung für Messpunkt B4, I.o. Betrag Spannungsphasor |<u>U</u>₁|, r.o. Betrag Stromphasor |<u>I</u>₁|, I.u. Winkel Spannungsphasor arg(<u>U</u>₁), r.u. Winkel MAA Δarg(<u>U</u>₁) mit Zeitfenster 1 s

Bild 29 zeigt die Diagramme der Synchrophasor-Datenauswertung des Messpunkts A7 für zwei Ereignisse in der 380-kV-Spannungsebene. Die schwach ausgeprägten Signalsprünge sind lediglich an der Amplitude des Stromphasors (r.o.) zu erkennen. Neben dem kontinuierlichen Anstieg der Stromamplitude über das gesamte Zeitfenster sind sprunghafte Erhöhungen zum Zeitpunkt t = 19 s (um ca. 6 A) und t = 32 s (um ca. 8 A) zu erkennen. Die anderen gezeigten Diagramme weisen keine markanten Signalsprünge zu den jeweiligen Zeitpunkten auf.

Das Schaltmeldeprotokoll weist zum Zeitpunkt der Ereignisse Schalthandlungen in der 220-kV-Spannungsebene in der Nähe des Messpunkts 451 auf. Zu den Zeitpunkten t = 19 s und t = 32 s wird der Stufenschalter eines Phasenschieber-Transformators um jeweils eine Stufe verändert.

Die automatische Ursachenzuordnung zeigt für den MP A7 aufgrund der geringen Stromänderung für diesen Fall "nicht zuordenbar" an.



Bild 30: Schalthandlung Transformator Bsp. Nr. 5, Datenauswertung für Messpunkt A7, I.o. Betrag Spannungsphasor |<u>U</u>₁|, r.o. Betrag Stromphasor |<u>I</u>₁|, I.u. Winkel Spannungsphasor arg(<u>U</u>₁), r.u. Winkel MAA Δarg(<u>U</u>₁) mit Zeitfenster 1 s

5.3 Charakteristische Merkmale der Oszillationsanalyse

Bild 31 zeigt die Heatmap für den Messpunkt B4 des in Kapitel 5.2.1 dargestellten Ereignisses "Schalthandlung Freileitung Bsp. Nr. 2". In der Heatmap sind deutlich zwei vertikale Linien zu erkennen, die mit zunehmender Frequenz an Intensität verlieren. Die Zeitpunkte, an denen die vertikale Linien auftreten, stimmen mit den in Kapitel 5.2.1 beschriebenen Ereignissen überein. Wie bei einem Dirac-Impuls beinhaltet die Fourieranalyse des Signalsprungs eine Vielzahl an Frequenzen. Sprunghafte Änderungen des Spannungswinkels erscheinen in der Heatmap demnach als vertikale Linien mit der Breite einer Fensterlänge.



Bild 31: Heatmap Messpunkt B4, Schalthandlung Freileitung Bsp. Nr. 2

Bild 32 zeigt exemplarisch das zeitliche Verhalten von Oszillationen anhand der 4-tägigen Heatmap des Messpunkts B10. Im Diagramm sind dominante Oszillationen für die Frequenzen 1,72 Hz, 1,87 Hz und 2 Hz zu erkennen. Diese Oszillationen sind permanent zu sehen, zeigen für den dargestellten Bereich eine gleichbleibende Frequenz und treten mit variabler Intensität auf. Es könnte sich um lokale Pendelungen einzelner Maschinen oder Maschinengruppen handeln, die permanent am Netz sind. Ein Beispiel dafür sind Generatoren eines Laufkraftwerks.



Bild 32: Zeitliches Verhalten von Oszillationen, 4-tägige Heatmap Messpunkt B10

Bild 33 zeigt Oszillationen für einen niedrigeren Frequenzbereich in einem 4-tägigen Betrachtungszeitraum für den MP A7. Es ist eine Häufung der Intensität im Frequenzbereich zwischen 0,1 Hz und 0,2 Hz zu erkennen. Mit Hilfe des Amplitudenspektrums kann die dominante Frequenz mit 0,18 Hz zum Zeitpunkt t = 0 ermittelt werden, die innerhalb von 12 Stunden auf die 0,15 Hz sinkt und danach neuerlich innerhalb von 12 Stunden auf die ursprünglichen 0,18 Hz steigt. Dieser 24-stündige Rhythmus kann meist für Oszillationen mit einer Frequenz unter 0,5 Hz beobachtet werden. Es wird angenommen, dass die Frequenz vom Trägheitsmoment und somit der Anzahl der Maschinen am Netz abhängt. In der Nacht (t = 0) befinden sich aufgrund des Lastzustandes weniger Maschinen am Netz, was zu höheren Frequenzen führt.



Bild 33: Zeitliches Verhalten von Oszillationen, 4-tägige Heatmap Messpunkt A7

Bild 34 zeigt exemplarisch das zeitliche Verhalten von Oszillationen anhand der Heatmap des Messpunkts B5. Im Diagramm sind dominante Oszillationen mit den Frequenzen von 1,2; 1,27; 1,35; 1,41 und 1,48 Hz zu erkennen. Hierbei handelt es sich wahrscheinlich um eine Oszillationsquelle mit variabler Frequenz. Die Annahme voneinander unabhängiger Oszillationen, die getrennt betrachtet werden müssen, ist eher auszuschließen, da kein gleichzeitiges Auftreten unterschiedlicher Frequenzen zu beobachten ist. Die unterschiedlichen Frequenzen könnten auf unterschiedliche Schaltzustände im Netz zurückzuführen sein. Eine weitere Erklärung wäre ein Kraftwerk, bei dem die Anzahl der Maschinen am Netz variiert.



Bild 34: Zeitliches Verhalten von Oszillationen, sprunghafter Verlauf Messpunkt B5

Bild 35 zeigt das zeitliche Verhalten einer Oszillation anhand der Heatmap des Messpunkts A1. Im Diagramm ist der kontinuierliche Verlauf einer Oszillation in einem Bogen zwischen 0,2 Hz und 0,28 Hz dargestellt. Da die Veränderung des Schaltzustandes abrupt erfolgt, wird hierbei von einer Oszillationsquelle mit variabler Frequenz ausgegangen. Der Grund könnte z.B. die Variation des Arbeitspunktes eines Kraftwerks sein.



Bild 35: Zeitliches Verhalten von Oszillationen, kontinuierlicher Verlauf Messpunkt A1

Bild 36 verdeutlicht die Beeinflussung der gewählten Fensterlänge auf das graphische Analyseverfahren der Heatmaps. Es zeigt exemplarisch die 4-tägigen Heatmaps des Messpunkts A7 für die Fensterlänge von 250 Sekunden (links) und 1000 Sekunden (rechts). Durch die Vergrößerung der Fensterlänge treten mehrere Effekte in Erscheinung. Zunächst sind die Erhöhung der Frequenzauflösung und die Verringerung der zeitlichen Auflösung erkennbar. Aufgrund der höheren Frequenzauflösung treten im rechten Diagramm Oszillationen mit konstanter Frequenz von ca. 0,08; 0,12 und 0,29 Hz in Erscheinung, die im linken Diagramm nur schwach ausgeprägt sind. Zusätzlich sind rechts zwischen 0,1 und 0,2 Hz zwei unterschiedliche Oszillationen mit variabler Frequenz im 24-Stunden Rhythmus auszumachen, die links nicht voneinander unterscheidbar sind. Außerdem sind im rechten Diagramm vertikale Linien mit starker Intensität erkennbar, die aufgrund von Signalsprüngen entstehen. Die Signalsprünge sind im linken Diagramm nicht erkennbar, da es sich hierbei um kleine Sprünge handelt und grundsätzlich für zunehmende Fensterlängen kleinere Signalsprünge stärker in Erscheinung treten.



Bild 36: 4-tägige Heatmap Messpunkt A7, Auswirkung der Fensterlänge, Fensterlänge 250 Sekunden (links), Fensterlänge 1000 Sekunden (rechts)

5.4 Fallbeispiele von Störereignissen

5.4.1 Regionaler Blackout

Am 8. August 2022 kam es aufgrund einer Schutzauslösung im Zuge von Umbauarbeiten in einem 110kV-Umspannwerk zu einem Stromausfall, von dem etwa 140.000 Haushalte betroffen waren. Es waren etwa 448 Trafostationen in 33 Gemeinden unterversorgt. Der Blackout ereignete sich zwischen 10:45 und 11:30 Uhr. Gegen 11:30 Uhr konnte die Stromversorgung wieder vollkommen hergestellt werden. [26]

Bild 37 zeigt die Heatmap und das Amplitudenspektrum des Messpunkts B9 mit örtlicher Nähe zum Blackout. Im linken Diagramm ist eine dominante Oszillation mit der Frequenz von 0,07 Hz erkennbar, die während der Zeitspanne des Blackouts von 0,7 bis 1,3 Stunden aussetzt. Zusätzlich setzt eine Oszillation mit der Frequenz von ca. 0,21 Hz während des Blackouts ebenfalls aus. Das rechte Diagramm zeigt den Mittelwert des Amplitudenspektrums für den gesamten Zeitbereich.



Bild 37: Regionaler Blackout, Messpunkt B9 Heatmap (links), Amplitudenspektrum gesamter Zeitbereich (rechts)

Während der in Bild 37 gezeigten Dauer von 2 Stunden befinden sich die Messpunkte A3, A7, A8, B1, B2, und B8 nicht in Betrieb. Die anderen Messpunkte, die sich während dieser Dauer in Betrieb befinden, zeigen während des Blackouts keine nennenswerten Signaländerungen. Dies ist der größeren Entfernung zum Ort des Blackouts zuzuschreiben.

Bild 38 verdeutlicht den Unterschied zwischen den Oszillationen vor und während des Blackouts. Das linke Diagramm zeigt das Amplitudenspektrum von t = 0,2 bis 0,7 Stunden und das rechte von 0,7 bis 1,3 Stunden. Dabei ist deutlich das Ausbleiben der Oszillationen mit den Frequenzen von 0,07 und 0,21 Hz zu erkennen.



Bild 38: Regionaler Blackout, Amplitudenspektrum Messpunkt B9 Mittelwert vor dem Ereignis (links), Mittelwert während dem Ereignis (rechts)

5.4.2 Regionales Unwetter

Am 19. August 2022 ereigneten sich zahlreiche regional verteilte Ausfälle der elektrischen Energieversorgung. Dies ist auf die Beschädigungen von Leitungssystemen aufgrund eines starken Unwetters mit Sturmböen von bis zu 140 km/h zurückzuführen, das sich zwischen ca. 15 und 17 Uhr ereignete. Von den Ausfällen waren ca. 85.000 Haushalte betroffen. Im Zuge des Unwetters wurde eine 220-kV-Freileitung stark beschädigt. Zusätzlich kam es zu einem Ausfall der 110-kV-Bahnstromversorgung. [27]

Während der Dauer des Unwetters werden sieben Ereignisse mit sprunghafter Spannungsänderung bei einem eingestellten Schwellwert von 3% detektiert. Bild 39 zeigt für Messpunkt B5 den Betrag des Spannungsphasors (links) und den Betrag des Stromphasors (rechts) von einem der sieben Ereignisse. Zum Zeitpunkt t = 0 s ist ein Spannungseinbruch um ca. 15 kV, bei zeitgleicher Erhöhung des Stromes um ca. 300 A zu erkennen. Danach ist eine dauerhafte Erhöhung der Spannung um ca. 1 kV zu erkennen. Es wird angenommen, dass es sich dabei um einen Kurzschluss mit Abschaltung eines Leitungssystems handelt. Zum Zeitpunkt t = 5,2 s ist ein neuerlicher Spannungseinbruch zu erkennen, was auf einen Zuschaltversuch des kurzschlussbehaften Leitungssystems hindeutet.

Bild 40 zeigt die Heatmaps der Messpunkte B5 (links) und A5 (rechts) während der Dauer des Unwetters. MP B5 befindet sich in der 220-kV-Spannungsebene und MP A5 in der 380-kV-Spannungsebene. Beide Messpunkte befinden sich in örtlicher Nähe zu einer 220-kV-Freileitung, die während des Unwetters ausgefallen ist. Die Diagramme wurden auf das in Bild 41 zu sehende Ereignis zum Zeitpunkt t = 0 s zentriert. Die Heatmap für MP B5 zeigt die vielen sprunghaften Änderungen des Phasenwinkels während des Unwetters, erkennbar an den vertikalen Linien. Die Heatmap für MP A5 zeigt eine Oszillation mit der Frequenz von 0,55 Hz, die vor und während dem Unwetter kaum zu erkennen ist, danach jedoch deutlich an Intensität gewinnt. Diese Oszillation ist bei allen Heatmaps der Messpunkte in der 380-kV-Spannungsebene zu beobachten.



Bild 39: Regionales Unwetter, Datenauswertung für Messpunkt B5, Betrag Spannungsphasor $|\underline{U}_1|$ (links), Betrag Stromphasor $|\underline{I}_1|$ (rechts)



Bild 40: Regionales Unwetter, Heatmap Messpunkt B5 (links), Heatmap Messpunkt A5 (rechts)

5.4.3 Auftrennung des europäischen Verbundnetzes

Am 8. Januar 2021 kam es um ca. 14:05 Uhr MEZ zur Auftrennung des Europäischen Verbundnetzes aufgrund von Ausfällen mehrerer Übertragungsnetzelemente. Dabei wurde das Netz innerhalb kürzester Zeit in zwei Teile geteilt. Ausgangspunkt war die Auslösung eines Überstromschutzes bei einer 400-kV-Sammelschienenkupplung in einem Umspannwerk in Kroatien um 14:04:26 Uhr. Dies führte zu einer Verlagerung der Stromflüsse auf benachbarte Leitungen, die daraufhin ebenfalls überlastet wurden. Diese Kettenreaktion nahm ihren Lauf, bis um 14:05:08 Uhr das Europäische Verbundnetz in zwei Teile getrennt wurde. Die Systemtrennung bewirkte im Nordwesten Europas ein Leistungsdefizit von ca. -6,3 GW, was zur schnellen Verringerung der Frequenz auf ca. 49,74 Hz führte. Anhand von automatisierten Gegenmaßnahmen konnte die Frequenz in weiterer Folge auf ca. 49,84 Hz stabilisiert werden. Diese Gegenmaßnahmen waren u.a. das Abschalten von vertraglich vereinbarten unterbrechbaren Leistungen in Frankreich und Italien (ca. 1,7 GW), sowie die Aktivierung von Unterstützungsleistungen aus dem nordischen und britischen Verbundnetz (ca. 480 MW). Um ca. 15:08 Uhr konnten der Nordwesten und der Südosten wieder synchronisiert werden. [28]

Bild 41 zeigt die Datenauswertung des Messpunkts A5 in der 380-kV-Spannungsebene zum Zeitpunkt der Aufteilung des europäischen Verbundnetzes bei t = 0 s. Das Frequenz-Diagramm (r.u.) zeigt die Verringerung der Frequenz auf ca. 49,73 Hz, was mit dem Bericht der ENTSO-E übereinstimmt. Das Spannungsdiagramm (l.o.) zeigt bereits vor dem Zeitpunkt der Netzauftrennung einen Spannungseinbruch, der zum Zeitpunkt t = 0 s sprunghaft zum Ausgangswert zurückkehrt und sich nach einer gedämpften Oszillation bei ca. t = 15 s stabilisiert. Das gedämpft oszillierende Verhalten lässt sich ebenfalls beim Betrag des Stromphasors (r.o.) und beim Winkel des Spannungsphasors (l.u.) beobachten.



Bild 41: Störereignis im europäischen Verbundnetz, Datenauswertung für Messpunkt A5, I.o. Betrag Spannungsphasor <u>|U</u>1|, r.o. Betrag Stromphasor <u>|I</u>1|, I.u. Winkel Spannungsphasor arg(<u>U</u>1), r.u. Frequenz f

Bild 42 die Heatmap (links) und das Amplitudenspektrum (rechts) des Messpunkts A5. In der Heatmap ist zum Zeitpunkt t = 0 s deutlich die sprunghafte Winkeländerung erkennbar, die ebenfalls in Bild 41 l.u. dargestellt ist. Das europäische Verbundnetz ist zwischen t = 0 Stunden und ca. t = 1 Stunden in zwei Teile aufgeteilt. In dieser Zeitspanne ist eine deutliche Verringerung der Intensität (bzw. ein Aussetzen) der Oszillationen mit einer Frequenz von unter 0,2 Hz zu erkennen. Im Zeitbereich vor dem Verlust des Synchronismus bzw. nach neuerlichem Synchronisieren ist keine Veränderung der Oszillationen zu erkennen. Das rechte Diagramm zeigt den Mittelwert des Amplitudenspektrums für den gesamten Zeitbereich.

Während der in Bild 42 gezeigten Dauer von 5 Stunden befinden sich die Messpunkte A3, A4, B8 und B10 nicht in Betrieb. Die anderen Messpunkte zeigen größer werdende Beeinflussungen, je weiter sie sich im Südosten und somit näher an der Stelle der Netzauftrennung befinden.



Bild 42: Störereignis im europäischen Verbundnetz, Messpunkt A5 Heatmap (links), Amplitudenspektrum gesamter Zeitbereich (rechts)

Bild 43 verdeutlicht den Unterschied zwischen den Oszillationen vor und während der Netzauftrennung. Das linke Diagramm zeigt das Amplitudenspektrum von t = -1 bis 0 Stunden und das rechte von t = 0 bis 1 Stunden. Dabei ist deutlich die Verringerung der Oszillationen mit den Frequenzen unter 0,2 Hz zu erkennen.



Bild 43: Störereignis im europäischen Verbundnetz, Amplitudenspektrum Messpunkt A5 Mittelwert vor dem Ereignis (links), Mittelwert während dem Ereignis (rechts)

6 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Es folgt eine Zusammenfassung mit Diskussion des entworfenen Algorithmus und dessen Anwendung, sowie daraus abgeleitete Schlussfolgerungen im Fazit mit Ausblick.

Algorithmus zur automatisierten Störungserkennung

Der Algorithmus wurde anhand der vorgestellten mathematischen Zusammenhänge entworfen und erfolgreich in ein MATLAB Programm mit leicht zu bedienender graphischer Benutzeroberfläche implementiert. Der Algorithmus ermöglicht die Erkennung von sprunghaften Ereignissen mit einer ersten Ursachenzuordnung und die Visualisierung von Oszillationen. Zusätzlich ist der Algorithmus im Stande fehlerhafte Messdaten zu berücksichtigen. Die automatische Ursachenzuordnung hat sich zur Erkennung von Kurzschlüssen als nicht zielführend erwiesen, was hauptsächlich auf das PMU-Meldeintervall von 200 ms und die geringe Anzahl an bereitgestellten Messpunkten zurückzuführen ist. Für Schalthandlungen hat sich die automatische Ursachenzuordnung als zweckdienlich erwiesen, wobei eine zusätzliche Abstufung für die einzelnen Ursachenkategorien mit weiteren Informationen (z.B. geschalteten Betriebsmittel) hilfreich wäre.

Der Algorithmus enthält die erfolgreich entwickelten Basisfunktionen, jedoch besteht das Optimierungspotential zur Verkürzung der Rechenzeiten. Dieser Umstand ist vor allem beim zeitlichen Sortieren und Gruppieren der detektierten Ereignisse, sowie bei der Umwandlung von Messdaten vom standardisierten PMU-Datenformat in ein MATLAB Datenformat aufgefallen. Bei der Gestaltung der Benutzeroberfläche wurde bereits eine Vielzahl möglicher Eingabefehler berücksichtigt. Beispielsweise werden Funktionen zur Datenanalyse ausschließlich dann zur Verfügung gestellt, wenn die dementsprechenden Signale im Datensatz vorhanden sind. Dennoch sind nicht berücksichtigte Bugs möglich, die derzeit nur durch Neustart des Programms oder durch Modifizierung des Quellcodes behoben werden können. Im Anhang befinden sich graphische Darstellungen der Benutzeroberfläche mit Bedienhinweisen des Programms.

Exemplarische Ergebnisse

Das MATLAB Programm wurde auf die Daten eines WAMS angewandt und es konnten exemplarisch Analyseergebnisse gezeigt werden. Für die Analyse von sprunghaften Ereignissen zeigt sich im Abgleich mit dem Schaltmeldeprotokoll eine sehr gute Übereinstimmung. Diese konnten sowohl zeitlich, als auch örtlich mit den im Schaltmeldeprotokoll vermerkten Schalthandlungen in Verbindung gebracht werden. Dabei fiel auf, dass Schalthandlungen von Freileitungen meist in großen Teilen der Übertragungsnetzebene als Ereignis detektierbar sind. Hingegen zeigten Schalthandlungen von Drosselspulen nur lokale Auswirkungen. Zusätzlich wurden einige Ereignisse detektiert, die keinen Eintrag im Schaltmeldeprotokoll besitzen. Es wird angenommen, dass der Ursprung dieser Signalsprünge außerhalb des untersuchten Übertragungsnetzes zu finden ist. Grundsätzlich kann beinahe jede Schalthandlung mit örtlicher Nähe zu einem der Messpunkte detektiert werden, sofern eine korrekte Anpassung der Schwellwerte vorgenommen wird. Bei der Oszillationsanalyse wurden charakteristische Merkmale von Schwingungen mit Hilfe der Heatmaps gezeigt. Die Heatmaps eignen sich zur Darstellung des zeitlichen Verlaufs von Oszillationen, sowie zur Identifikation der dominanten Frequenzen und ihrer Intensität. Zusätzlich sind darin die sprunghaften Signaländerungen der detektierbaren Ereignisse zu erkennen. Die gewählte Fensterlänge der DFT und der gewählte Referenzwinkel sind die grundlegenden Parameter und beeinflussen das in den Heatmaps ersichtliche Ergebnis. Die Anpassung der Fensterlänge bewirkt die Veränderung der Auflösung und es erfordert etwas Übung, um den gewünschten Betrachtungsbereich bestmöglich darzustellen. Es wird ein mehrmaliger Durchlauf mit unterschiedlichen Fensterlängen und ein Vergleich der Heatmaps empfohlen.

Es wurde eine Recherche zum Thema Störungen im untersuchten Netzgebiet durchgeführt und ausgewählte Fallbeispiele gezeigt. Den Fallbeispielen konnten mit Hilfe des MATLAB Programms Ereignisse anhand der zeitlichen und örtlichen Übereinstimmungen sowie anhand der besonderen Signalverläufe erwartungsgemäß zugeordnet werden. Während der Störungen konnten sowohl sprunghafte Signaländerungen, als auch Veränderungen der Oszillationen in Frequenz und Intensität beobachtet werden. Nach der Störungsbehebung ist das Oszillationsverhalten meist wieder zu dessen Ausgangslage zurückgekehrt. Diese Entwicklung regt eine weiterführende Analyse der Auswirkungen des Ausfalls von Erzeugereinheiten und Lasten auf lokale und Inter-Area-Oszillationen an. Dafür wären zusätzliche Informationen zum jeweiligen Zustand des Netzes und eine Erweiterung des Algorithmus nötig, was jedoch den Rahmen dieser Masterarbeit übertroffen hätte.

Fazit und Ausblick

Das Ziel der Masterarbeit war Entwurf eines Algorithmus zur automatisierten Störungserkennung mit Implementierung in ein MATLAB Programm zur Analyse von WAMS-Messdaten. Dieses zu Grunde liegende Ziel wurde erfüllt und in dieser Masterarbeit dokumentiert. Der entworfene Algorithmus eignet sich zur Erkennung von Ereignissen im elektrischen Netz, sowie zur bildgebenden Analyse von lokalen und Inter-Area-Oszillationen.

Da die Stabilität elektrischer Energiesysteme ein omnipräsentes Thema ist, das fortwährend an Relevanz gewinnt, werden auch in Zukunft forschungsbasierte Analysen zur Bewältigung der damit verbundenen Herausforderungen benötigt. Der Entwurf und die Anwendung des Algorithmus dieser Masterarbeit war Denkanstoß für Konzepte weiterführender Forschungsarbeiten mit Möglichkeit zur Erweiterung des vorgestellten MATLAB Programms. Diese Konzepte werden folgendermaßen formuliert:

- Automatisierte Ursachenzuordnung von Netzstörungen durch Verknüpfung von detektierten Ereignissen und Schaltmeldeprotokoll mittels "Machine Learning"
- Verbindung gemessener WAMS Daten und der daraus identifizierbaren Schwingungsmoden mit einem Netzmodell
- Modifikation eines MATLAB Programms zur Echtzeit Datenanalyse eines WAMS

7 Literaturverzeichnis

- [1] P. Kundur, "Power System Stability and Control", McGraw-Hill, ISBN 0-07-035958-X, 1993.
- [2] D. Carletti, A. E. A. Amorim, T. S. Amorim, D. S. L. Simonetti, J. F. Fardin und L. F. Encarnacao, "Adaptive Armature Resistance Control of Virtual Synchronous Generators to Improve Power System Transient Stability", Energies 2020, Federal University of Espírito Santo, Vitória, Brazil, Mai 2020.
- [3] M. Klein, G. J. Rogers und P. Kundur, "A fundamental study of Inter-Area-Oscillations in power systems", Transactions on Power Systems, Vol 6, No 3, August 1991.
- [4] O. W. Hanson, C. J. Goodwin und P. L. Dandeno, "Influence of Excitation and Speed Control Parameters in Stabilizing Intersystem Osciallations", IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-87, No. 5, Mai 1968.
- [5] M. Klein, G. J. Rogers, S. Moorty und P. Kundur, "Analytical Investigation of Factors Influencing Power System Stabilizers Performance", IEEE Transactions on Energy Conversion, Vol. 7, No. 3, September 1992.
- [6] C. Obkircher, "Ausbaugrenzen gelöscht betriebener Netze", Graz, AUT: Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Juli 2008.
- [7] H. Renner, W. Brandauer, K. Köck und J. Stadler, "Vorlesungsskriptum Elektrische Energiesysteme Labor", TU Graz, AUT, 2013.
- [8] B. R. Oswald, "Berechnung von Drehstromnetzen Berechnung stationärer und nichtstationärer Vorgänge mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeigern", Springer Verlag, 4.Auflage, 978-3-658-29506-6, 2021.
- [9] C. P. Steinmetz, "Complex quantities and their use in electrical engineering", International electrical congress, AIEE, p. 33-74, 1893.
- [10] A. Monti, C. Muscas und P. Ferdinanda, "Phasor Measurement Units and Wide Area Monitoring Systems", London: Elsevier Inc., ISBN: 978-0-12-804569-5, 2016.
- [11] A. G. Phadke, "Synchronized phasor measurements a historical overview", IEEE/PES transmission and distribution conference and exhibition, 2002.
- [12] IEEE 60255-118:2018-12, "Measuring relays and protection equipment Part 118: Synchrophasor for power systems".
- [13] P. Castello, "Algorithms for the synchrophasor measurement in steady-state and dynamic conditions", Cagliari, IT: Dissertation, University of Cagliari, 2014.
- [14] ÖVE/ÖNORM EN 61869 Teil 1 bis 6, "Messwandler".

- [15] IEEE C37.242:2021-12, "IEEE Guide for Synchronization, Calibration, Testing, and Installation of Phasor Measurement Units (PMUs) for Power System Protection and Control".
- [16] P. Castello, P. Ferrari, A. Flammini, C. Muscas und S. Rinaldi, "A New IED With PMU Functionalities for Electrical Substations", IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement 62(12):3209-3217, 2013.
- [17] Austrian Power Grid AG, Link: "https://www.apg.at/de", Aufgerufen: März 2021.
- [18] ÖVE/ÖNORM EN 60071-1:2010-09, "Isolationskoordination Teil 1: Begriffe, Grundsätze und Anforderungen".
- [19] E-Control, "Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen: TOR Netze und Lasten mit Übertragungsnetzanschluss", Version 1.0, Juli 2020.
- [20] OVE EN 50160:2020-12, "Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen".
- [21] J. E. Tate und T. J. Overbye, "Line Outage Detection Using Phasor Angle Measurements", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 23, No. 4, November 2008.
- [22] The MathWorks Inc., Link: "https://de.mathworks.com/help/signal/ug/discrete-fouriertransform.html", Aufgerufen: April 2021.
- [23] H. Nyquist, "Certain Topics in Telegraph Transmission Theory", USA, 1927.
- [24] E. W. Hansen, "Fourier transforms: Principles and Applications", John Wiley & Sons Inc., ISBN : 9781118901793, 1954, Auflage: 2014.
- [25] M. Meyer, "Signalverarbeitung Analoge und digitale Signale, Systeme und Filter", ISBN 978-3-658-18320-2, 2017.
- [26] STANDARD Verlagsgesellschaft m.b.H., Link: "https://www.derstandard.at/story/2000138114676/grossflaechiger-stromausfall-imzentralraum-innsbruck-behoben", Wien, 08.08.2022.
- [27] Kleine Zeitung GmbH & Co KG, Link: "https://www.kleinezeitung.at/steiermark/6178968/Sperre-der-Tunnelkette-Pack_Sturmmit-140-kmh_85000-steirische", Graz, 18.08.2022.
- [28] ENTSO-E, Link: "https://www.entsoe.eu/news/2021/01/26/system-separation-in-thecontinental-europe-synchronous-area-on-8-january-2021-2nd-update/", Belgien, Jänner 2021.
8 Appendix

8.1 Ergänzende Ergebnisse

Bild 44 zeigt den Betrag des Spannungsphasors am Messpunkt B8 für die in Kapitel 5.2.1 gezeigte Schalthandlung bei einer Freileitung als Bsp. Nr. 1. Der Messpunkt befindet sich im Fall des Normalbetriebs in der 220-kV-Spannungsebene, ist jedoch zum Zeitpunkt der Schalthandlung nicht im Betrieb. Laut PMU-Datensatz schwankt die Spannung in diesem Zustand im Bereich von ca. 620 V. Zum Zeitpunkt t = 0 wird ein Freileitungssystem mit Hilfe eines Leistungsschalters ausgeschaltet. Zu diesem Zeitpunkt ist eine Spannungserhöhung von ca. 150 V am Messpunkt B8 zu erkennen. Es wird vermutet, dass diese Spannungsspitze aufgrund der Induktionswirkung einer steilen Schaltflanke an diesem Freileitungssystem sichtbar ist.



Bild 44: Schalthandlung Freileitung Bsp. Nr. 1, Betrag Spannungsphasor |U1| für Messpunkt B8

Bild 45 zeigt die Diagramme der Synchrophasor-Datenauswertung des Messpunkts B7 für zwei aufeinanderfolgende sprunghafte Ereignisse in der 220-kV-Spannungsebene. Das Spannungsdiagramm (I.o.) zeigt eine Verringerung der Spannungsamplitude um ca. 9 kV zum Zeitpunkt t = 0 s und t = 2,8 s. Innerhalb der Dauer von zwei Meldezyklen (400 ms) ist die Spannung wieder auf ihren Ursprünglichen Wert zurückkehrt. Für die gleichen Zeitpunkte sind sprunghafte Änderungen der Stromamplitude (r.o.) und des Winkels des Spannungsphasors zu erkennen. Diese Sprünge sind im Diagramm der MAA (r.u.) ebenfalls zu erkennen, jedoch weniger markant ausgebildet, da der Winkel schnell zu seinem Ausgangswert zurückkehrt. Für das Zeitfenster der MAA wurde eine Sekunde ausgewählt.

Das Schaltmeldeprotokoll weist zum Zeitpunkt des Ereignisses eine Schalthandlung in der 110-kV-Spannungsebene mit örtlicher Nähe zum Messpunkt auf. Dabei wird zum Zeitpunkt t = 0 s eine Freileitung mit Hilfe eines Leistungsschalters ausgeschaltet. Zum Zeitpunkt des zweiten Signalsprungs ist, trotz der kurzzeitigen Erhöhung des Stromes um ca. 100 A, keine Schalthandlung im Schaltmeldeprotokoll vermerkt.

Die automatische Ursachenerkennung zeigt für den MP B7 zum Zeitpunkt t = 0 s aufgrund der geringen Stromänderung "nicht zuordenbar" und zum Zeitpunkt t = 2,8 s aufgrund der kurzzeitigen Stromerhöhung "Schalthandlung – Lasterhöhung" an.



Bild 45: Schalthandlung Freileitung Bsp. Nr. 6, Datenauswertung für Messpunkt B7, I.o. Betrag Spannungsphasor $|\underline{U}_1|$, r.o. Betrag Stromphasor $|\underline{I}_1|$, I.u. Winkel Spannungsphasor $\arg(\underline{U}_1)$, r.u. Winkel MAA $\Delta \arg(\underline{U}_1)$ mit Zeitfenster 1 s

Bild 46 zeigt den Betrag der Stromphasoren der Messpunkte B3 und B4 in der 220-kV-Spannungsebene für das sprunghafte Ereignis Bsp. Nr. 4. Die gezeigten Messpunkte befinden sich an zwei parallel geführten Freileitungssystemen. Es ist zu erkennen, dass die Inbetriebnahme des Transformators zum Zeitpunkt t = 0 s eine Veränderung der Stromaufteilung bewirkt. Durch die Spannungsanpassung mit Hilfe des Transformatorstufenschalters zum Zeitpunkt t = 16 s und t = 27,5 s wurde der Strom in den Freileitungssystemen wieder auf ein Niveau nahe am Ausgangszustand hergestellt.



Bild 46: Schalthandlung Transformator Bsp. Nr. 4, 220-kV-Spannungsebene, Betrag des Stromphasors <u>[1</u>] für Messpunkte B3 und B4

Bild 47 zeigt die Heatmap (links) und das Amplitudenspektrum (rechts) des Messpunkts B5 für das in Kapitel 5.4.3 beschriebene Störereignis im europäischen Verbundnetz. In der Heatmap sind zum Zeitpunkt t = 0 s deutlich Oszillationen mit einer Frequenz von ca. 1,06 und 1,53 Hz erkennbar. Unbeeinflusst vom Störereignis behalten diese Oszillationen ihre Intensität bei. Die Oszillation mit der Startfrequenz 1,06 Hz weist 3 Sprünge auf. Die Oszillation mit der Startfrequenz 1,53 Hz hat einen kontinuierlichen Verlauf mit variabler Frequenz von 1,53 und 1,47 Hz.



Bild 47: Störereignis im europäischen Verbundnetz, Messpunkt B5, Heatmap (links), Amplitudenspektrum gesamter Zeitbereich (rechts)

8.2 MATLAB Datenauswertungsprogramm – Graphische Benutzeroberfläche und Bedienhinweise

Bild 48 und Bild 49 zeigen den Ereignisanalyse- und Oszillationsanalyse-Tab des MATLAB Programms mit implementiertem Algorithmus zur automatisierten Störungserkennung. Im Folgenden wird auf die Funktionen und Eingabemöglichkeiten des Programms eingegangen und Hinweise zur Bedienung werden angeführt.

- 1) Datenauswahl mit dem angegebenen Dateipfad und Dateinamen | einziges editierbares Feld nach dem Programmstart
- 2) Laden der ausgewählten Datei im ".mat" Format | Angabe der Daten-Zeitspanne bei erfolgreichem Laden und Aktivierung weiterer Funktionen, abhängig von den enthaltenen Größen im Datensatz
- 3) Auswahl der Spannungsebene | Analysen werden nur für Signale dieser Spannungsebene ausgeführt | Bestimmung eines Referenzwinkels nur aus ausgewählter Spannungsebene möglich
- 4) Berücksichtigung der Status-Flags | Ereignisse mit ungültigen Status-Flags werden nicht detektiert
- 5) Analyse von sprunghaften Spannungsänderungen | optionale Auswahl eines Maximalwerts
- 6) Analyse von sprunghaften Frequenzänderungen | optionale Auswahl eines Maximalwerts
- 7) Sprunghafte Analyse der Winkeländerungen mit Auswahl des Referenzwinkels
- Moving Average Analyse mit Einstellungsmöglichkeit der Datenfensterlänge und eines separaten Schwellwerts | je Länger das Datenfenster ist, desto langsamere kontinuierliche Signaländerungen treten in Erscheinung
- Festlegung der maximalen Anzahl an detektierbaren Ereignissen vor dem zeitlichen Gruppieren und Sortieren | dient zur Vorbeugung vor langen Rechenzeiten | mehrere Signalsprünge innerhalb von 10 Sekunden werden zu einem Ereignis zusammengefasst
- 10) Ereigniszähler | Zeit- und Signalauswahl zur graphischen Darstellung der Ereignisse | Signalsprünge innerhalb von 10 s sind zu einem Ereignis zusammengefasst | Ursachenzuordnung wird als Text nach dem Signal angezeigt
- 11) Graphische Darstellung der MAA | bei Analyse sprunghafter Winkeländerungen aktiviert
- 12) Graphische Darstellung anderer Signale zum Zeitpunkt des Ereignisses
- 13) Diskrete Fourier Transformation | Referenzwinkelauswahl | Festlegung der Fensterlänge und Angabe in Sekunden, Messsignalen und Frequenzauflösung | mehrmaliger Durchlauf mit unterschiedlichen Fensterlängen und Vergleich der Ergebnisse empfohlen
- 14) Zusatzoption zur Verringerung des Gleichanteils der DFT | kaum merklicher Effekt auf Ergebnisse
- 15) Zeitbereich zur Durchführung der DFT mit Reset-Button
- 16) Graphische Darstellung des DFT Amplitudenspektrums | Anzeige des Mittelwerts über den gesamten Zeitbereich | Frequenzbereich unter 17) einstellbar
- 17) Graphische Darstellung der Heatmaps, Auswahl des dargestellten Frequenzbereichs | es wird empfohlen den Frequenzbereich zwischen 0 und 0,5 Hz und 0,5 bis 2,5 Hz getrennt zu betrachten

私 Ul Figure		-		×
Wide Area Measurement	Evaluation Tool			
Data				
1 Select Data	C:\test.mat	1		
	Signal Chart 00.04.2024 40:00:00.000	-		
Z Load Data	Signal Start 08.01.2021 10:00:00 Format: dd/mm/yyyy hh:mm:ss			
Signal End 08.01.2021 16:00:00.000				
E	vent Analysis Fourier Analysis			
	Status Flaos 4 Events max	100 9		
	Fast Voltage Changes Fast Frequency Changes IO Even	nts 2		
Voltage Level	Threshold min 5 % Threshold min 0.2 Hz Time 08.01.2021	12.17.31.800		
0 400 kV	5 max 100 % max 1 Hz Signal Vsp-431 Phas	+ Seq Volt + V	•	
220 kV ● all 3	Plot Selection	nlot even	,	
	Fast Angle Changes 7 11 • Amplitude	plot even	<u> </u>	
	Reference Angle Average of all Angles			
	Threshold 2 Degrees Additional Signals 12			
	Moving Average 8 Signal Vso-435D Phas + Set	q Volt + 🔻	plot	
	Time Range 1 Seconds Voltage Vso-435D Phas + Se	q Volt + 🔻	plot	
	Threshold 5 Degrees Current	•	plot	

Bild 48: Graphische Benutzeroberfläche des MATLAB Programms, Ereignisanalyse

Voltage Level 0 400 kV	vent Analysis Fourier Analysis DFT Calculation Reference Angle Average of all Angles Data Range 1000 Samples Time Range 200 seconds 13	Signal Vso-435D Phas + Seq Volt + ▼ 16 plot DFT		
_ 220 kV ● all	DFT Resolution 200 samples/Hertz Infit correction 14 Start 08.01.2021 10:00:00.000 End 08.01.2021 16:00:00.000	Signal Vso-435D Phas + Seq Volt + IT Plot range from 0.07 Hz 2.5 Hz plot Heatmap		

Bild 49: Graphische Benutzeroberfläche des MATLAB Programms, Oszillationsanalyse