



Michael Pertl, BSc

Nutzung von PMU-Daten zur Informationsgewinnung über dynamische Vorgänge in einem 110-kV-Netz

MASTERARBEIT

zur Erlangung des akademischen Grades

Diplom-Ingenieur

Masterstudium Elektrotechnik

eingereicht an der

Technischen Universität Graz

Betreuer

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

Dipl.-Ing. Klaus Köck

Institut für Elektrische Anlagen

EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

AFFIDAVIT

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. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

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 indicated all material which has been quoted either literally or by content from the sources used. The text document uploaded to TUGRAZonline is identical to the present master's thesis.

12.06.2014

Datum / Date

Michael Pertl

Unterschrift / Signature

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all jenen bedanken, die mich während des gesamten Studiums und besonders während dieser Masterarbeit so tatkräftig unterstützt haben.

Mein besonderer Dank gilt Professor Herwig Renner für die hervorragende fachliche Betreuung dieser äußerst interessanten und lehrreichen Masterarbeit. Darüber hinaus möchte ich auch meinem Co-Betreuer Dipl.-Ing. Klaus Köck danken, der mir während der Erstellung dieser Arbeit stets mit Rat und Tat zur Seite stand.

Großer Dank gebührt auch meiner Familie, allen voran meinen Eltern Evelin und Ernst, die mich während des Studiums mit allen Mitteln unterstützt haben und deshalb maßgeblich zum guten Gelingen des Studiums beigetragen haben.

Außerdem möchte ich auch meinen Bundesbrüdern der K.Ö.St.V Traungau recht herzlich danken, da sie in vielfältiger Art und Weise dazu beigetragen haben meine Studienzeit in Graz sowohl gesellschaftlich als auch intellektuell zu bereichern.

Kurzfassung

Durch Wide Area Measurement Systems (WAMS) wird eine zeitsynchrone Messung mittels Phasor Measurement Units (PMUs) an mehreren Stellen in einem elektrischen Netz möglich. Dadurch können die Messparameter, wie zum Beispiel Spannungswinkel und Frequenz, an jedem Messpunkt und zu jeder Zeit korrekt wiedergegeben werden. Dies ist durch konventionelle Messungen nicht möglich, da die Messungen nicht zeitsynchronisiert sind. Die synchrone Messung kann deshalb dazu verwendet werden dynamische Vorgänge in einem System zu identifizieren und zu lokalisieren. Im Speziellen werden hier der Lastfluss, die Netzdynamik und die Fehlerortung behandelt. Zum Berechnen des Lastflusses wird die Messung von Spannung in Betrag und Phase genutzt. Der Betrag gibt die Höhe der Spannung wieder und über den Winkel können Informationen über den Lastzustand des Netzbereiches gewonnen werden. Zur Analyse der Netzdynamik wird einerseits eine Spektralanalyse der Frequenz durchgeführt und andererseits die Dämpfung des Systems ermittelt. Einen weiteren wichtigen Punkt stellt das Erkennen und Lokalisieren von dynamischen Vorgängen dar. Unter dynamischen Vorgängen sind in diesem Fall Fehler (Erdschlüsse etc.) oder Leistungsschalterbetätigungen zu verstehen. Das Erkennen der dynamischen Vorgänge wird anhand der Differenzfrequenzen bzw. der Änderung der Spannungswinkeldifferenz zwischen den Messpunkten durchgeführt. Dies ist möglich, da sich bei einem dynamischen Vorgang auch eine Änderung dieser zwei Parameter einstellt. Zur Lokalisierung von dynamischen Vorgängen wird der zeitliche Verlauf der gemessenen Frequenz verwendet, da sich die Frequenz bei einer Änderung wellenförmig vom Ereignisort ausbreitet. Auf Grund dessen kann durch den Verlauf der Frequenz an den Messpunkten auf den Ereignisort geschlossen werden.

Schlüsselwörter: Wide Area Monitoring, Phasor Measurement Unit (PMU), Lastfluss, Netzdynamik, Fehlerortung

Abstract

Wide Area Measurement Systems (WAMS) enables a time-synchronous measurement on several locations in an electrical network. The measurements are performed by devices which are called Phasor Measurement Units (PMUs). On the basis of this measurement system, it is possible to gather information about the conditions of the network. That means that the measurement parameters, such as voltage angle and frequency, are correctly represented at each measuring point and at any time. This is not possible with conventional measuring methods. Therefore the time-synchronous measurement can be used to detect and localize dynamic processes in the system. In particular the load flow, the network dynamics and fault locating are treated here. To calculate the active power load flow, the measured voltage is used in magnitude and phase. The magnitude is the absolute amount of the voltage and the phase angle provides information about the load level in this network area. For the analysis of the network dynamics, a spectral analysis of the frequency and the determination of the damping of the system take place. Another important point represents the detection and localisation of dynamic processes. In this case, earth faults or circuit breaker operations should be understood as dynamic processes. The detection of dynamic processes is based on the change of the difference in frequency and the derivation of the voltage angle between the measuring points. This is possible, because a dynamic process causes a change of these two parameters. The response of the frequency caused by an incident is used to locate dynamic processes. This can be done, because the change in frequency spreads out like a wave which allows locating the point of the event through the trend of the frequency at the measuring points.

Keywords: Wide Area Monitoring, Phasor Measurement Unit, load flow, network dynamics, fault detection

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	6
Formelzeichen	8
Abkürzungsverzeichnis	10
1 Einleitung.....	11
2 Netzstruktur bzw. Netzaufbau.....	16
3 Datenaufbereitung	19
3.1 Datenreduktion.....	19
3.2 Definieren eines Bezugssystems.....	21
3.3 Berechnung der Parameter, die zur Analyse verwendet werden	22
3.3.1 Leistung.....	22
3.3.2 Verkettete Spannungen.....	22
3.3.3 Nullspannung und Nullstrom.....	23
3.3.4 Spannungswinkel.....	27
3.3.5 Differenzfrequenz.....	27
4 Analyse der generellen Lastflusssituation.....	28
4.1 Einleitung	28
4.2 Modell für die Leistungsübertragung	29
4.3 Lastfluss - Resultat 1	33
4.4 Lastfluss - Resultat 2	38
5 Netzpendelungen	43

5.1	Einleitung	43
5.2	Spektralanalyse	43
5.3	Dämpfung	47
6	Fehlerortung	51
6.1	Einleitung	51
6.2	Erkennen und Grobortung von dynamischen Vorgängen	51
6.3	Genauere Lokalisierung von dynamischen Vorgängen	57
7	Schlussfolgerungen	60
8	Ausblick.....	62
9	Literatur	63

Formelzeichen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
$\underline{P}_1, \underline{P}_2$	W	Wirkleistung
$\underline{Q}_1, \underline{Q}_2$	VA _r	Blindleistung
$\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_k$	VA	Scheinleistung
\underline{U}^S	V	Spannung in symmetrischen Komponenten
\underline{U}^0	V	Spannung im Nullsystem
\underline{U}^1	V	Spannung im Mitsystem
\underline{U}^2	V	Spannung im Gegensystem
$\underline{U}_1, \underline{U}_2, \underline{U}_3$	V	Phasenspannungen
$\underline{U}_{12}, \underline{U}_{21}, \underline{U}_{31}$	V	Verkettete Spannungen
F_j		Spektraler Gehalt des Signals
\underline{S}	-	Symmetrierungsmatrix
\underline{T}	-	Entsymmetrierungsmatrix
U_k	V	Knotenspannung
X_{Ost}	Ω	Induktiver Blindwiderstand Ostnetz
X_{West}	Ω	Induktiver Blindwiderstand Westnetz
Y_{11}, Y_{22}	S	Eigenadmittanz
Y_{12}, Y_{21}	S	Kuppeladmittanz
Z_{11}, Z_{22}	Ω	Eigenimpedanz
Z_{12}, Z_{21}	Ω	Kuppelimpedanz
\underline{a}	-	Drehung der Vektorkomponenten
f_k		Zeitdiskretes Signal
$x_{n,absolut}$	°	Absolutwert der 1. positiven Amplitude
x_n	°	Relativwert der 1. positiven Amplitude bezogen auf die Mittellinie
$x_{n+1,absolut}$	°	Absolutwert der 2. positiven Amplitude
x_{n+1}	°	Relativwert der 2. positiven Amplitude bezogen auf die Mittellinie

$\varphi_{U1_{IF,bez}}$	°	Spannungswinkel IF bezogen auf Referenzwinkel $\varphi_{U1_{VK}}$
$\varphi_{U1_{IF-LA}}$	°	Spannungswinkel zwischen IF und LA
$\varphi_{U1_{IF-LA}}$	°	Arithmetischer Mittelwert der Spannungswinkel zwischen IF und LA
$\varphi_{U1_{LA,bez}}$	°	Spannungswinkel LA bezogen auf Referenzwinkel $\varphi_{U1_{VK}}$
ψ_{11}, ψ_{22}	°	Winkel der Eigenimpedanzen
ψ_{12}, ψ_{21}	°	Winkel der Kuppelimpedanzen
ϑ_1	°	Spannungswinkel von \underline{U}_1
ϑ_2	°	Spannungswinkel von \underline{U}_2
Δf_{IF-LA}	Hz	Differenzfrequenz zwischen IF und LA
Δf_{IF-VK}	Hz	Differenzfrequenz zwischen IF und VK
Δf_{LA-VK}	Hz	Differenzfrequenz zwischen LA und VK
Λ	-	Logarithmisches Dekrement
D	-	Dämpfungsgrad
N		Periodenanzahl
ϑ	°	Leitungswinkel

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Beschreibung
AF	Außerfragant
DFT	Discrete Fourier Transform
FACTS	Flexible-AC-Transmission-System
FFT	Fast Fourier Transformation
GB	Gigabyte
GPS	Global Positioning System
GUI	Graphical User Interface
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IF	Innerfragant
LA	Landskron
MB	Megabyte
MH	Malta Hauptstufe
OS	Obersielach
PDC	Phasor Data Concentrator
PMU	Phasor Measurement Unit
VK	Völkermarkt
WAMS	Wide Area Measurement Systems

1 Einleitung

Das Interesse an Wide Area Monitoring hat in den letzten Jahren immer mehr an Bedeutung gewonnen, da durch permanente Erhöhung des Bedarfs an elektrischer Energie die elektrischen Übertragungs- und Verteilnetze immer mehr an ihre Grenzen stoßen. Dadurch ergibt sich die Notwendigkeit durch umfassende Informationen über den Zustand eines Netzes und Vorgänge in diesem zu verfügen, um vorbeugende Maßnahmen bei ungewöhnlichen Vorgängen im System einleiten zu können. Im Hinblick auf diese Notwendigkeit hat sich Wide Area Monitoring als sehr hilfreiche Technologie herausgestellt.

Durch die Integration des Global Positioning Systems (GPS) in das Messsystem wird eine synchronisierte Messung an verschiedenen Stellen in einem elektrischen Energienetz erst möglich, da durch GPS eine Ortsbestimmung im dreidimensionalen Raum und wichtiger noch eine Zeitermittlung möglich ist. Durch die zeitsynchrone Messung wird eine Aussage über den aktuellen Zustand des Netzes möglich, da für jeden Messwert jeder Messstelle ein Zeitstempel verfügbar ist, d.h. zu jedem Zeitpunkt gibt es einen Messwert von allen Messstellen. [1]

Grundsätzlicher Aufbau von WAMS

Wide Area Monitoring Systems bestehen im einfachsten Fall aus Phasor Measurement Units (PMUs), einem Phasor Data Concentrator (PDC) und einer Auswertesoftware.

Die PMUs sind an verschiedenen Stellen im System installiert und haben die Funktion die Spannungs- und Stromphasoren in Echtzeit zu messen. Dabei ist es essentiell, dass die Messwerte mit einem Zeitstempel versehen sind, um einen Vergleich der Daten von verschiedenen Messstellen zu ermöglichen. Die Abtastraten von PMUs sind je nach Messsystem unterschiedlich und betragen etwa 10 bis 50 samples per second (es sind aber auch größere Abtastraten möglich). Um die Winkel der Spannungs- und Stromphasoren zu messen, werden alle Messsignale mit einem 50 Hz-Referenzsignal (Cosinusfunktion) verglichen. Durch die Phasenverschiebung zwischen dem Messsignal und dem Referenz-Cosinussignal ergibt sich der absolute Phasenwinkel. Da die Frequenz der Messsignale nicht exakt 50 Hz beträgt, verändert sich der Winkel aufgrund des Frequenzunterschiedes über die Zeit. Bei einer Frequenz über 50 Hz wird der Winkel im zeitlichen Verlauf größer und bei

einer Frequenz von unter 50 Hz kleiner. Der Winkel wird in den Grenzen zwischen $\pm 180^\circ$ gehalten, das heißt, bei einer Überschreitung dieser Grenze wird solange 360° addiert oder subtrahiert, bis sich das Resultat wieder in den Grenzen befindet.

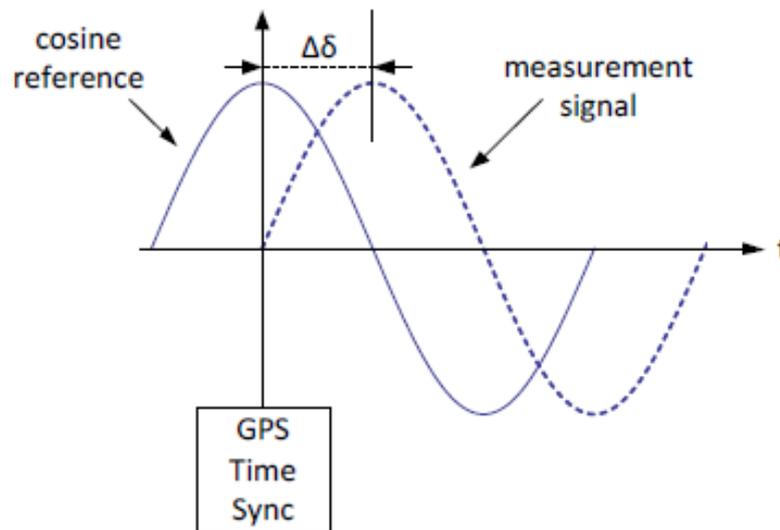


Abbildung 1: Messung des Phasenwinkels [2]

Die PMUs sind mit dem Phasor Data Concentrator (PDC) verbunden, er stellt die zentrale datenverarbeitende Einheit dar. Die Kommunikation zwischen den PMUs und dem PDC ist durch IEEE-Standards geregelt, z.B. das Format mit dem die Daten übermittelt werden. Der PDC hat die Aufgabe, die Daten zu sammeln, zu speichern und gegebenenfalls an verschiedene Abnehmer (Software, Institutionen oder Personen) weiterzuleiten. Die Weiterleitung der Daten an eine Auswertungssoftware dient der Echtzeitverarbeitung, wobei die Speicherung einer möglichen Analyse von Störungen im Nachhinein dienen kann.

Die Auswertesoftware verarbeitet die Daten, die durch den PDC gesammelt wurden, in Echtzeit. Die Auswertungen können auf verschiedenste Weise realisiert werden, z.B. als visuelle Ausgabe eines Parameters oder einfach als eine Warnung bei bestimmten Veränderungen gewisser Parameter. Durch die Echtzeitverarbeitung der Daten lassen sich zusätzliche Informationen für den Betrieb von elektrischen Netzen gewinnen, wie z.B. über den Spannungswinkel zwischen mehreren Punkten im System und kann somit auf den Lastzustand rückschließen. [1], [2], [3]

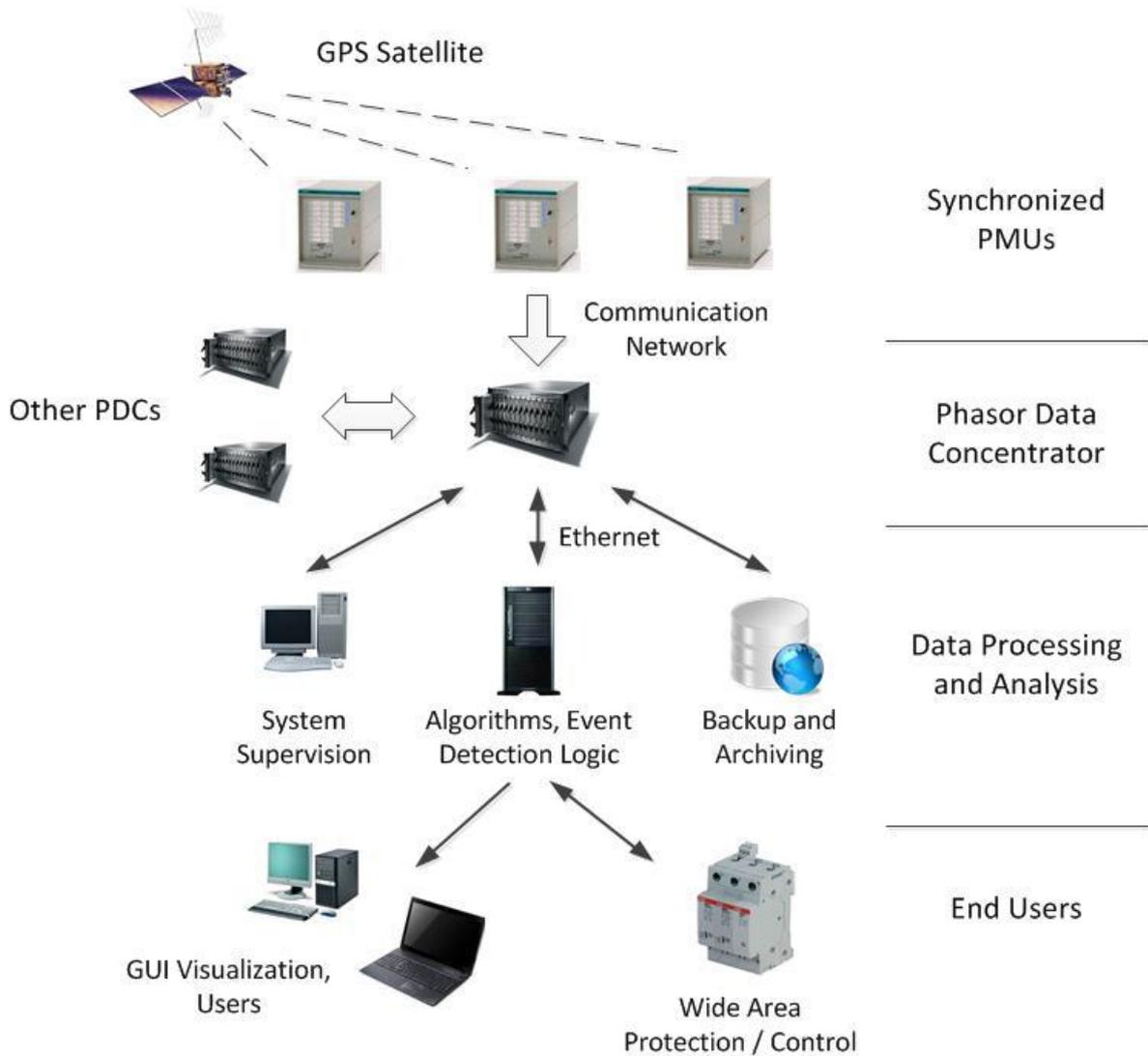


Abbildung 2: Genereller Aufbau eines WAMS [2]

Im Bereich des Wide Area Monitoring wurden einige erfolgreiche Projekte gestartet, wie zum Beispiel 1990 in Nordamerika [4]. Auf europäischer Ebene wurden um die Jahrtausendwende Projekte in den Skandinavischen Ländern [5] sowie 2007 in Großbritannien [6] gestartet. Mittlerweile wird diese Technologie bei fast allen Übertragungsnetzbetreibern angewendet, vereinzelt auch bei Verteilnetzbetreibern.

Diese Arbeit entstand durch das Interesse an dynamischen Vorgängen in einem 110-kV-Netz. Es stellte sich die Frage, welche dynamischen Vorgänge im Netz vorkommen und inwiefern sich diese anhand von Wide Area Monitoring beschreiben lassen. Im weiteren Verlauf dieser Arbeit werden Ansätze vorgestellt um dynamische Vorgänge in einem elektrischen Netz mittels zeitsynchroner Messung zu erkennen und zu lokalisieren. Außerdem wird auf

Zusammenhänge zwischen den erkannten dynamischen Vorgängen und deren Ursachen und Auswirkungen auf das Gesamtsystem eingegangen.

Um diese Analyse durchführen zu können, werden einige elektrotechnische und mathematische Werkzeuge bzw. Verfahrensweisen benötigt. Bei der Analyse von symmetrischen Drehstromsystemen ist es zweckmäßig, dass die Methode der symmetrischen Komponenten verwendet wird. In dieser Arbeit wird sie zum Berechnen der Nullspannung und des Nullstromes herangezogen. Die Vierpoltheorie gibt die mathematische Beschreibung der Leistungsübertragung über eine Leitung wieder. Bei der Analyse wird sie zur Berechnung des Lastflusses über ein Ersatzmodell, des betrachteten Netzes, verwendet. In einem elektrischen Energiesystem treten Schwingungen bzw. Pendelungen zum Beispiel durch Schalthandlungen oder Laständerungen auf. Da diese Schwingungen möglichst gut gedämpft werden sollen, stellt sich die Frage nach der Dämpfung des Systems. Mit Hilfe des logarithmischen Dekrements kann die Dämpfung des Gesamtsystems bestimmt werden, ohne genaueres Hintergrundwissen über das System zu besitzen. Einen weiteren wichtigen Punkt stellt die Spektralanalyse dar. Anhand der Spektralanalyse können die Schwingungsfrequenzen, die im System auftreten, ermittelt werden. Dazu wird die Fouriertransformation verwendet, da diese es ermöglicht, ein zeitlich verlaufendes Signal in seine Spektralkomponenten zu zerlegen. Somit werden die periodisch vorkommenden Frequenzkomponenten sichtbar.

Zur Analyse standen Messdaten eines Zeitraumes von etwa fünf Monaten (Juli bis Dezember 2013) von drei im System installierten PMUs zur Verfügung. Die genaue Netzstruktur mit den installierten PMUs wird im späteren Verlauf genauer erläutert. In den Daten sind die gemessenen Spannungs- und Stromphasoren, sowie die Frequenz enthalten. Die Messparameter wurden mit einer Abtastrate von 50 Hz, was einer zeitlichen Auflösung von 20 ms entspricht, aufgezeichnet. Bei den angegebenen Spannungen und Strömen handelt es sich hierbei um Effektivwerte. Angesichts dieser hohen zeitlichen Auflösung in Verbindung mit einem Messzeitraum von ungefähr fünf Monaten wird auch das Thema Datenmenge, Datenverarbeitung und Speicherung relevant. Insgesamt standen zur Auswertung Daten im Umfang von 401 Gigabyte zur Verfügung.

In dieser Arbeit wird der Schwerpunkt auf drei verschiedene Analysen gesetzt:

- Lastfluss

Die Analyse des Lastflusses stellt den ersten Schwerpunkt dar. Ziel ist es, Informationen aus den im System vorkommenden Lastflüssen zu gewinnen.

- Netzdynamik

Im zweiten Punkt wird eine Analyse zur Informationsgewinnung über Netzpendelungen und Dämpfung des Systems durchgeführt.

- Fehlerortung

Ziel ist es, den Vorteil der synchronisierten Messung zum Erkennen und Lokalisieren von Fehlern bzw. Ereignissen auszunützen.

2 Netzstruktur bzw. Netzaufbau

Diese Arbeit bezieht sich auf ein 110-kV-Netz, welches als Verteilnetz fungiert. Da Wide Area Measurement Systems vorzugsweise in Übertragungsnetzen zum Einsatz kommt, wo auch große Entfernungen mit mehreren hundert Kilometern zwischen den einzelnen PMUs sein können, ist es in diesem Fall eine neue Herausforderung, da die Entfernungen zwischen den drei im Netz installierten PMUs nur um die hundert Kilometer beträgt. Das Problem bei so geringen Abständen zwischen den im Netz installierten PMUs ist, dass sich eine Änderung (z.B. Frequenzänderung) im Netz sehr schnell ausbreitet und man deshalb eine hohe zeitliche Auflösung bei der Messung benötigt. Eine Abtastrate von 50 Hz sollte mindestens gegeben sein, das heißt ein Messwert alle 20 ms. Sollte diese hohe zeitliche Auflösung nicht vorhanden sein, können schnelle Ereignisse nicht erkannt werden.

Das Netz wird als gelöschtes Netz betrieben, das heißt, der Sternpunkt von mindestens einem Transformator ist über eine Spule (Petersenspule) geerdet. Das hat den Vorteil, dass sich bei einem Erdschluss ein induktiver Blindstrom dem größtenteils kapazitiven Fehlerstrom überlagert und somit nur mehr der Wattreststrom (ohmscher Anteil des Fehlerstromes) übrig bleibt. Das heißt, an der Fehlerstelle tritt nur ein geringer Fehlerstrom auf. Dies gilt bei vollständiger Kompensation, wobei in der Praxis das Netz aber meist über- oder unterkompensiert betrieben wird, um Resonanz zu vermeiden.

In Abbildung 3 kann man den Aufbau des analysierten Netzes sehen. Es teilt sich in West- und Ostnetz auf, wobei die Verbindung dieser zwei Teile bei PMU 2 einen Knotenpunkt aufweist, das heißt man spricht von Westnetz, wenn man sich westlich von PMU 2 und von Ostnetz, wenn man sich östlich von PMU 2, befindet. Im Grunde genommen ist das Netz wie eine liegende Acht aufgebaut. Die drei PMUs sind mit grünen Kreisen markiert und es befindet sich im Wesentlichen jeweils eine PMU am westlichen und östlichen Rand des Netzes und eine genau in der Mitte am Knotenpunkt.

Das Netz hat zwei Netzabstützungen, die in violetter Farbe markiert sind. Eine befindet sich bei Malta Hauptstufe und die zweite in Obersielach (Nähe Völkermarkt). Obersielach ist an den sogenannten 380-kV-Ring und an das überlagerte 220-kV-Netz der Austrian Power Grid (APG) angeschlossen. Malta Hauptstufe ist an das 220-kV-Netz der APG angeschlossen,

wobei hier erwähnenswert ist, dass diese Netzabstützung nicht immer verfügbar ist. Es kann durchaus vorkommen, dass die beiden 220-kV-Systeme gleichzeitig abgeschaltet sind. Dieser Umstand führt dazu, dass bei Nichtverfügbarkeit der Netzabstützung Malta Hauptstufe eine eingeschränkte Handlungsfähigkeit für den Betrieb des Netzes entsteht, da beispielsweise bei der Erdschlusssuche nicht alle Netzkonfigurationen ohne die Netzabstützung möglich sind.

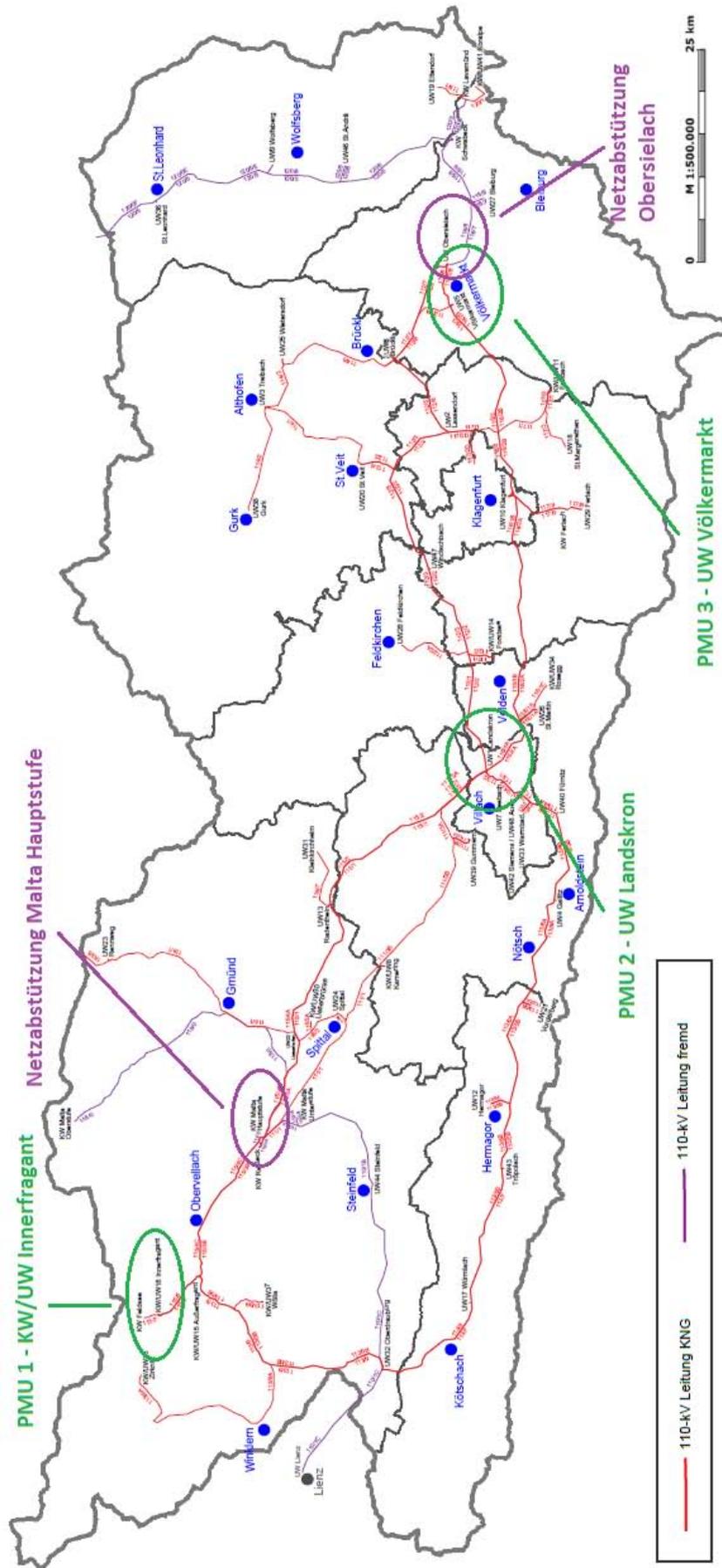


Abbildung 3: Geografischer Netzplan des 110-kV-Netzes

3 Datenaufbereitung

3.1 Datenreduktion

Da eine große Menge an Rohdaten zur Auswertung zur Verfügung steht, muss auch über die Vorbereitung dieser für die Analyse nachgedacht werden, um eine möglichst effiziente Verarbeitung zu ermöglichen. In diesem Fall werden die Daten „Offline“ analysiert, das heißt, die Analyse erfolgt im Nachhinein. Deshalb spielt die Verarbeitungsgeschwindigkeit eine eher sekundäre Rolle, wenn die Daten aber in Echtzeit ausgewertet werden sollen, wie es für die Nutzung während des Netzbetriebes der Fall ist, muss eine dementsprechend hohe Übertragungskapazität und Verarbeitungsgeschwindigkeit aller beteiligten Komponenten im Sinne von „Big Data“ sichergestellt werden. Hier erfolgt die Analyse der Daten mit der Software Matlab in der Version R2009b. Die Messdaten sind matrixartig aufgebaut, wobei jede Spalte einen Messparameter repräsentiert und pro Zeile ein Messwert jedes Parameters mit dem zugehörigen Zeitstempel abgebildet ist. Insgesamt gibt es je Messpunkt 13 Parameter, jeweils Spannung und Strom in Betrag und Winkel pro Phase, sowie die Frequenz. Daraus ergeben sich in Summe 39 Messparameter, wobei die Zeit noch zusätzlich hinzukommt.

	Phasenspannungen und Ströme in Betrag und Winkel						Frequenz	Messzeit
Innerfragant (PMU 1)	$\underline{U}_{1,IF}$	$\underline{U}_{2,IF}$	$\underline{U}_{3,IF}$	$\underline{I}_{1,IF}$	$\underline{I}_{2,IF}$	$\underline{I}_{3,IF}$	f_{IF}	t
Landskron (PMU 2)	$\underline{U}_{1,LA}$	$\underline{U}_{2,LA}$	$\underline{U}_{3,LA}$	$\underline{I}_{1,LA}$	$\underline{I}_{2,LA}$	$\underline{I}_{3,LA}$	f_{LA}	
Völkermarkt (PMU 3)	$\underline{U}_{1,VK}$	$\underline{U}_{2,VK}$	$\underline{U}_{3,VK}$	$\underline{I}_{1,VK}$	$\underline{I}_{2,VK}$	$\underline{I}_{3,VK}$	f_{VK}	

Tabelle 1: Messparameter

Durch die Entscheidung, die Daten anhand von Matlab auszuwerten, ist es sinnvoll diese, in das von Matlab vorzugsweise verwendete mat-Format, umzuwandeln. Dadurch wird eine schnellere Verarbeitung der Daten erreicht, was schon ein großer Vorteil dieses Formates, gegenüber dem ursprünglichen csv-Format, ist. Ein weiterer Vorteil aus dieser Umwandlung

ergibt sich beim Speicherplatz, im Rohzustand hatten die Daten ein Gesamtvolumen von circa 401 GB. Nach erfolgreicher Umwandlung reduziert sich das Datenvolumen auf etwa 145 GB und das rein aufgrund des Formates. Dadurch wird eine Datenreduktion der Rohdaten von rund 64 % auf 36 % erreicht.

Nach dem ersten Schritt, der Umwandlung des Formates, liegen die Daten nun im mat-Format vor. Da die Daten sonst noch ident mit Rohdaten sind und diese pro File (insgesamt 626 Files) ungefähr sechs Stunden an Messdaten enthalten, muss sich noch eine sinnvolle Zusammenfassung der Files überlegt werden. Eine in diesem Fall günstige Variante bietet sich dabei an, wenn die Daten so zusammengefasst werden, dass sich für jeden Tag der Messperiode ein Datensatz ergibt. Dadurch wird die Anzahl der Files von anfangs 626 auf 152 reduziert und die Vergleichbarkeit von Auswertungen von verschiedenen Datensätzen (jetzt ein File/Tag) erreicht.

Die Messdaten liegen nun prinzipiell derart vor, dass sie zur weiteren Verarbeitung, sprich Analyse, herangezogen werden können. Durch die hohe Auflösung der Messdaten mit einer Abtastrate von 50 Hz (ein Messwert alle 20 ms) beträgt die Größe eines Datensatzes immer noch zwischen 700 und 1200 MB. Um die große Datenmenge, von immer noch insgesamt 145 GB, in annehmbarer Zeit verarbeiten zu können muss das Datenvolumen zusätzlich nochmals reduziert werden. Im letzten Schritt der Vorbereitung wird deshalb auf eine geringere Auflösung von 10 Hz (ein Messwert alle 100 ms) übergegangen. Das kann in Matlab relativ einfach realisiert werden, indem einfach jeder 5. Messwert aus den Grunddaten extrahiert wird. Dadurch entsteht ein neuer Datensatz mit einer verringerten Auflösung, der nur mehr ein Fünftel des Datenvolumens (rund 29,5 GB) im Vergleich zur höheren Auflösung hat. Daraus resultiert auch ein geringeres Datenvolumen mit etwa 150 bis 230 MB pro Datensatz, was sehr angenehm zur Weiterverarbeitung verwendet werden kann. In Ausnahmefällen wird auf Datensätze mit der höheren Auflösung von 20 ms zurückgegriffen, dies wird aber explizit angegeben.

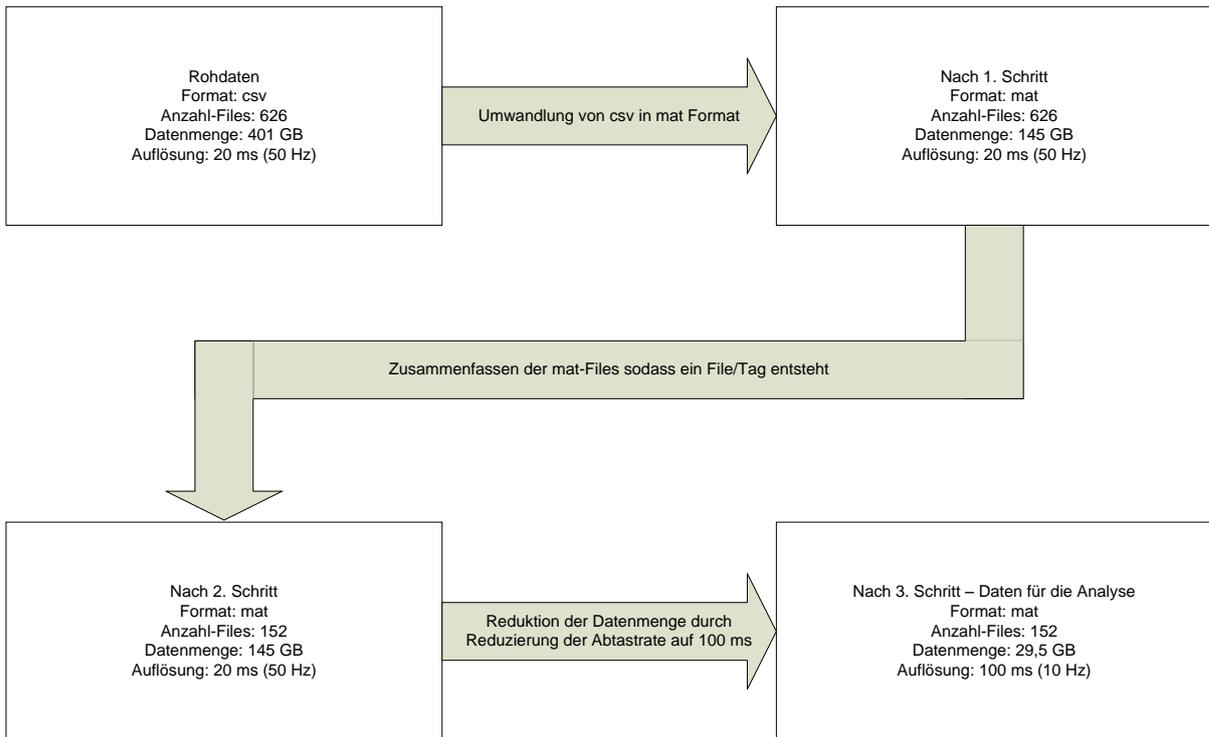


Abbildung 4: Ablauf der Datenvorbereitung

3.2 Definieren eines Bezugssystems

Bevor mit der Auswertung der Daten begonnen werden kann, muss ein Bezugssystem hinsichtlich der Winkel für Spannung und Strom geschaffen werden. In dieser Analyse wird der Winkel der Spannung \underline{U}_1 in Völkermarkt als Bezugsgröße definiert und als Referenzgröße von den restlichen Winkeln subtrahiert. Durch diese Operation erhält man relative Phasenwinkel, die sich, im Gegensatz zum Absoluten, nicht mehr zeitlich ändern.

3.3 Berechnung der Parameter, die zur Analyse verwendet werden

3.3.1 Leistung

Aus den gemessenen Spannungs- und Stromphasoren kann die Scheinleistung \underline{S}_k , damit auch die Wirkleistung P und die Blindleistung Q , an den drei PMU-Standorten über die komplexe Rechnung ermittelt werden. Für Spannungen und Ströme werden hierbei Phasengrößen eingesetzt.

$$\underline{S}_k = P + jQ = \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_1^* + \underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2^* + \underline{U}_3 \cdot \underline{I}_3^* \quad (1)$$

3.3.2 Verkettete Spannungen

Die Berechnung der verketteten Spannungen ist anhand des Spannungsdreiecks einfach durchzuführen. Dies muss ebenfalls für alle PMU-Standorte durchgeführt werden.

$$\underline{U}_{12} = \underline{U}_2 - \underline{U}_1 \quad (2)$$

$$\underline{U}_{23} = \underline{U}_3 - \underline{U}_2 \quad (3)$$

$$\underline{U}_{31} = \underline{U}_1 - \underline{U}_3 \quad (4)$$

Zur Berechnung des Lastflusses wird der Betrag der Spannung benötigt, deshalb wird hier der arithmetische Mittelwert der Beträge berechnet. Die Spannung könnte auch über das Mitsystem berechnet werden, indem die Spannung des Mitsystems mit dem Faktor $\sqrt{3}$ multipliziert wird.

$$U_k = \frac{|\underline{U}_{12}| + |\underline{U}_{23}| + |\underline{U}_{31}|}{3} \quad (5)$$

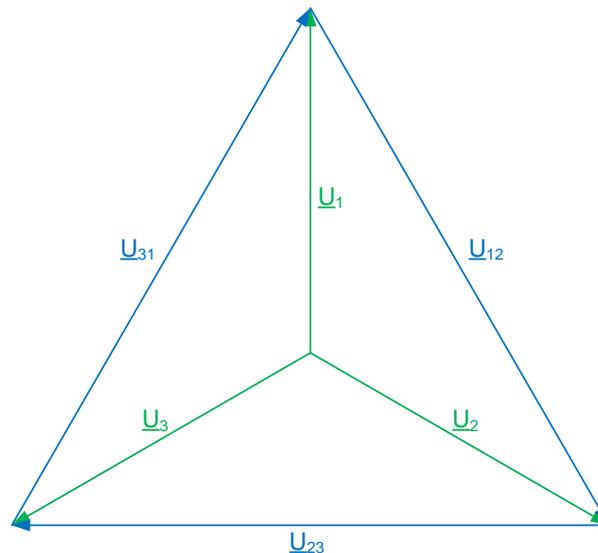


Abbildung 5: Spannungsdreieck mit Phasen- und verketteten Größen

3.3.3 Nullspannung und Nullstrom

Durch Verwendung der Methode der symmetrischen Komponenten kann man ein symmetrisch aufgebautes elektrisches Drehstromsystem in drei voneinander unabhängige Komponenten zerlegen. Die drei Komponenten bestehen aus Null-, Mit- und Gegensystem und sind im symmetrischen Fall, bei symmetrischer Speisung und Belastung, jeweils als getrennte einpolige Ersatzschaltungen ausgeführt. Vorteil dabei ist, dass eine vollständige Entkopplung der drei Systeme erreicht wird. Erst im Falle einer unsymmetrischen Belastung, sowie im Fehlerfall, treten das Null- und Gegensystem in Erscheinung und es gibt eine Kopplung zwischen den Komponenten. Deshalb kann man auch sagen, dass das Null- und Gegensystem ein Maß für die Unsymmetrie beschreibt. [7] Im Folgenden wird die Definition der symmetrischen Komponenten kurz angeführt. Für die Analyse wurden im Speziellen das Nullsystem von Spannung und Strom herangezogen.

Die Berechnung der symmetrischen Komponenten \underline{U}^S erfolgt über Multiplikation der Symmetrierungsmatrix \underline{S} mit den Phasengrößen \underline{U} . Die komplexe Symmetrierungsmatrix ist folgendermaßen definiert:

$$\underline{S} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \quad (6)$$

Um aus den symmetrischen Komponenten wieder die Phasengrößen zu berechnen, benötigt man die Entsymmetrierungsmatrix \underline{T} , die folgendermaßen definiert ist:

$$\underline{T} = \underline{S}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \quad (7)$$

Die Drehung zwischen den Vektorkomponenten wird durch den Parameter \underline{a} beschrieben.

$$\underline{a} = e^{j\frac{2\pi}{3}} \triangleq 120^\circ \quad \text{und} \quad \underline{a}^2 = e^{j\frac{4\pi}{3}} = e^{-j\frac{2\pi}{3}} \triangleq 240^\circ \quad (8)$$

Folgend wird die Berechnung der symmetrischen Komponenten beispielhaft für die Spannungen erläutert. Die Berechnungsmethode kann in gleicher Weise für Ströme angewandt werden.

$$\underline{U}^S = \underline{S} \cdot \underline{U} \quad \text{bzw. zur Rücktransformation} \quad \underline{U} = \underline{T} \cdot \underline{U}^S \quad (9)$$

$$\underline{U}^S = \underline{S} \cdot \underline{U} = \begin{bmatrix} \underline{U}^0 \\ \underline{U}^1 \\ \underline{U}^2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \end{bmatrix} \quad (10)$$

Nullsystem

Im Nullsystem besitzen alle drei Komponenten die gleiche Phasenlage, wie es in Abbildung 6 zu sehen ist [8]. Da das Nullsystem bei Fehlern mit Erdberührung in Erscheinung tritt, wird es zur Berechnung der Nullspannung und des Nullstromes herangezogen.

$$\underline{U}^0 = \frac{1}{3}(\underline{U}_1 + \underline{U}_2 + \underline{U}_3) \quad (11)$$

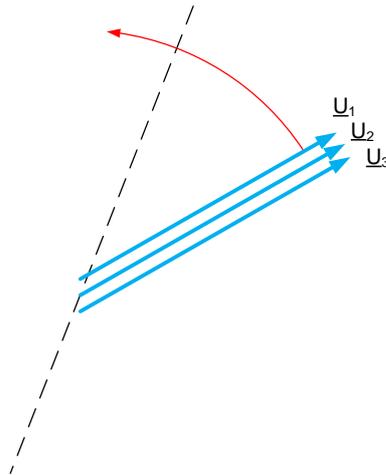


Abbildung 6: Phasenlage im Nullsystem

Mitsystem

Im Mitsystem haben die Vektorkomponenten die „richtige“ Phasenfolge (1-2-3-1-...). [8]

$$\underline{U}^1 = \frac{1}{3}(\underline{U}_1 + a \cdot \underline{U}_2 + a^2 \cdot \underline{U}_3) \quad (12)$$

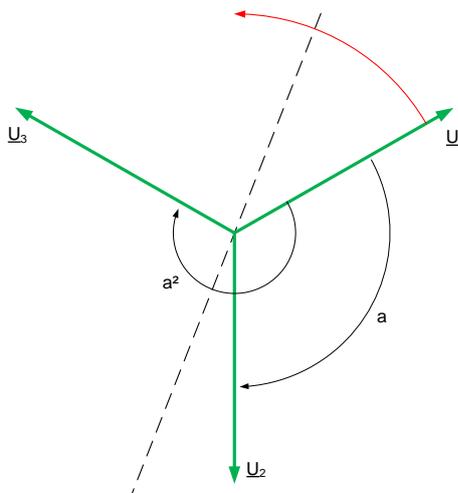


Abbildung 7: Phasenlage im Mitsystem

Gegensystem

Im Gegensystem haben die Vektorkomponenten die "falsche" Phasenfolge (1-3-2-1-....). [8]

$$\underline{U}^2 = \frac{1}{3} (\underline{U}_1 + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_2 + \underline{a} \cdot \underline{U}_3) \quad (13)$$

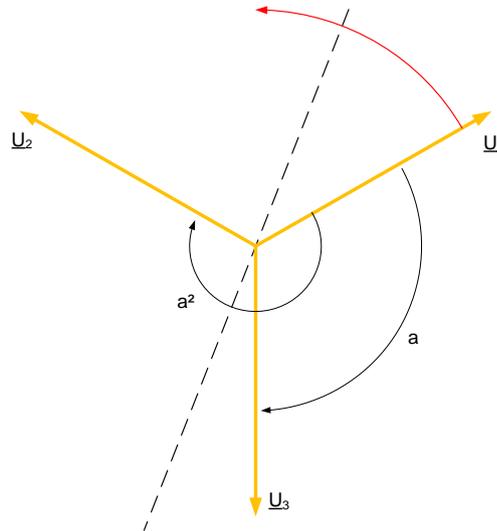


Abbildung 8: Phasenlage im Gegensystem

3.3.4 Spannungswinkel

Berechnung der Spannungswinkel zwischen Innerfragant und Landskron (Westnetz), sowie zwischen Landskron und Völkermarkt (Ostnetz). Dabei kommen die auf die Referenzgröße bezogenen Winkel zum Einsatz. Die Berechnung wird für den Spannungswinkel zwischen Innerfragant und Landskron gezeigt und erfolgt für die Berechnung zwischen Landskron und Völkermarkt analog.

$$\varphi_{U1_{IF-LA}} = \varphi_{U1_{IF,bez}} - \varphi_{U1_{LA,bez}} \quad (14)$$

$$\varphi_{U2_{IF-LA}} = \varphi_{U2_{IF,bez}} - \varphi_{U2_{LA,bez}} \quad (15)$$

$$\varphi_{U3_{IF-LA}} = \varphi_{U3_{IF,bez}} - \varphi_{U3_{LA,bez}} \quad (16)$$

Im Idealfall sind die drei berechneten Winkel identisch, da aber in der Praxis Abweichungen auftreten wird das arithmetische Mittel aus diesen verwendet.

$$\varphi_{U_{IF-LA}} = \frac{\varphi_{U1_{IF-LA}} + \varphi_{U2_{IF-LA}} + \varphi_{U3_{IF-LA}}}{3} \quad (17)$$

3.3.5 Differenzfrequenz

Die Frequenz in einem elektrischen Energiesystem ist nicht an jedem Punkt exakt gleich, deshalb gibt es Frequenzunterschiede zwischen verschiedenen Punkten in einem System. In dieser Arbeit wurde die Differenzfrequenz für die Spektralanalyse verwendet. Die Berechnung der Differenzfrequenz ist trivial, da nur eine Subtraktion der gemessenen Frequenz an den PMU-Standorten durchzuführen ist. In folgenden Gleichungen ist die Berechnung der Differenzfrequenz angegeben.

$$\Delta f_{IF-VK} = f_{IF} - f_{VK} \quad (18)$$

$$\Delta f_{IF-LA} = f_{IF} - f_{LA} \quad (19)$$

$$\Delta f_{LA-VK} = f_{LA} - f_{VK} \quad (20)$$

4 Analyse der generellen Lastflusssituation

4.1 Einleitung

Das erste Verfahren zur Erkennung von dynamischen Vorgängen bezieht sich auf Erkennen von ungewöhnlichen Lastflüssen (Wirkleistungsfluss) im System. Durch diese Variante können Lastflüsse zwischen den im System installierten PMUs näherungsweise berechnet werden, da aufgrund der zeitsynchronen Messung, die zur Berechnung benötigten Parameter an diesen Stellen im Netz, zu jedem Zeitpunkt vorhanden sind. Eine Ausnahme bildet dabei die Impedanz dazwischen, die natürlich vom aktuellen Schaltzustand des Netzes abhängig ist. Daher wird bei der Berechnung vom Normalschaltzustand ausgegangen, um die Komplexität dieser Berechnung in Grenzen zu halten. Einspeisungen und Lasten, die zwischen den PMUs liegen, werden nicht berücksichtigt.

In Abschnitt 4.2 wird die Berechnung der Leistung über eine Leitung erläutert, wobei hier speziell Formel (27) angewendet wird. Die Berechnung teilt sich in zwei Teile auf:

- Lastfluss im Westnetz (zwischen Innerfragant (PMU 1) und Landskron (PMU 2))
- Lastfluss im Ostnetz (zwischen Landskron (PMU 2) und Völkermarkt (PMU 3))

Die zur Berechnung erforderliche Impedanz wird für das West- und Ostnetz getrennt berechnet, wobei alle dazwischenliegenden Impedanzen (Leitungen) im Normalzustand des Netzes berücksichtigt werden. Da eine verlustfreie Leitung vorausgesetzt wird, entfällt der ohmsche Anteil und es wird nur der induktive Anteil zur Berechnung herangezogen. Für die Spannungen in Innerfragant, Landskron und Völkermarkt wird der arithmetische Mittelwert der verketteten Spannungen verwendet. Für den Spannungswinkel wird ebenso der arithmetische Mittelwert herangezogen.

4.2 Modell für die Leistungsübertragung

Mit Hilfe eines Ersatzvierpols lässt sich die übertragene Leistung über eine Leitung mathematisch formulieren [9]. Daher kann dieses Modell zur Berechnung des Lastflusses verwendet werden.



Abbildung 9: Ersatzvierpol

Für den Ersatzvierpol wird das π -Ersatzschaltbild eingesetzt.

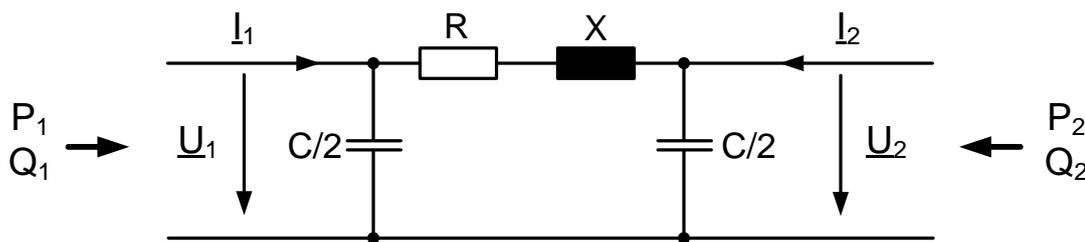


Abbildung 10: Ersatzvierpol mit eingesetztem π -Ersatzschaltbild

Durch Aufstellen der Admittanzmatrix für das Ersatzschaltbild kann die übertragene Leistung folgendermaßen berechnet werden.

$$\begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} \\ Y_{21} & Y_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \end{bmatrix} \quad (21)$$

Durch Einsetzen von Gleichung (21) in die bekannte Formel zur Leistungsberechnung ergibt sich. [9]

$$\begin{bmatrix} S_1 \\ S_2 \end{bmatrix} = \underline{U} \cdot \underline{I}^* \begin{bmatrix} U_1 & 0 \\ 0 & U_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y_{11}^* & Y_{12}^* \\ Y_{21}^* & Y_{22}^* \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_1^* \\ U_2^* \end{bmatrix} \quad (22)$$

$$P_1 = \frac{U_1^2}{Z_{11}} \cdot \cos(\psi_{11}) - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{12}} \cdot \cos(\vartheta_1 - \vartheta_2 + \psi_{12}) \quad (23)$$

$$P_2 = \frac{U_2^2}{Z_{22}} \cdot \cos(\psi_{22}) - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{21}} \cdot \cos(\vartheta_2 - \vartheta_1 + \psi_{21}) \quad (24)$$

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{Z_{11}} \cdot \sin(\psi_{11}) - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{12}} \cdot \sin(\vartheta_1 - \vartheta_2 + \psi_{12}) \quad (25)$$

$$Q_2 = \frac{U_2^2}{Z_{22}} \cdot \sin(\psi_{22}) - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{21}} \cdot \sin(\vartheta_2 - \vartheta_1 + \psi_{21}) \quad (26)$$

Unter den folgenden drei Annahmen ist eine Vereinfachung der Formeln (23) bis (26) möglich. [9]

- Verlustfreie Leitung $\psi_{11} \approx \psi_{22} \approx \psi_{12} \approx \psi_{21}$
- Übertragungswinkel $\vartheta = \vartheta_1 - \vartheta_2$
- Vernachlässigbare Leitungskapazitäten $Z_{11} \approx Z_{12} \approx Z_{21} \approx Z_{22}$

$$P_1 = -P_2 \approx \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{12}} \cdot \sin(\vartheta) \quad (27)$$

$$Q_1 \approx \frac{U_1^2}{Z_{12}} - \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{12}} \cdot \cos(\vartheta) \quad (28)$$

$$Q_2 \approx -\frac{U_2^2}{Z_{12}} + \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_{12}} \cdot \cos(\vartheta) \quad (29)$$

Zur Berechnung des induktiven Blindwiderstandes wird, wie schon erwähnt, das West- bzw. Ostnetz zu einer Impedanz zusammengefasst. In Abbildung 11 ist die vereinfachte Struktur des Netzes im Normalschaltzustand abgebildet. Jede Linie in der Abbildung entspricht einem 3-phasigen System. Die Längenangaben stammen aus aktuellen Netzplänen, wobei für die längenbezogene Impedanz X' ein Mittelwert, der im Netz befindlichen Freileitungen berechnet wurde. Die Ausführung der Impedanzberechnung wird hier nicht explizit angeführt, da diese, wie man anhand von Abbildung 11 erkennen kann, trivial über Serien- und Parallelrechnung durchgeführt werden kann. Deshalb werden lediglich die Ergebnisse aus dieser angegeben.

$$X_{West} = \underline{9,649\Omega} \quad (30)$$

$$X_{Ost} = \underline{8,741\Omega} \quad (31)$$

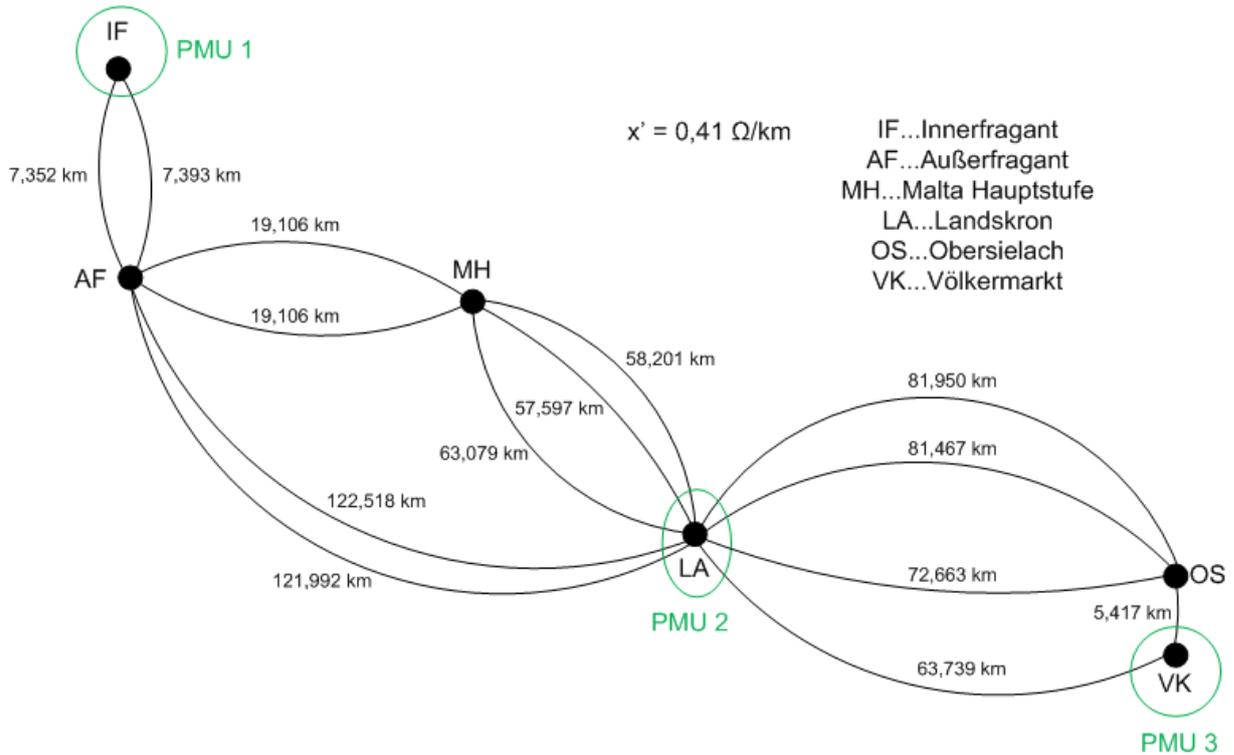


Abbildung 11: Vereinfachte Struktur des Netzes zur Impedanzberechnung

Nachdem alle Parameter für die Berechnung bestimmt wurden, kann der Lastfluss im West- und Ostnetz anhand von Formel (32), die von Formel (27) abgeleitet wurde, berechnet werden. Zur Erinnerung wird in Abbildung 12 nochmals das vereinfachte Ersatzschaltbild für die Leistungsübertragung angegeben. Hinsichtlich der Lastflussrichtung ist zu beachten, dass bei positivem Vorzeichen der Leistung, die Lastflussrichtung von Punkt 1 nach Punkt 2 (siehe Abbildung 12) und bei negativem genau umgekehrt, orientiert ist. Für den induktiven Blindwiderstand X_{12} wird für das Westnetz X_{West} und für das Ostnetz X_{Ost} eingesetzt. Die Beträge der Spannungen $|\underline{U}_1|$ und $|\underline{U}_2|$ werden sinngemäß, nach Berechnung über Formel (2) bis (5), einmal die Spannung in Innerfragant und Landskron, einmal die Spannung Landskron und Völkermarkt, eingesetzt. Für den Spannungswinkel gilt das gleiche wie für die Spannungen, einmal wird der Spannungswinkel zwischen Innerfragant und Landskron eingesetzt und einmal der Spannungswinkel zwischen Landskron und Völkermarkt, nachdem sie über die Formeln (14) bis (17) berechnet wurden.

$$P_{12} \approx \frac{|\underline{U}_1| \cdot |\underline{U}_2|}{X_{12}} \cdot \sin(\vartheta) \quad (32)$$

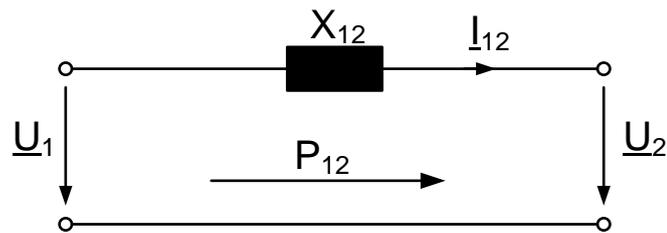


Abbildung 12: Vereinfachtes Ersatzschaltbild für die Leistungsübertragung

Da die zur Berechnung verwendeten Daten, wie in Abschnitt 3 erläutert, als je ein Datensatz pro Tag vorliegen, wird diese Berechnung für jeden Tag der Messperiode durchgeführt. Das Ergebnis der Berechnung wird als Diagramm gespeichert, das bedeutet, es ergibt sich für jeden Tag der Messperiode ein Diagramm, in dem die Leistung als Funktion der Zeit aufgetragen ist. Beide Berechnungen, also für West- und Ostnetz, werden in das gleiche Diagramm eingetragen, dadurch erhält man eine bessere Übersichtlichkeit und Vergleichbarkeit, als bei getrennten Diagrammen.

Folgend werden die Ergebnisse, die durch die Lastflussberechnung erzielt wurden, diskutiert. Da nicht alle Diagramme der Messperiode angeführt werden können, werden einige aussagekräftige angegeben.

4.3 Lastfluss - Resultat 1

In Abbildung 13 ist das Ergebnis der Berechnung des Wirkleistungslastflusses im West- und Ostnetz für den 20.07.2013 angegeben. Es ist sehr gut zu erkennen, dass sich, zwischen etwa 11 und 15 Uhr, die Lastflussrichtung im Westnetz (blau) umgekehrt hat. Im Gegensatz zum Westnetz, hat sich im Ostnetz (rot) der Lastfluss in Richtung Landskron vergrößert. Das bedeutet, dass die Durchzugsrichtung der Leistung, zwischen 11 bis 15 Uhr, von Ost nach West orientiert ist.

Daraus kann man schließen, dass es eine Veränderung im Netz gegeben haben muss, die sich erheblich auf den Lastfluss auswirkt. Um die Ursache der relativ großen Lastflussänderung zu erklären, muss man zusätzlich Abbildung 14 betrachten, in der der Wirkleistungsverlauf in Innerfragant (PMU 1) ersichtlich ist. Anhand des Wirkleistungsverlaufes in Innerfragant kann man gut erkennen, dass zeitgleich mit der Lastflussänderung im Netz auch in Innerfragant von Turbinenbetrieb (positive Leistung) auf Pumpbetrieb (negative Leistung) umgeschaltet wurde. Das heißt, es wird zwischen 11 und 15 Uhr Leistung bezogen, wodurch sich die Lastflussänderung im West- und Ostnetz erklären lässt, da sich während dieser Zeit ein Lastfluss in Richtung Westen einstellt.

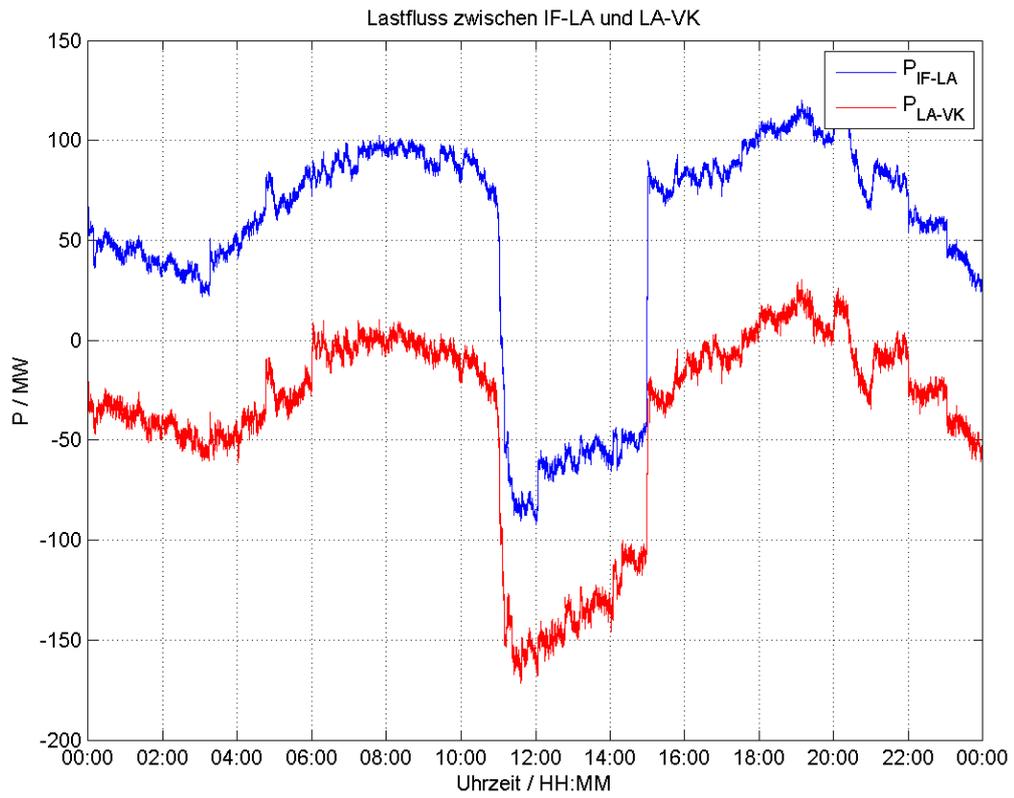


Abbildung 13: Lastfluss im West- und Ostnetz am 20.07.2013

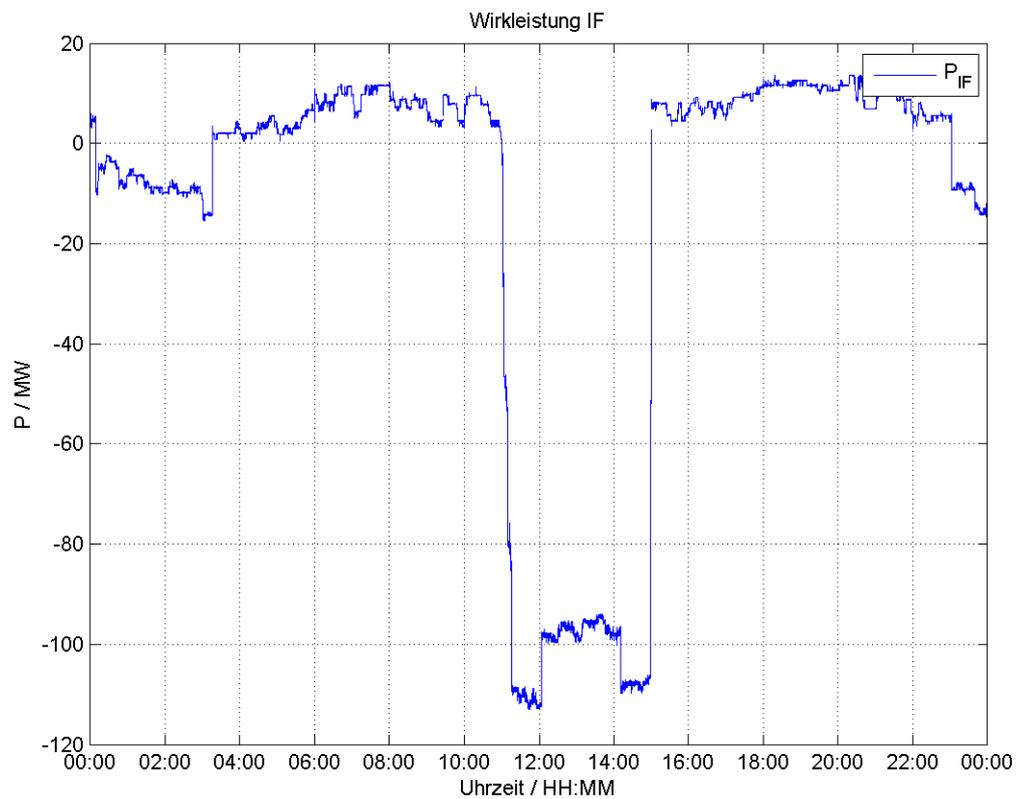


Abbildung 14: Verlauf der Wirkleistung in Innerfragant am 20.07.2013

Da in Abbildung 13 und Abbildung 14 der Verlauf über einen ganzen Tag aufgetragen ist und die Veränderung der Leistung bei dieser Skalierung aussieht wie ein transienter Vorgang, werden, um Missverständnissen vorzubeugen, folgend noch Diagramme angegeben, in denen der Zeitpunkt 11 Uhr mit einer feineren Skalierung angegeben ist. Daraus ist dann zu erkennen, dass es kein transienter Vorgang ist, sondern gewollt von Turbinenbetrieb in Pumpbetrieb umgeschaltet wird. Es ist gut zu sehen, wie die Leistung der Maschinen im Pumpbetrieb stufenweise erhöht wird, daher ein transienter Vorgang ausgeschlossen werden kann.

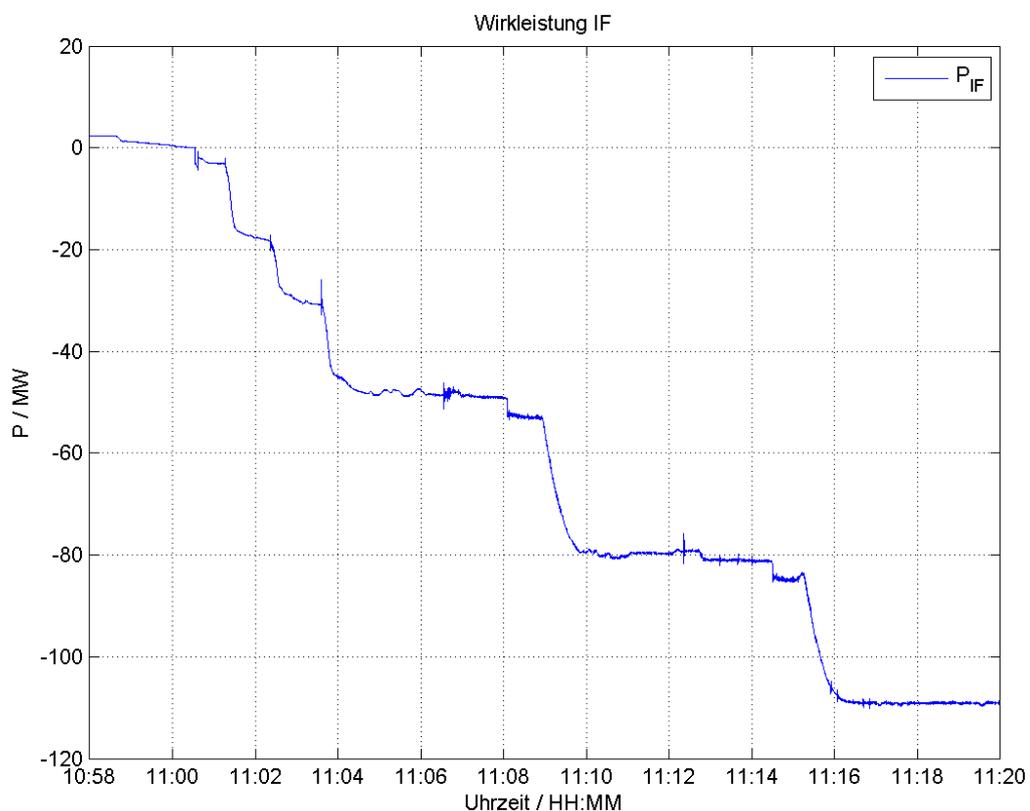


Abbildung 15: Leistungsverlauf Innerfragant während Umschaltung auf Pumpbetrieb

Außerdem wird der Leistungsverlauf in Völkermarkt angegeben, an welchem man gut erkennen kann, dass sich die bezogene Leistung aus dem überlagerten Netz (negatives Vorzeichen), während der Umschaltung auf Pumpbetrieb in Innerfragant, auch erheblich vergrößert. Dies stimmt wiederum mit der durchgeführten Berechnung des Lastflusses durch das Ersatzmodell (Abbildung 13) überein, in dem sich der Lastfluss Richtung Landskron, also Richtung Westen, ebenso vergrößert.

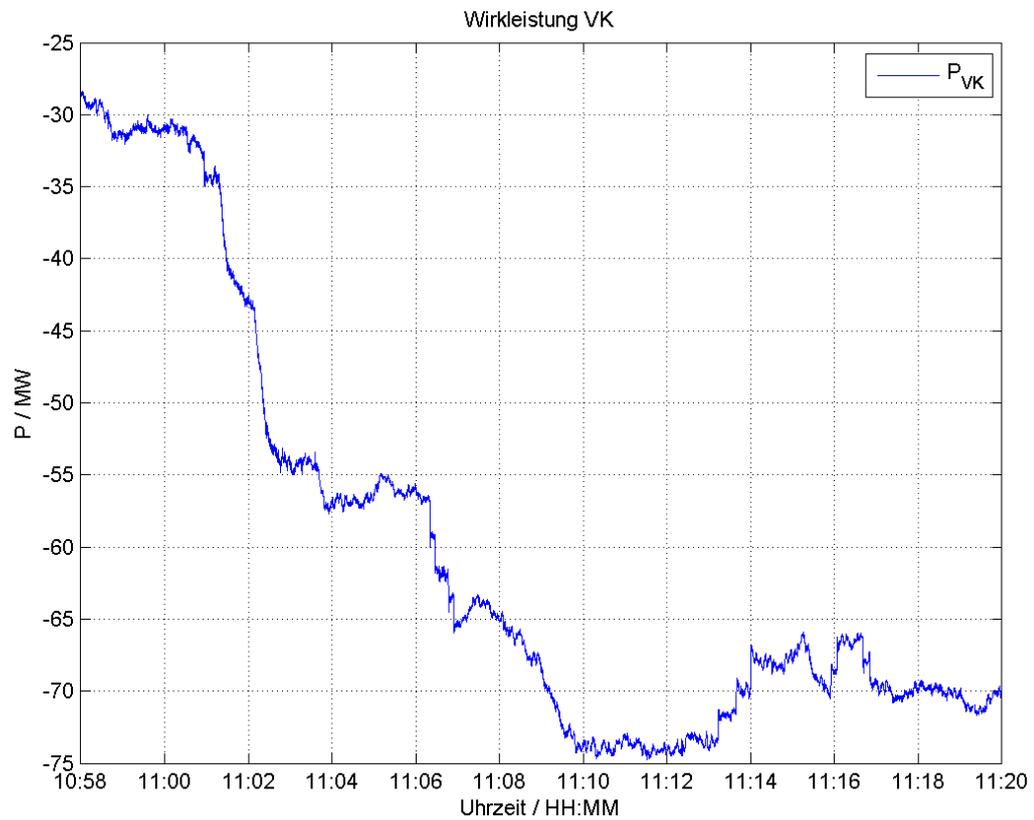


Abbildung 16: Leistungsverlauf Völkermarkt während Umschaltung auf Pumpbetrieb in Innerfragant

Schlussendlich wird auch noch der berechnete Lastfluss mit feiner Skalierung um 11 Uhr angegeben. Daran ist gut zu erkennen, dass es keine sprunghafte Änderung des Lastflusses, sondern eine stetige Veränderung, gegeben hat.

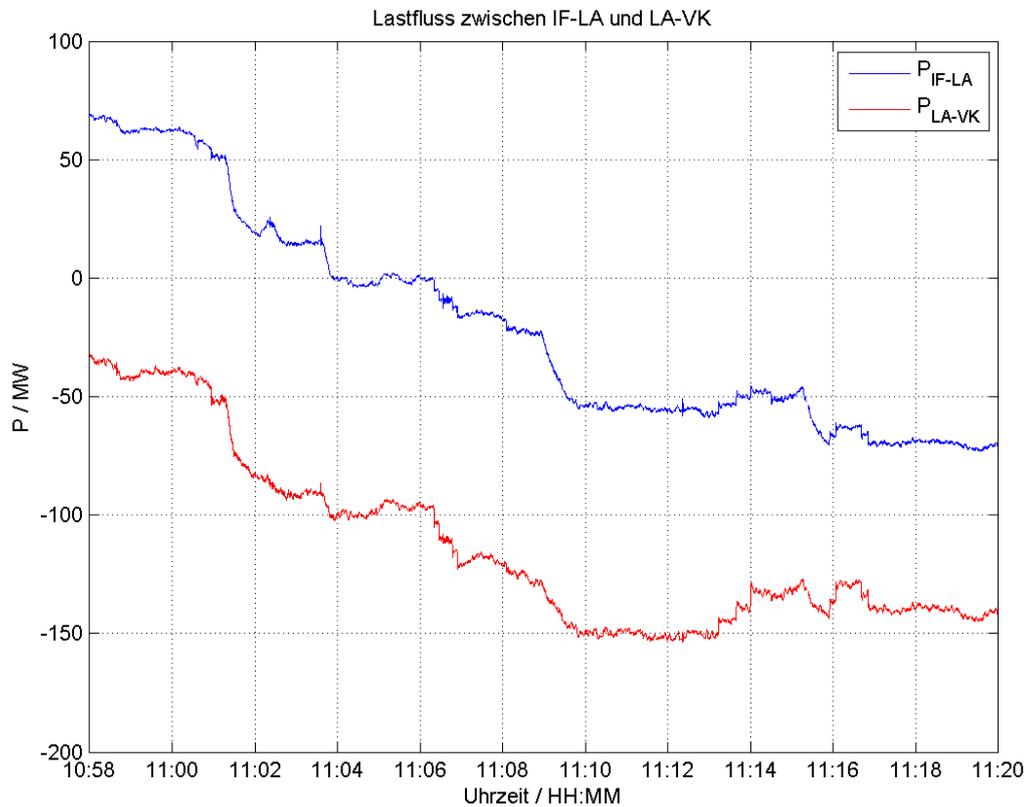


Abbildung 17: Lastfluss während der Umschaltung auf Pumpbetrieb in Innerfragant

Aus dieser Analyse kann man also ableiten, dass sich das Ersatzmodell zur Lastflussberechnung dazu eignet, Veränderungen der Erzeuger- und Verbrauchersituation zu erkennen. Daher würde auch der Ausfall eines größeren Erzeugers oder Verbrauchers im System sofort erkennbar sein.

Außerdem kann man anhand der Größenordnung der übertragenen Leistung zwischen zwei PMUs auf die Belastung des dazwischenliegenden Netzes durch den Lastfluss schließen. Falls sich die übertragene Leistung zum Beispiel tendenziell vergrößert, könnte man, bei einer Auswertung der Messdaten in Echtzeit, als Netzbetreiber frühzeitig Maßnahmen treffen um einen Ausfall bzw. Instabilität des Netzes zu verhindern.

4.4 Lastfluss - Resultat 2

Da die Wirkleistungsfluss bekanntlich mit dem Spannungswinkel (auch Leitungswinkel) über die Formel (32) zusammenhängt, ergibt sich auch die Möglichkeit, die berechnete Wirkleistung in Innerfragant bzw. Völkermarkt mit dem Leitungswinkel im West- bzw. Ostnetz auf Korrelation zu prüfen. Aufgrund der Tatsache, dass sich im West-, sowie im Ostnetz Erzeuger und Verbraucher zwischen den PMU-Standorten befinden, ist dieser Zusammenhang theoretisch nicht gegeben, da er nur dann besteht, wenn sich zwischen den Messpunkten ein passives Netz (keine Erzeuger und Verbraucher) befindet. Trotz dieser Tatsache bringt die Analyse des Zusammenhangs zwischen Leistung und Leitungswinkel interessante Informationen über dynamische Vorgänge im System.

Nachfolgend wird dieser Zusammenhang anhand von Diagrammen, bei denen auf der Abszisse der Leitungswinkel in Grad und auf der Ordinate die berechnete Wirkleistung in MW aufgetragen ist, nachgewiesen. Zuerst werden, je für das West- und Ostnetz ein Beispiel eines Tages angegeben, an dem keine besonderen Auffälligkeiten zu erkennen sind. Danach wird ein Beispiel angeführt, an dem es einen länger andauernden Fehler (in diesem Fall ein Erdschluss) gegeben hat.

In Abbildung 18 ist der Zusammenhang zwischen der Wirkleistung in Innerfragant und der Spannungswinkeldifferenz im Westnetz, für den 28.11.2013, angegeben. Anhand des Diagrammes ist durchaus eine Korrelation zwischen den beiden Größen erkennbar, da bei Vergrößerung der Leistung, sich auch die Winkeldifferenz vergrößert, und umgekehrt ebenso.

Erklären kann man diesen Umstand, da sich aus netztechnischer Sicht, die relativ große Kraftwerksgruppe Malta in der Nähe zu Innerfragant befindet, die mit dem Kraftwerk Innerfragant (PMU 1) im Gleichtakt betrieben wird. Damit ist gemeint, dass die Fahrpläne der Kraftwerke in diesem Netzteil aufeinander abgestimmt sind.

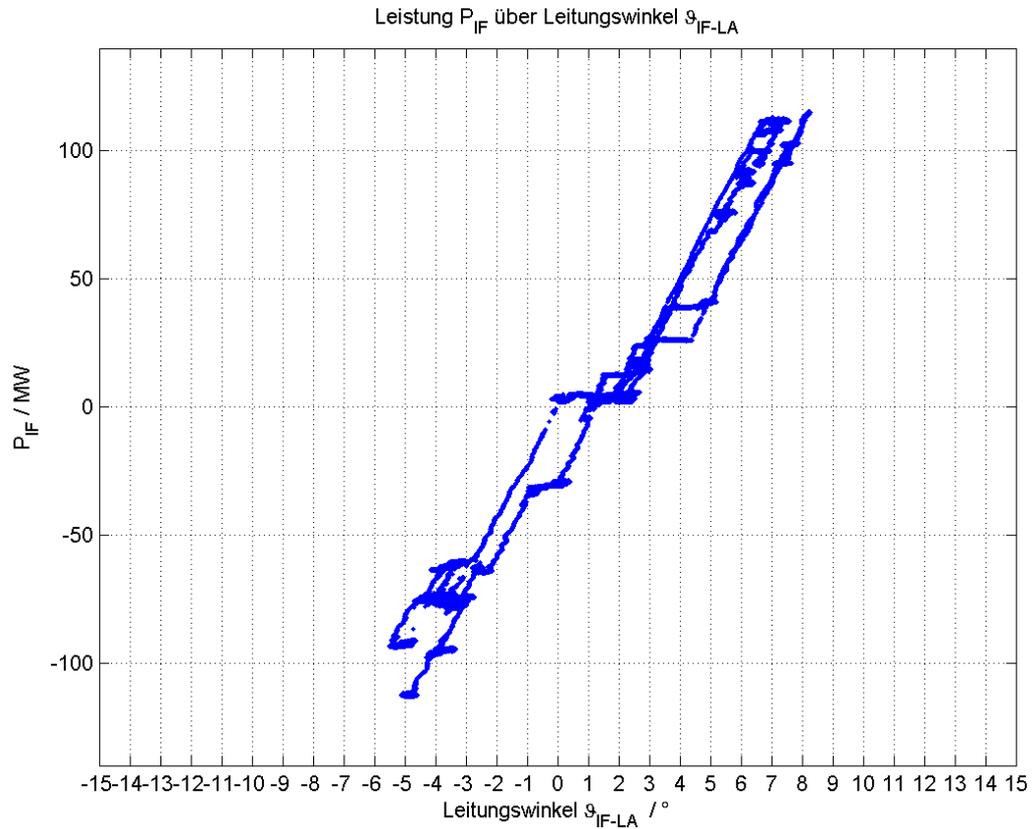


Abbildung 18: Zusammenhang zwischen Leistung IF und Leitungswinkel im Westnetz

Für den gleichen Tag wie beim Westnetz wird auch das Ergebnis für das Ostnetz (Abbildung 19) angegeben. Auch hier kann man den Zusammenhang zwischen den beiden Größen erkennen. Im Gegensatz zum Westnetz kann man aber erkennen, dass sich die Leistung durchgängig im negativen Bereich befindet. Daraus kann man ableiten, dass durchgehend Leistung aus dem überlagerten Netz bezogen wurde, da sich die Netzabstützung Obersielach aus netztechnischer Sicht, in der Nähe von Völkermarkt befindet.

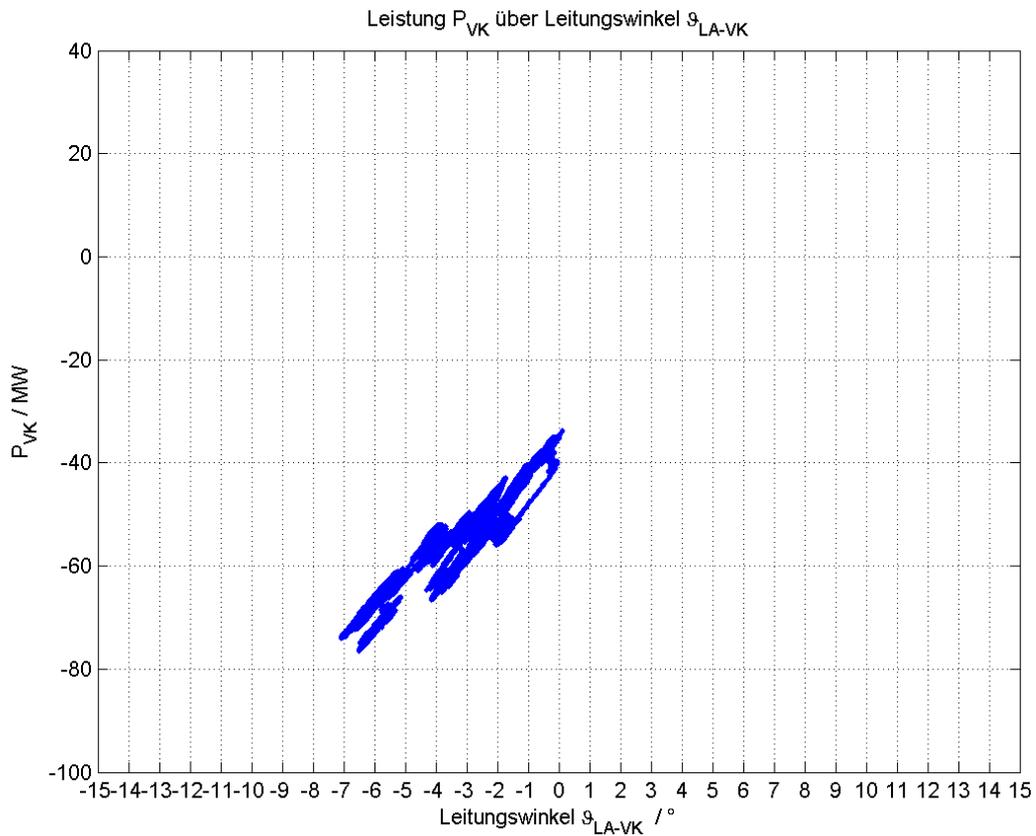


Abbildung 19: Zusammenhang zwischen Leistung VK und Leitungswinkel im Ostnetz

Im Vergleich zu den vorangegangenen Beispielen wird folgend ein Beispiel mit einem Fehlerfall angegeben. Im konkreten Fall handelt es sich um einen Erdschluss, der über mehrere Stunden (rund 3 h) bestehen blieb. Durch Leitungsabschaltungen und -zuschaltungen während der Fehlersuche verändert sich der Leitungswinkel. Die Änderung des Leitungswinkels ist auf die Änderung der Impedanz zurückzuführen, da die Leistung näherungsweise gleich bleibt (siehe Formel (32)). Dies wurde anhand der durchgeführten Schalthandlungen während des Erdschlusses überprüft. In Abbildung 20 und Abbildung 21 ist deutlich der Unterschied zu den vorangegangenen Diagrammen zu sehen.

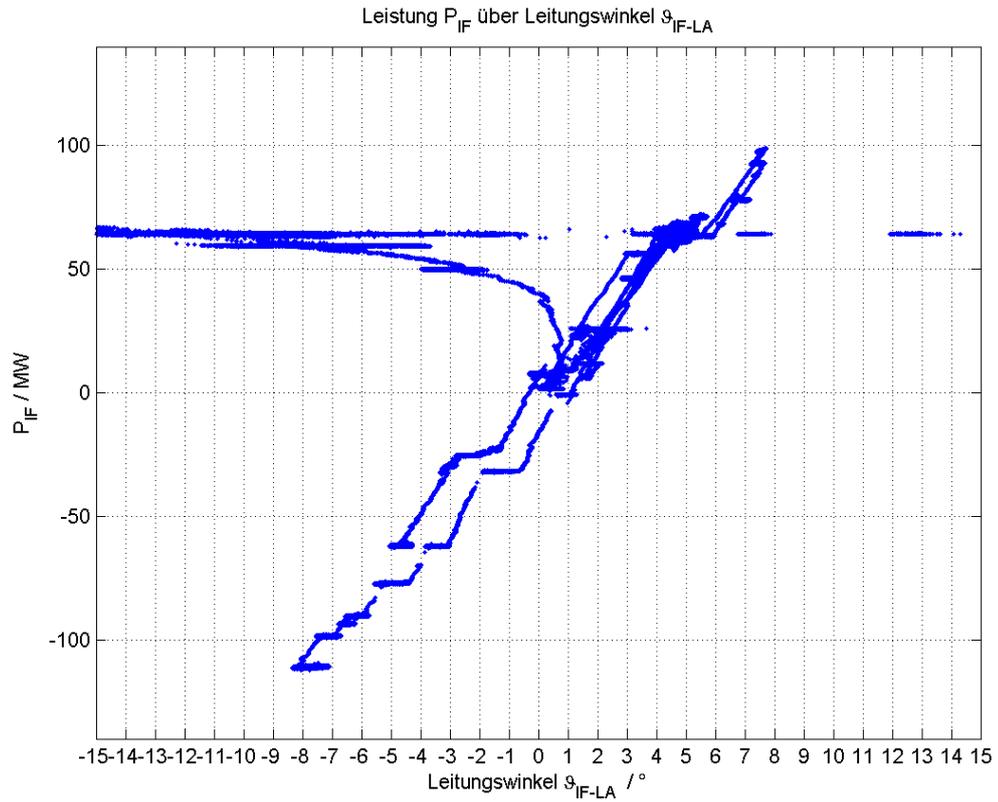


Abbildung 20: Zusammenhang zwischen Leistung IF und Leitungswinkel im Westnetz mit Fehlerfall

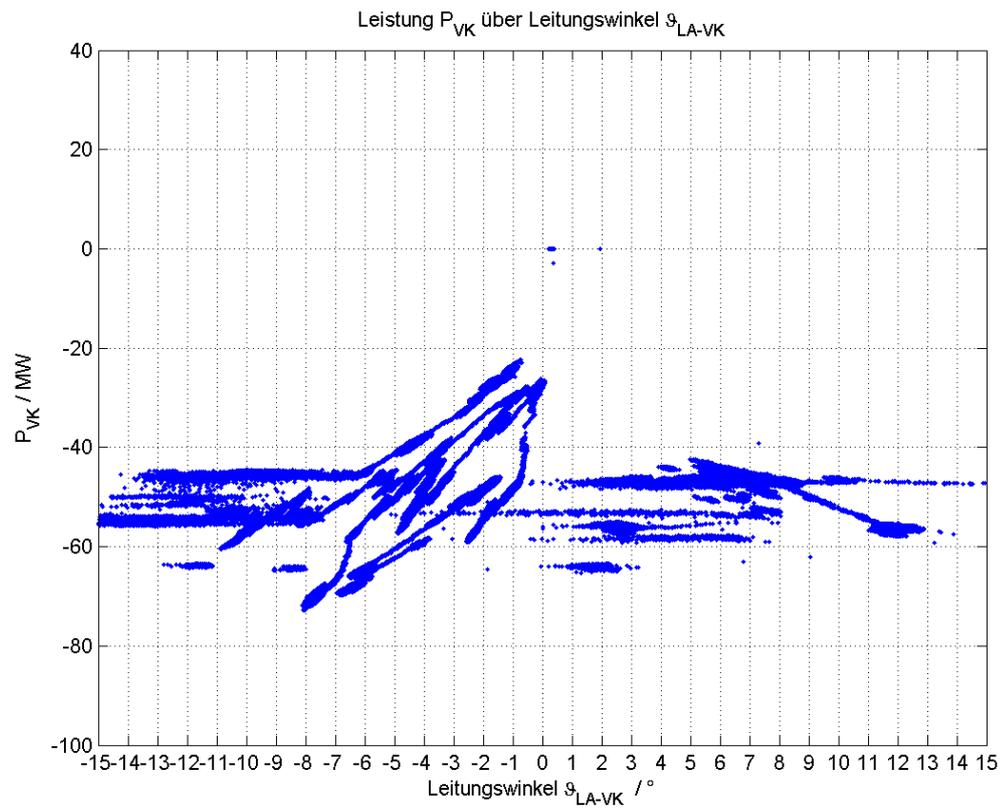


Abbildung 21: Zusammenhang zwischen Leistung VK und Leitungswinkel im Ostnetz mit Fehlerfall

Aus der durchgeführten Analyse kann abgeleitet werden, dass anhand dieser Darstellung dynamische Vorgänge erkannt werden können. Anhand dieser Darstellung kann jedoch keine Aussage über eine mögliche Ursache für den dynamischen Vorgang getroffen werden. Um eine Aussage über eine Ursache treffen zu können, muss man zusätzliche Parameter in die Analyse einbeziehen. Die Spannung würde in diesem Fall sofort aufklären, dass es sich um einen Erdschluss handelt, deshalb sind immer mehrere Parameter bei der Analyse zu berücksichtigen um eine geeignete Aussage über die Ursache von dynamischen Vorgängen treffen zu können.

5 Netzpendelungen

5.1 Einleitung

Ein elektrisches Energiesystem stellt ein schwingungsfähiges System dar, das heißt, es kommen regelmäßig erfolgende zeitliche Schwankungen von bestimmten Zustandsgrößen vor. In diesem Fall wird die Differenzfrequenz zwischen zwei PMU-Standorten, als solche Größe, behandelt. In einem schwingungsfähigen System besteht die Möglichkeit, dass bei schwacher Dämpfung dieser Oszillationen ein Aufschwingen der Zustandsgrößen folgt. Deshalb ist es erstens wichtig, diese Oszillationen zu identifizieren und zweitens, die Dämpfung des Systems zu bestimmen.

5.2 Spektralanalyse

Um Oszillationen im System zu identifizieren wird eine Spektralanalyse der Differenzfrequenz zwischen Innerfragant (PMU 1) und Völkermarkt (PMU 3) durchgeführt. Im speziellen wird dafür die diskrete Fouriertransformation angewandt. Durch die Fourieranalyse kann ein Signal in seine Spektralkomponenten zerlegt werden, das heißt, das Signal wird in seine periodisch auftretenden Komponenten zerlegt. Durch diese Transformation in den Frequenzbereich werden die dominant vorkommenden Spektralkomponenten sichtbar. Dazu ist noch anzumerken, dass die Spektralkomponenten nur bis zur Nyquistfrequenz angegeben werden können. Diese ist aufgrund des Abtasttheorems nach Shannon und Nyquist nur halb so groß wie die Abtastfrequenz. In diesem Fall wurden Daten mit der Abtastrate von 10 Hz verwendet, deshalb können die Spektralkomponenten bis 5 Hz ermittelt werden.

Die Fouriertransformation ist in der Technik, speziell in der Datenverarbeitung, ein sehr wichtiges Werkzeug um zeitlich variable Signale in ein Spektrum periodischer Anteile zu zerlegen. Das heißt, ein zeitlich veränderliches Signal wird mittels Fouriertransformation in seine Spektralkomponenten, die aus verschiedenen Frequenzen und Amplituden bestehen, zerlegt. Hierzu wird in diesem Fall die diskrete Fouriertransformation (DFT) erläutert, da die Messdaten als diskrete Werte, mit einer vorgegebenen Abtastrate, vorliegen. Im konkreten Fall wird die schnelle Fouriertransformation (FFT) verwendet, die auf der DFT aufgebaut ist

und wie der Name schon sagt, auf eine schnellere Verarbeitung ausgelegt ist. Die Berechnung der Fouriertransformierten eines zeitdiskreten Signals folgt in Gleichung (33), wobei f_k das zeitdiskrete Signal und F_j den spektralen Gehalt des Signals repräsentiert. [10]

$$F_j = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} f_k W_N^{-kj} \quad (33)$$

$$\text{mit } W_N = e^{\frac{2\pi i}{N}}$$

Der Vollständigkeit halber wird in Gleichung (34) die diskrete inverse Fouriertransformation (Rücktransformation) angegeben, die dazu dient, das ursprüngliche Signal aus den Spektralkomponenten wieder herzustellen. [10]

$$f_k = \sum_{j=0}^{N-1} F_j W_N^{+kj} \quad (34)$$

$$\text{mit } W_N = e^{\frac{2\pi i}{N}}$$

Da jeweils ein Datensatz pro Tag vorliegt, wird die Fourieranalyse jeweils für so einen Datensatz durchgeführt. Die Fourieranalyse baut darauf auf, dass als Fensterlänge ein Vielfaches der Periodenzahl der darin vorkommenden periodischen Komponenten gewählt werden soll. Da sehr viele verschiedene Komponenten darin vorkommen, ist dies nicht immer möglich. Um dieses Problem zu beseitigen, wird bei der Berechnung die Fensterlänge so festgelegt, dass die Fensterlänge der nächst größeren Zweierpotenz entspricht. Die Differenz der Signallänge zur nächsten Zweierpotenz wird mit Nullen aufgefüllt („Zero-padding“). Diese Verarbeitung hat einerseits den Vorteil, dass der Abschneidefehler umgangen und andererseits die Berechnung beschleunigt wird. [10]

In Abbildung 22 und Abbildung 23 ist das Ergebnis der Fourieranalyse angegeben. Daraus ist ersichtlich, dass die europäischen Schwingungen mit sehr kleiner Frequenz (rot markiert) erkennbar sind. Diese „inter-area oscillations“ werden in [11] und [12] genauestens beschrieben. Schwingungsfrequenzen von 0,9 bis 2 Hz sind auf lokale Oszillationen der Generatoren zurückzuführen [13]. Dazu ist anzumerken, dass die Frequenz der Schwingungen von der Größe der Generatoren abhängig ist. Je größer (höhere Trägheit) ein Generator, desto langsamer schwingt er, wobei das Umgekehrte für kleine Generatoren gilt. Schwingungsfrequenzen zwischen 2 und 5 Hz sind derzeit nicht zuordenbar.

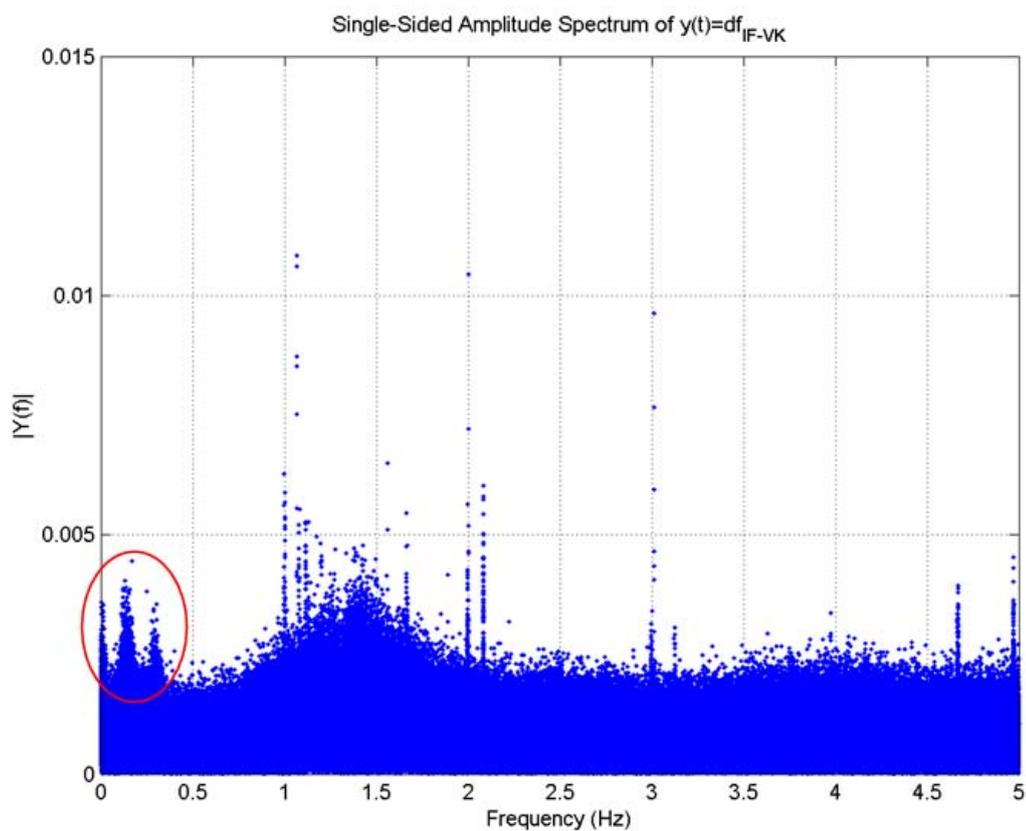


Abbildung 22: Spektralkomponenten der Differenzfrequenz

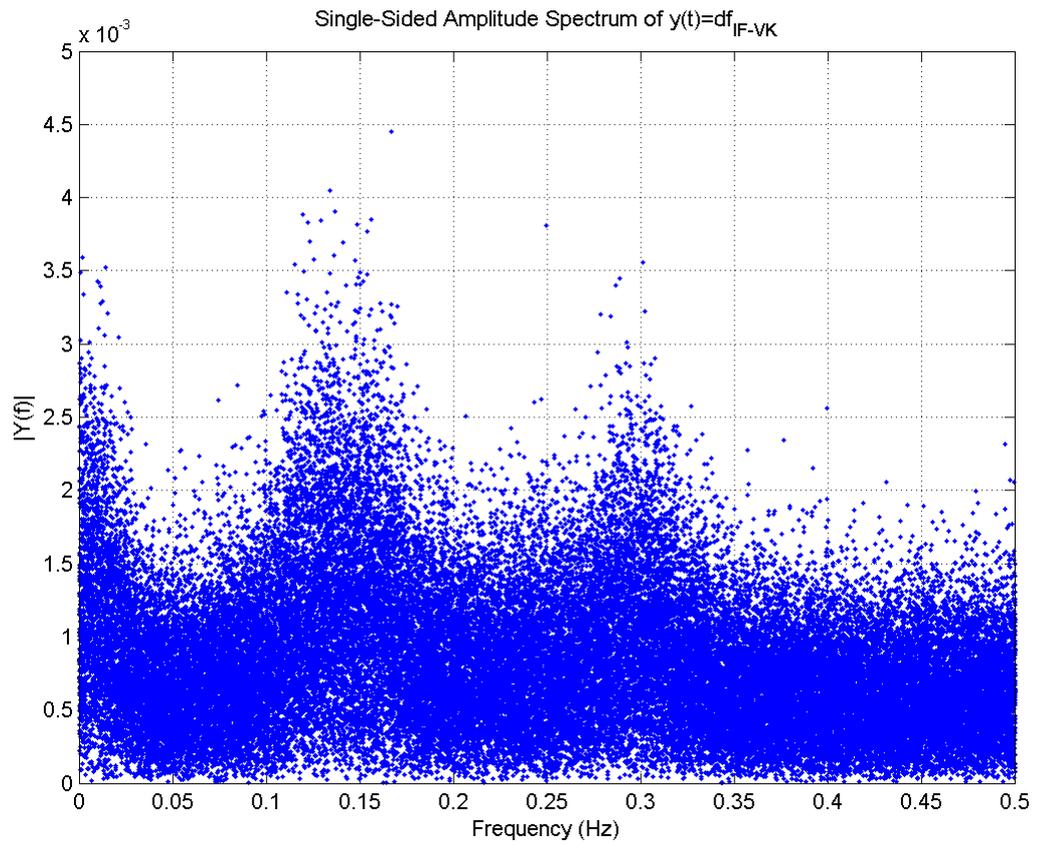


Abbildung 23: Europäische Schwingungsfrequenzen, die durch Fouriertransformation ersichtlich werden

5.3 Dämpfung

Das Dämpfungsverhalten von schwingungsfähigen Systemen kann über das logarithmische Dekrement Λ der Schwingung charakterisiert werden. Die Berechnung baut auf dem Zusammenhang auf, dass das Verhältnis zweier aufeinanderfolgender Maxima (x_n, x_{n+1}) einer Schwingung, die von der Mittellage aus gesehen auf der gleichen Seite liegen, unabhängig von Amplitude und Laufzeit ist. Berücksichtigt wird nur die relative Amplitude bezogen auf die Mittellage. Über das logarithmische Dekrement Λ kann dann der Dämpfungsgrad D bestimmt werden. [14] Der große Vorteil dieses Verfahrens ist, dass keinerlei Hintergrundwissen über das System, dessen Dämpfung bestimmt werden soll, vorhanden sein muss. Deshalb kann die Dämpfung des Systems relativ einfach bestimmt werden.

$$\Lambda = \frac{2\pi D}{\sqrt{1 - D^2}} = \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+1}}\right) \quad (35)$$

$$D = \frac{\Lambda}{\sqrt{4\pi^2 + \Lambda^2}} \quad (36)$$

Der Dämpfungsgrad ist eine dimensionslose Größe, welche mit Gleichung (36) berechnet werden kann. Bei Anwendung dieser Formeln ergibt sich bei einem Dämpfungsgrad von 5 % ein Abklingen der Schwingung nach 3 Perioden auf ungefähr 32 % des Ausgangswertes. [11]

Die Berechnung der Dämpfung wird anhand von mehreren Pendelungen im Leitungswinkel zwischen den PMUs 1 und 2 durchgeführt. Außerdem wird die Berechnung für Zeitpunkte, an denen die Netzabstützung Malta verfügbar und nichtverfügbar ist, durchgeführt, um auch für den schlechtesten Fall (worst-case) eine Aussage treffen zu können.

In Abbildung 24 ist der zeitliche Verlauf des Winkels angegeben, anhand dessen die Dämpfung für den Fall der nichtverfügbaren Netzabstützung Malta berechnet wurde. Die Mittellinie stellt die Bezugsachse für die Berechnung dar. Zur Berechnung werden die Amplitude des ersten und zweiten Peaks, bezogen auf die Mittellinie, herangezogen.

Die Berechnung der relativen Maxima x_n und x_{n+1} erfolgt folgendermaßen:

$$x_n = x_{n,absolut} - x_{Mittellinie} \quad (37)$$

$$x_{n+1} = x_{n+1,absolut} - x_{Mittellinie} \quad (38)$$

Danach können die relativen Werte der ersten beiden Peaks zur Berechnung des logarithmischen Dekrements Λ und des Dämpfungsgrades D herangezogen werden.

$$\Lambda = \frac{2\pi D}{\sqrt{1 - D^2}} = \ln\left(\frac{x_n}{x_{n+1}}\right) \quad (39)$$

$$D = \frac{\Lambda}{\sqrt{4\pi^2 + \Lambda^2}} \quad (40)$$

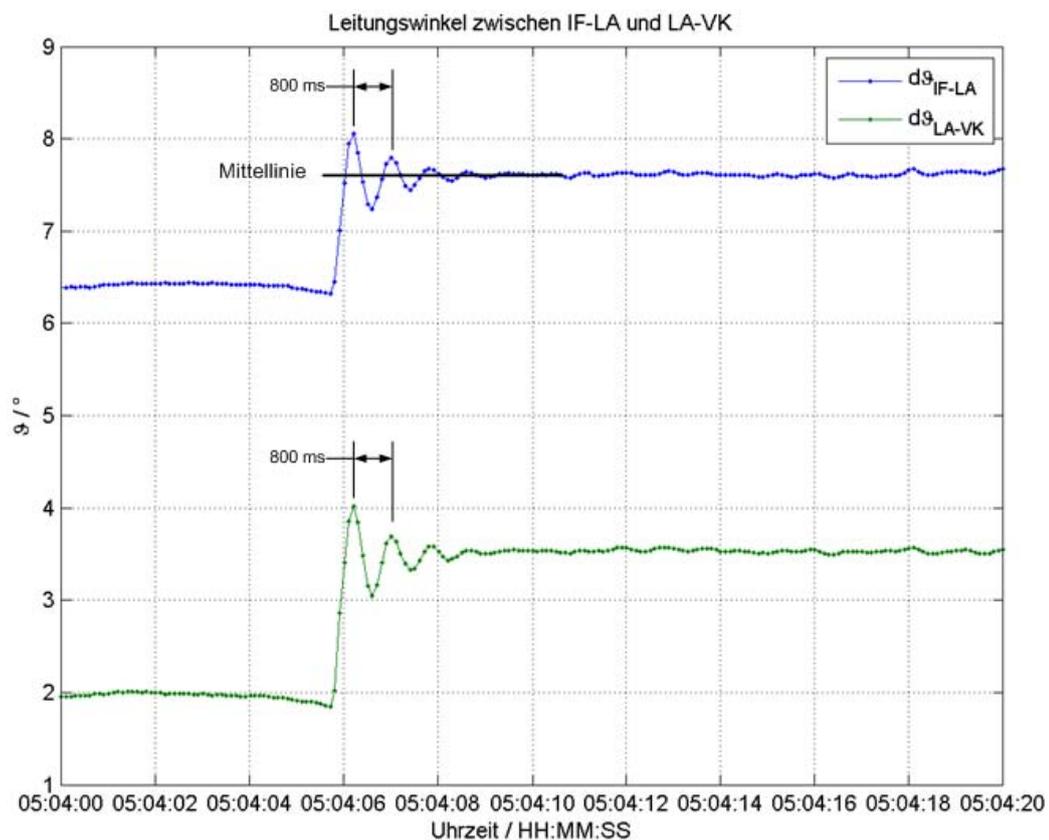


Abbildung 24: Winkelpendelung ohne Netzabstützung Malta

Die Berechnung für den obigen Fall ergab einen Dämpfungsgrad von 13,5 %. Dieser Wert bezieht sich auf den Fall ohne Netzabstützung, was gleichermaßen dem worst-case entspricht. Daraus ist abzuleiten, dass das System gut gedämpft ist und deshalb keine

Bedenken hinsichtlich Dämpfung geäußert werden können. Dies kann aufgrund der Ausführungen in [11] untermauert werden, da erst ab einer Dämpfung von unter 5 % eine nähere Analyse der Dämpfung des Systems durchgeführt werden sollte.

Bei der Berechnung des Dämpfungsgrades für Fälle, bei denen die Netzabstützung Malta verfügbar war, ergaben sich stets Dämpfungsgrade, die höher waren als bei Nichtverfügbarkeit der Netzabstützung. Daher kann man sagen, dass bei Verfügbarkeit der Netzabstützung eine bessere Dämpfung erreicht wird.

Zur Veranschaulichung wird in Abbildung 25 ein Fall, bei dem die Netzabstützung verfügbar ist, angegeben. Rot markiert sind hier die Winkelpendelungen. Es ist gut zu erkennen, dass, im Vergleich zum vorherigen Fall, die Oszillation sehr gut gedämpft wird und der stationäre Wert rasch erreicht wird. Die Periodendauer der Pendelungen ist im Falle der nicht verfügbaren Netzabstützung Malta etwa 800 ms (siehe Abbildung 24) und im Falle der Verfügbarkeit etwa 500 ms (siehe Abbildung 25). Umgerechnet auf die Frequenz dieser Pendelungen ergeben sich Frequenzen von etwa 1,25 Hz und 2 Hz. In der Spektralanalyse sind ebenso Frequenzen in diesem Bereich ersichtlich. Daher kann man diese lokalen Pendelungen, wie schon in Abschnitt 5.2 erwähnt, bestätigen.

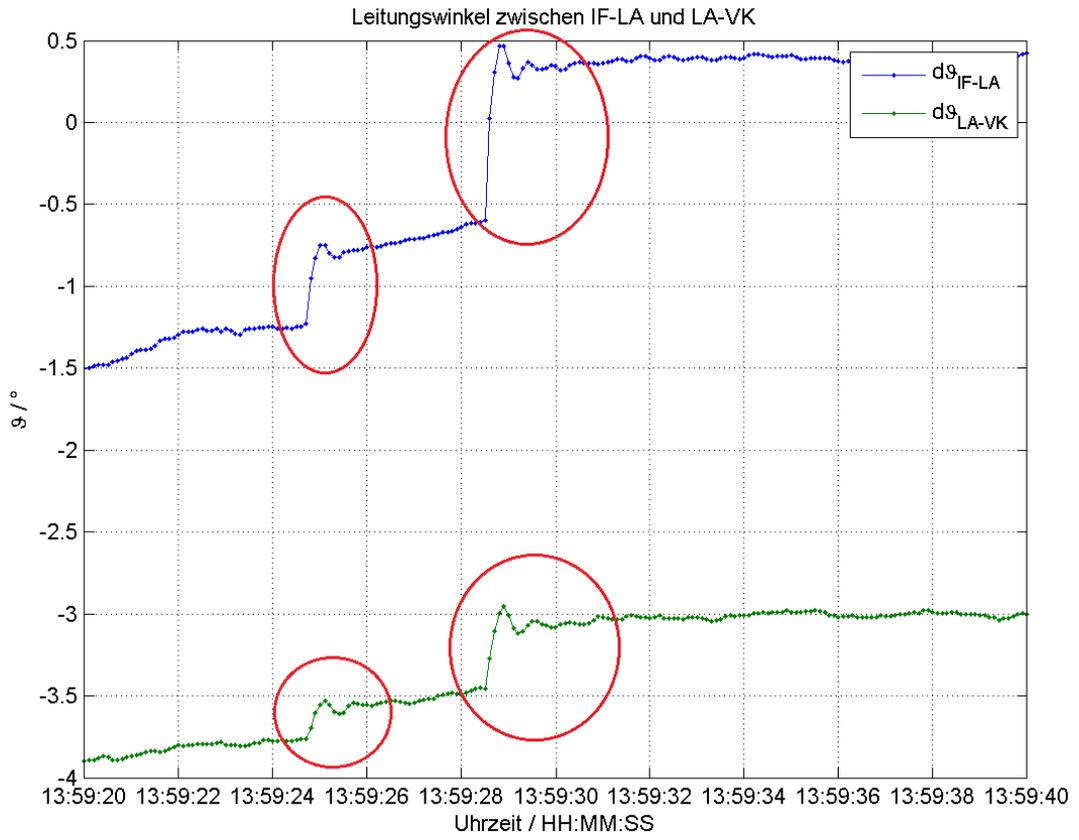


Abbildung 25: Winkelpendelung mit Netzabstützung Malta

6 Fehlerortung

6.1 Einleitung

Unter diesem Abschnitt wird ein Verfahren zum Erkennen und Lokalisieren von dynamischen Vorgängen im System vorgestellt. Das Verfahren beruht auf Ausnutzung der synchronisierten Messung von Frequenz und Spannungswinkel an mehreren Stellen im System. Diese zwei Parameter können zum Erkennen, sowie zur Lokalisierung von dynamischen Vorgängen herangezogen werden, da sich bei Auftreten eines Ereignisses (Fehler etc.) ebenso eine Veränderung dieser Parameter einstellt. Anhand der Messdaten wurden Ereignisse wie Erdschlüsse, mehrpolige Fehler und Leistungsschalterbetätigungen untersucht. Die Information über Ort, Art und Zeitpunkt des Fehlers wurde aus vorhandenen Fehlerprotokollen entnommen. Das Verhalten der beiden Parameter (Frequenz und Spannungswinkel) bei diesen Ereignissen hat gezeigt, dass sie sich zum Erkennen und Orten von dynamischen Vorgängen eignen. Insgesamt wurden 74 Fehler im Untersuchungszeitraum ausgewertet, wobei davon 67 mittels PMUs auswertbar waren. Von den Auswertbaren wurden 58 Fehler dem korrekten Netzbereich (West- oder Ostnetz) zugeordnet. Für die genauere Lokalisierung mittels des Frequenzverlaufes wurden mehrpolige Fehler herangezogen, welche erfahrungsgemäß nicht so oft auftreten wie einpolige Fehler. Deshalb standen für diese Auswertung nur vier Fehler zur Verfügung, wobei alle Auswertungen mit den in den Fehlerprotokollen angegebenen Fehlerorten übereinstimmten.

6.2 Erkennen und Grobortung von dynamischen Vorgängen

Zum Erkennen von dynamischen Vorgängen wird im Speziellen die Differenzfrequenz und die Änderung des Spannungswinkels, also die zeitliche Ableitung, genutzt. Da das Netz in West- und Ostnetz unterteilt ist, werden die beiden Parameter jeweils für West und Ost getrennt berechnet. Die Berechnung der Differenzfrequenz erfolgt, wie schon in Gleichung (18) angedeutet, durch Subtraktion der gemessenen Frequenzen an den PMU-Standorten. Die Spannungswinkeldifferenz wird ebenfalls, wie in Gleichung (14) bis (17) angegeben, berechnet. Anschließend wird die Ableitung der Spannungswinkeldifferenz gebildet. Dies wurde in Matlab mit dem Befehl „gradient“ durchgeführt. Zusätzlich zu den vorherigen

Berechnungen, wird in diesem Fall der gleitende Mittelwert, der Differenzfrequenz und der Ableitung der Spannungswinkeldifferenz, über eine Sekunde gebildet. Das heißt, die berechneten Werte einer ganzen Sekunde werden zu einem arithmetischen Mittelwert zusammengefasst. Grund für diese Berechnung ist, dass man Abweichungen vom Normalzustand besser erkennen kann. Folgend nochmal die Vorgehensweise für die Parameterbearbeitung, jeweils für West- und Ostnetz.

- Differenzfrequenz und Spannungswinkeldifferenz berechnen
- Zeitliche Ableitung der Spannungswinkeldifferenz bilden
- Bilden des gleitenden Mittelwertes über 1 s

Da sich bei dynamischen Vorgängen im Netz auch eine Änderung der Differenzfrequenz und der Ableitung der Spannungswinkeldifferenz ergibt, wird zum Erkennen eines Vorganges ein Grenzwert festgelegt. Sobald beide Parameter diesen Grenzwert gleichzeitig überschreiten wird ein dynamischer Vorgang detektiert. Da dies getrennt für West- und Ostnetz durchgeführt wird, kann aufgrund der Überschreitung der Grenzwerte, nicht nur ein dynamischer Vorgang detektiert werden, sondern dieser auch dem West- oder Ostnetz zugeordnet werden. Die Grenzwerte wurden anhand von Erdschlüssen, Erdschlusswischern und mehrpoligen Fehlern festgelegt. Natürlich können die Grenzwerte so festgelegt werden, sodass eine gewünschte Sensibilität erreicht wird, das heißt, desto höher die Grenzwerte, desto größer muss das Ereignis sein (z.B. Ausfall einer großen Erzeugungseinheit etc.), das erkannt werden kann. In diesem Fall wurden die Grenzwerte für Δf auf $0,4 \text{ mHz}$ und $\frac{d\theta}{dt}$ auf $0,06 \frac{\circ}{s}$ definiert.

Durch das Verfahren werden zum Beispiel Erdschlüsse (-wischer) oder Leistungsschalterbetätigungen erkannt. Dies wurde durch Abgleich mit Daten des Netzbetreibers bestätigt, wobei die Übereinstimmungsquote bei etwa 80 – 90 % liegt. Dass nicht 100 % der Vorgänge zugeordnet werden können, liegt daran, dass die Auswirkungen auf die zur Analyse herangezogenen Parameter entweder zu gering waren bzw. es auch möglich ist, dass es Fehldetektionen seitens des Netzbetreibers gegeben hat.

In den folgenden zwei Abbildungen kann man den Verlauf der Differenzfrequenz und der Ableitung der Spannungswinkeldifferenz, jeweils der gleitende Mittelwert über 1 s, sehen. In den Diagrammen ist der Verlauf für das Westnetz in blau und für das Ostnetz in grün angegeben.

Im konkreten Fall handelt es sich um einen Erdschlusswischer im Ostnetz. Man kann sehen, dass jeweils die grüne Linie den größeren Ausschlag aufweist und somit der dynamische Vorgang dem Ostnetz zugeordnet werden kann. Diese Lokalisierung ist nur eine Groblokalisierung, da nur zwischen West- und Ostnetz unterschieden werden kann. Um eine genauere Lokalisierung durchzuführen wird zusätzlich noch der Frequenzverlauf an den Messpunkten benötigt, das wird aber im späteren Verlauf noch genauer erläutert.

Um dem Vorgang eine Ursache (Erdschlusswischer) zuzuordnen, reicht die Erkennung anhand dieser Parameter aber nicht, da aus diesen die Ursache nicht erkennbar ist. Deshalb muss als zusätzlicher Parameter die Spannung betrachtet werden.

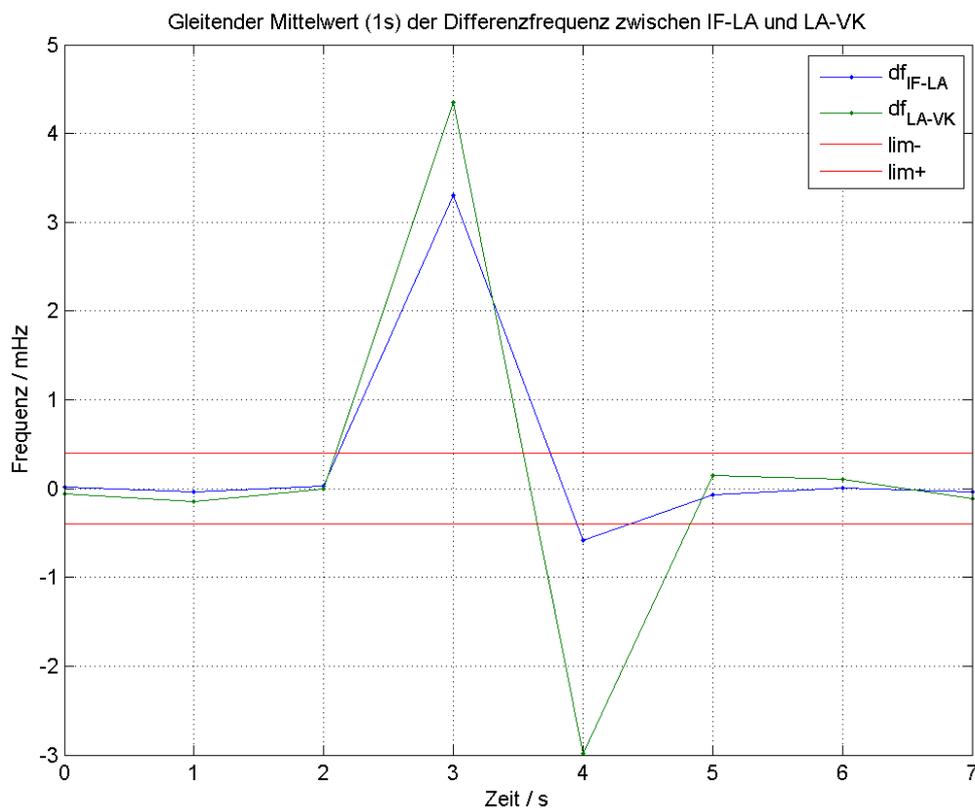


Abbildung 26: Verlauf der Differenzfrequenz

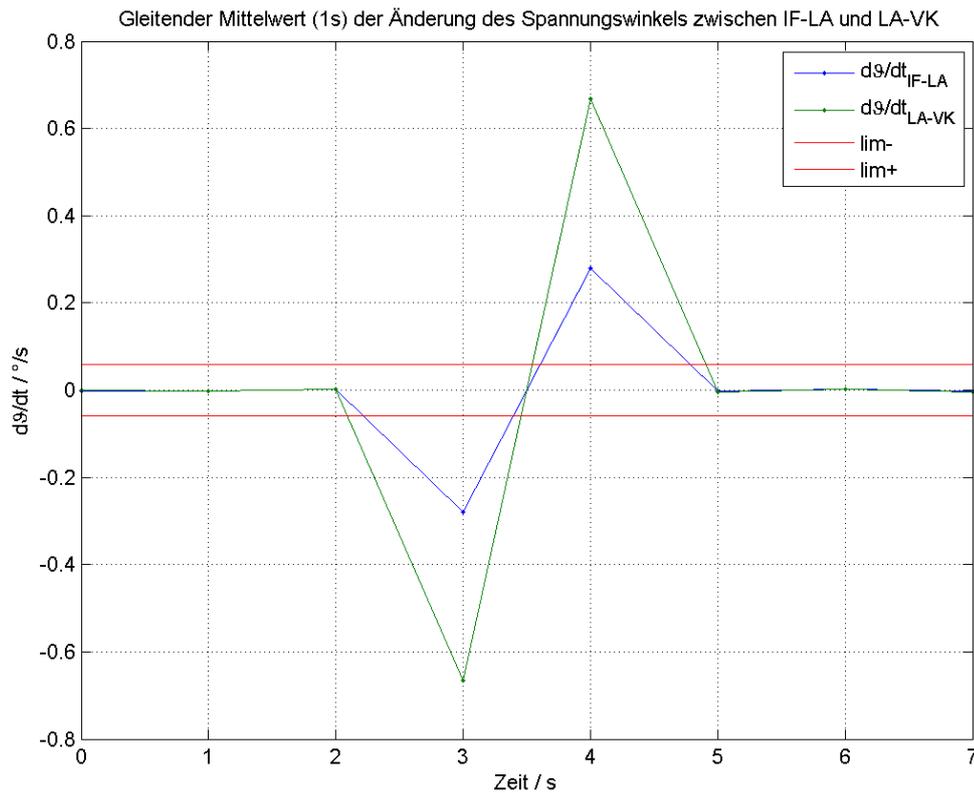


Abbildung 27: Verlauf der Ableitung der Spannungswinkeldifferenz

In den folgenden drei Abbildungen sind die Spannungen an den drei PMU-Standorten angegeben. Es ist gut zu sehen, dass es einen Erdschlusswischer in Phase L_2 gegeben hat, da die Spannung in L_2 auf unter 10 kV einbricht, wobei die „gesunden“ Phasen L_1 und L_3 auf den Wert der verketteten Spannung ansteigen. Dies kommt daher, dass das Netz als gelöschtes Netz betrieben wird.

In Abbildung 31 ist die Nullspannung zu sehen. Am Verlauf der Nullspannung, an den drei Messpunkten, ist kein wesentlicher Unterschied zu erkennen, sodass durch diese nicht der Fehlerort ermittelt werden kann.

Der Verlauf des Nullstromes ist in Abbildung 32 zu sehen. Daran ist zu erkennen, dass die Nullströme nur einige Ampere betragen. Wie schon erwähnt, ist dies aufgrund der Betriebsart als gelöschtes Netz, nicht anders zu erwarten. Es ist zu sehen, dass während des Erdschlusswischers die Nullströme in Innerfragant und Völkermarkt kurzzeitig ansteigen und nach diesem Vorgang wieder ihren stationären Wert erreichen.

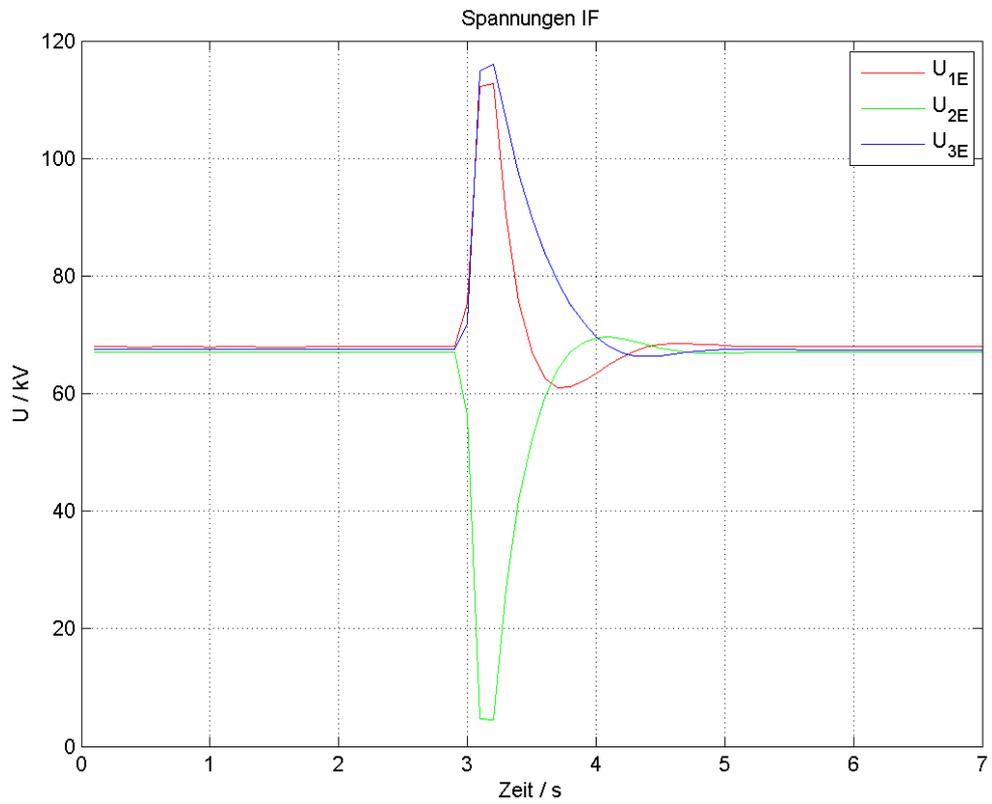


Abbildung 28: Verlauf der Spannung in Innerfragant

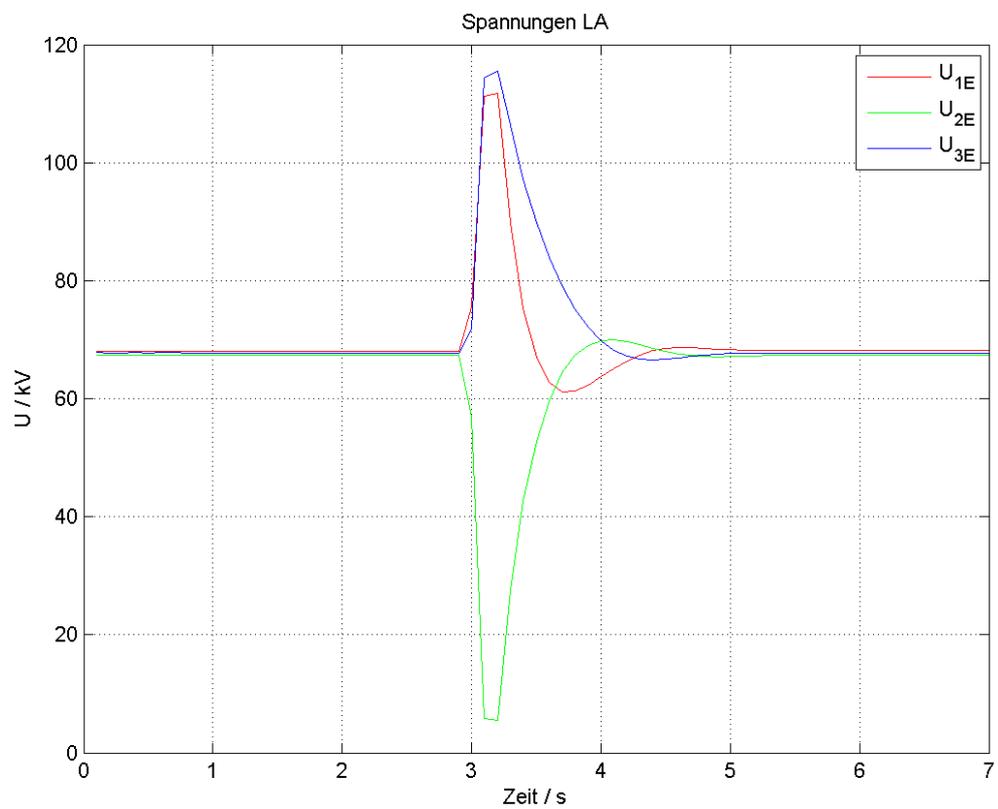


Abbildung 29: Verlauf der Spannung in Landskron

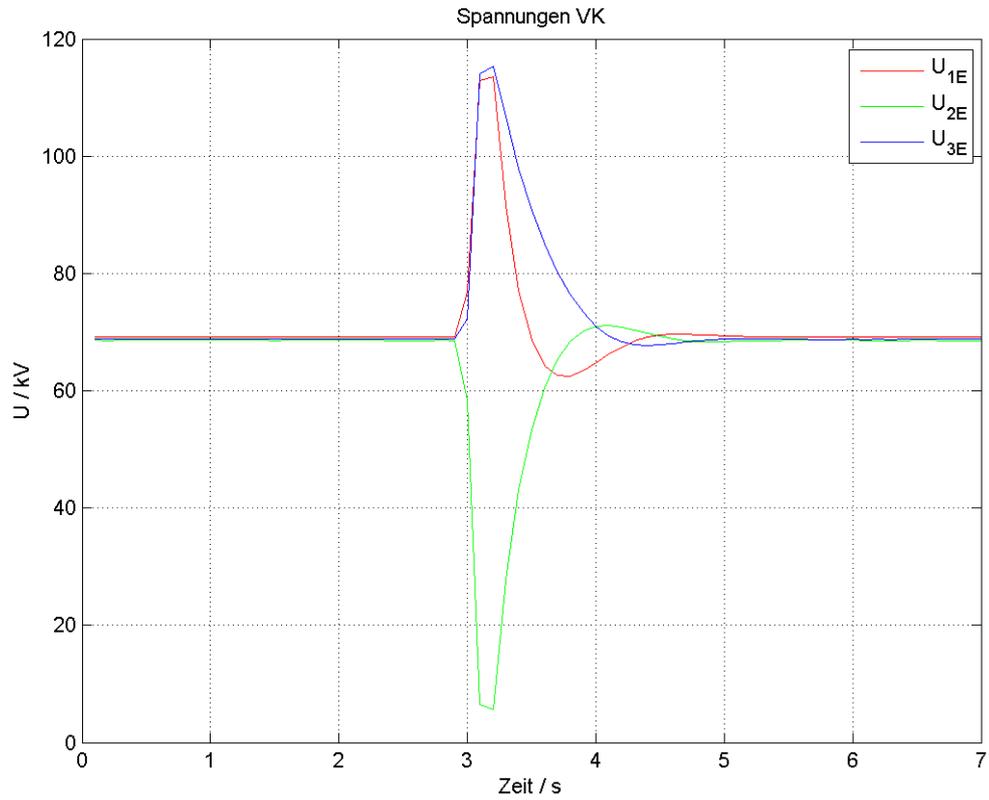


Abbildung 30: Verlauf der Spannung in Völkermarkt

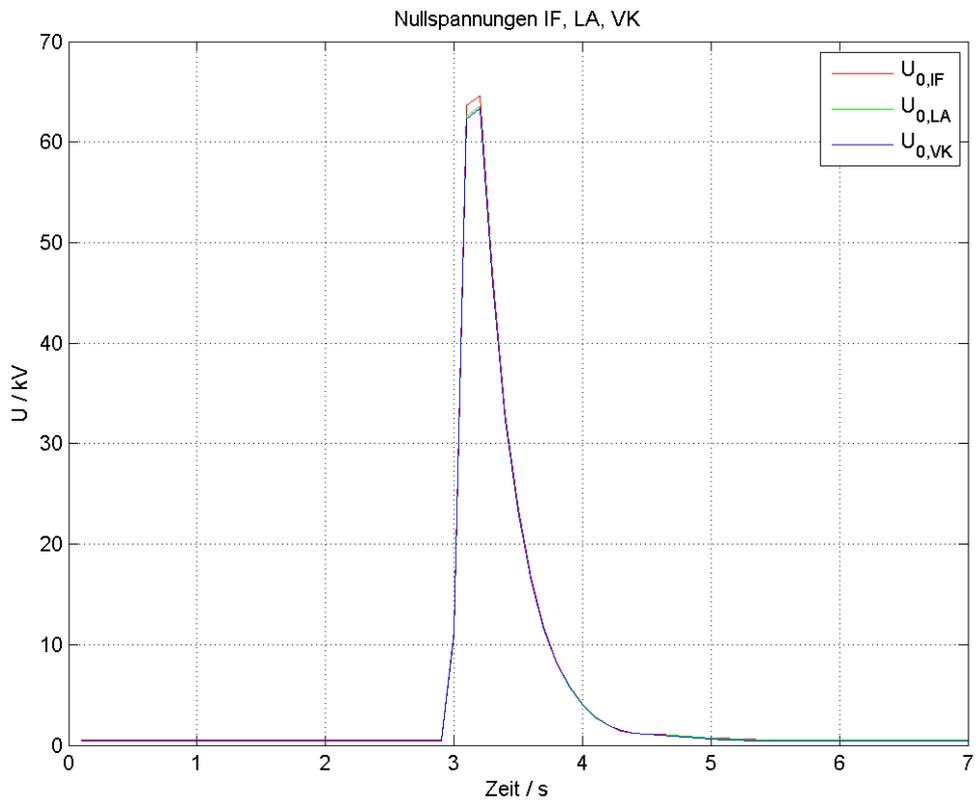


Abbildung 31: Verlauf der Nullspannungen

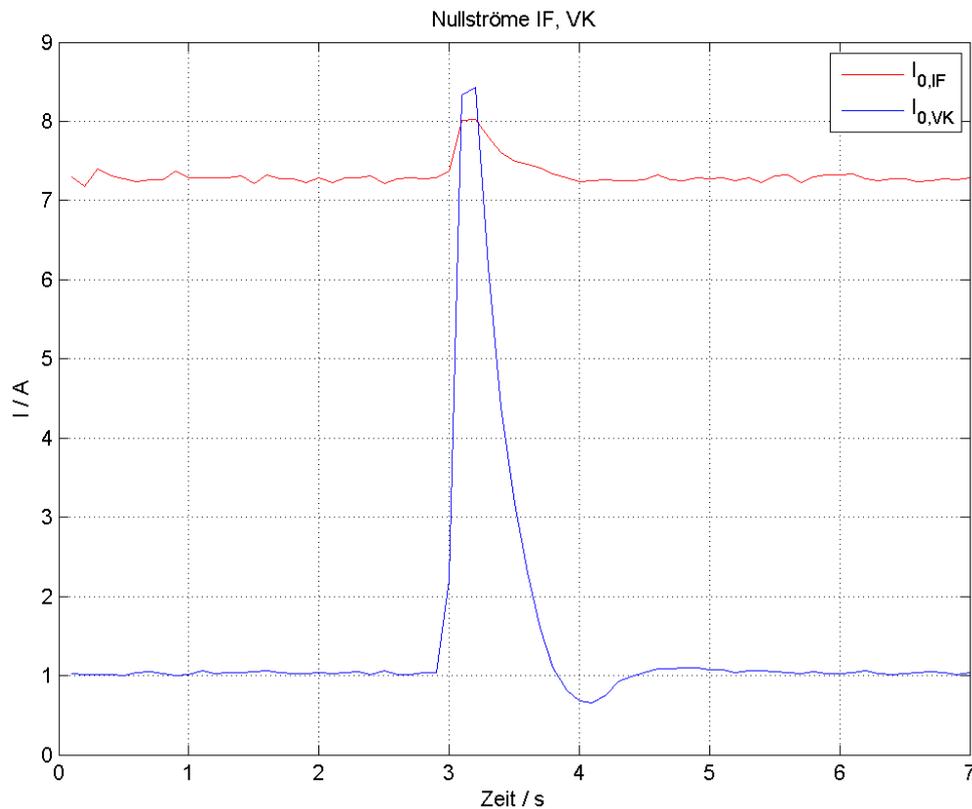


Abbildung 32: Verlauf der Nullströme

6.3 Genauere Lokalisierung von dynamischen Vorgängen

Um eine genauere Lokalisierung von dynamischen Vorgängen zu ermöglichen wird die gemessene Frequenz an den drei Messpunkten herangezogen. Hier wird jedoch, im Gegensatz zu den vorherigen Analysen, die Frequenz mit der hohen Auflösung von 20 ms bzw. 50 Hz verwendet.

Die Lokalisierung der Fehlerstelle wird über den zeitlichen Verlauf der Frequenz durchgeführt. Das kann aufgrund der Tatsache gerechtfertigt werden, dass sich bei einem dynamischen Vorgang, z.B. Kurzschluss, die Frequenz ändert. Diese Änderung breitet sich anschließend wellenförmig über das System aus, da eine unendlich schnelle Änderung des elektromechanischen Systems aufgrund der enthaltenen Schwungmassen nicht möglich ist. Dadurch ergeben sich, abhängig vom Abstand zur Fehlerstelle, unterschiedlich lange Laufzeiten, das heißt, die PMU, die am nächsten zur Fehlerstelle installiert ist, erfährt die Frequenzänderung zuerst. Aufgrund dieser unterschiedlichen Laufzeiten ist eine genauere Lokalisierung des Fehlerortes möglich.

In Abbildung 33 ist der Frequenzverlauf bei einem 2-poligen Fehler angegeben. Der Fehler hat sich in der Nähe von PMU 3 (Völkermarkt) ereignet. Dies kann man anhand des Verlaufes der Frequenzen erkennen, da sich die Frequenz in Völkermarkt (grün) zuerst verändert und die Frequenzen in Landskron (blau) und Innerfragant (rot) verzögert folgen. Außerdem wird auch die größte Änderung der Frequenz, an der PMU aufgezeichnet, die am nächsten am Ereignisort liegt. An der Zeitskalierung erkennt man, warum hier die hohe zeitliche Auflösung nötig ist, da der Vorgang bei einer zeitlichen Auflösung von 100 ms nicht mehr zu erkennen wäre. Deshalb ist es unumgänglich, dass zu dieser Analyse die hohe Auflösung von 20 ms verwendet wird.

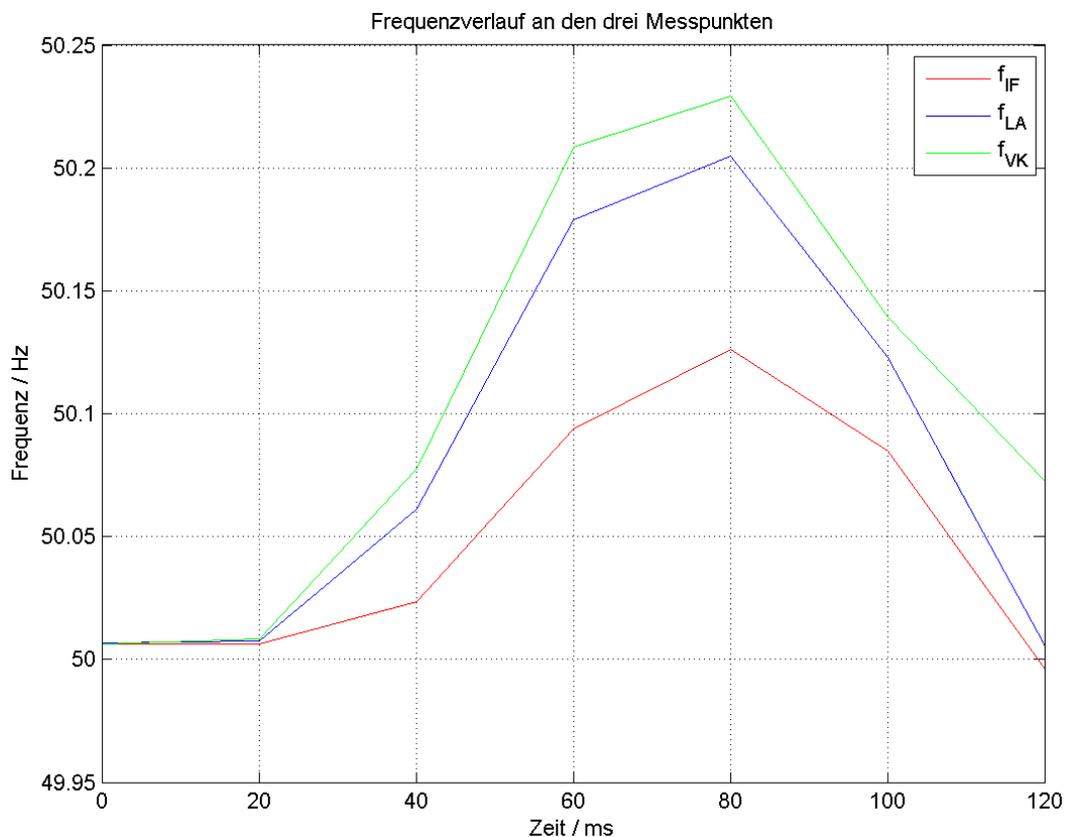


Abbildung 33: Frequenzverlauf während eines 2-poligen-Fehlers

Dieses Verfahren, zur Lokalisierung von Ereignissen, kann nur zur Lokalisierung von Fehlern mit genügend großer Auswirkung auf das System, genutzt werden. Das heißt, ein kurzer Erdschlusswischer wird, aufgrund seiner zu geringen Auswirkungen, im Regelfall nicht zu erkennen sein. Bei einem schwerwiegenderen Fehler, wie z.B. einem 2- oder 3-poligen

Fehler oder Ausfall eines Erzeugers etc., sind die Auswirkungen dementsprechend größer, sodass eine Lokalisierung durch dieses Verfahren möglich ist.

7 Schlussfolgerungen

Wide Area Measurement ist ein sehr nützliches Instrument um Informationen über den Zustand und das Verhalten verschiedener Netzparameter (z.B. Frequenz, Winkel, etc.) zu gewinnen. In dieser Arbeit wurden mehrere Analysen durchgeführt bzw. Verfahren vorgestellt, die den Nutzen von WAMS aufzeigen.

Aus der Analyse des Lastflusses ist hervorgegangen, dass sich das Ersatzmodell zur Leistungsberechnung zur Identifizierung von Veränderungen in der Erzeuger- und Verbrauchersituation eignet. Daher können Ausfälle von größeren Erzeugern oder Verbrauchern anhand der Analyse erkannt werden. Außerdem lässt die Höhe der übertragenen Leistung zwischen den PMUs auf die Belastung des dazwischenliegenden Netzes durch den Lastfluss schließen. Daher kann durch eine Auswertung in Echtzeit einer Überlastung bzw. einem Ausfall, durch entgegenwirkende Maßnahmen, vorgebeugt werden. Durch den Zusammenhang zwischen Leistung und Spannungswinkel können ungewöhnliche Vorgänge (Fehler etc.) erkannt werden, da dieser Zusammenhang im Fehlerfall, hauptsächlich aufgrund der Veränderung des Spannungswinkels, nicht mehr gegeben ist. Die Änderung des Spannungswinkels ist auf Schalthandlungen während der Fehlersuche zurückzuführen.

Durch die Spektralanalyse und Bestimmung der Dämpfung können Informationen über die Netzdynamik gewonnen werden. So sind z.B. die europäischen Schwingungen mit sehr kleiner Frequenz, sowie lokale Schwingungen zu erkennen. Es sind auch Schwingungen mit einer Frequenz zwischen 2 und 5 Hz festgestellt worden, diese können aber keiner Ursache zugeordnet werden.

Durch die Bestimmung der Dämpfung des Systems kann nachgewiesen werden, dass Pendelungen im Spannungswinkel, ausgelöst durch Lastveränderungen, ausreichend gut gedämpft werden. Die Dämpfung im worst-case wurde mit 13,5 % berechnet, daher gibt es keine Bedenken in Hinblick auf die Dämpfung, da erst genauere Untersuchungen bei einem Dämpfungsgrad von unter 5 % notwendig werden. Außerdem werden Unterschiede in den Dämpfungseigenschaften in Abhängigkeit der Verfügbarkeit der Netzabstützung Malta

Hauptstufe erkannt. Bei Verfügbarkeit der Netzabstützung ist die Dämpfung der Pendelungen besser als bei Nichtverfügbarkeit.

Dynamische Vorgänge können mittels WAMS erkannt und lokalisiert werden. Anhand der vorgestellten Varianten zum Erkennen und Lokalisierung von dynamischen Vorgängen kann der Ereignisort insofern eingegrenzt werden, dass man anhand der Grobortung sagen kann, ob der Fehler im West- oder Ostnetz liegt. Die genauere Ortung bzw. Eingrenzung des Ereignisortes kann mit Hilfe des zeitlich hochaufgelösten Frequenzverlaufes an den PMU-Standorten durchgeführt werden, da sich die Änderung der Frequenz an der PMU, die sich am nächsten am Ereignisort befindet, zuerst einstellt. An den weiter entfernten PMUs stellt sich die Veränderung erst mit einer zeitlichen Verzögerung ein.

8 Ausblick

In der Vergangenheit wurde elektrische Energie überwiegend in großen zentralen Anlagen erzeugt. Durch die Implementation von immer mehr regenerativen Energieerzeugern wird das Stromnetz der Zukunft vor neue Herausforderungen gestellt, da die Netzstruktur, dadurch auch einen Wandel vollziehen muss. Die Netzdynamik wird in Zukunft eine immer wichtigere Rolle spielen, da die regenerativen Technologien hauptsächlich als dezentrale Einheiten ins System integriert werden, z.B. Windräder auf dem offenen Meer. Aufgrund der Abhängigkeit der regenerativen Technologien von der Umwelt, z.B. Wind bei Windrädern oder Sonne bei Photovoltaik, sind diese Technologien nur schwer berechenbar und vorhersehbar. Daraus ergibt sich die Notwendigkeit, dass der Netzdynamik eine erhöhte Aufmerksamkeit geschenkt werden muss, da das elektrische Versorgungssystem diese Schwankungen der erzeugten dezentralen Energie ausgleichen muss.

Durch die Nutzung von Wide Area Monitoring wird das Netz besser beobachtbar bzw. können vergangene Großstörungen bzw. -ausfälle analysiert werden um ein besseres Verständnis über die dynamischen Vorgänge in einem Netz bzw. die Ursache der Störung, zu gewinnen.

In Zukunft könnte WAMS soweit ausgebaut werden, dass Informationen des gesamten Verbundsystems an einer zentralen Stelle gesammelt und ausgewertet werden und anschließend den Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden. Durch die zentrale Auswertung in Echtzeit könnten Stabilitätsprobleme auch frühzeitig erkannt und kritische Situationen behoben werden. Das könnte z.B. durch Nutzen der Informationen aus der synchronisierten Messung zur Steuerung von FACTS-Elementen bewerkstelligt werden. Diese bieten eine Vielzahl von Möglichkeiten um in den Betrieb des Netzes einzugreifen. Außerdem könnte das Netz, mit Hilfe von WAMS, noch mehr automatisiert werden. So wäre es möglich, dass kritische Situationen automatisch erkannt und durch Ansteuern der dementsprechenden Netzelemente wieder behoben werden. Das hätte den Vorteil, dass nicht manuell auf die Situation reagiert werden muss, sondern alles durch vorgegebene Algorithmen bereinigt wird.

9 Literatur

- [1] M. Heidl, „Verbesserung der Netzsicherheit mit Wide Area Monitoring,“ Graz, Österreich, 2008.
- [2] M. Bokal, „Dynamic Performance Study of Transmission Network using Wide Area Monitoring Systems,“ Graz, Österreich, 2011.
- [3] T. Babnik, *Specifications of the WAProtector(TM)*, Ljubljana, Slovenien: ELPROS, 2012.
- [4] J. Y. Cai, Z. Huang, J. Hauer und K. Martin, „Current Status and Experience of WAMS Implementation in North America,“ Dalian, China, 2005.
- [5] A. Phadke, H. Volskis, R. M. d. Moraes, T. Bi, R. Nayak, Y. Sehgal, S. Sen, W. Sattinger, E. Martínez, O. Samuelsson, D. Novosel, V. Madani und Y. A. Kulikov, „The Wide World of Wide-Area Measurement,“ in *IEEE Power & Energy Magazine*, 2008.
- [6] C. Walton, T. Green und T. Woods, „Supergen Futurenet and Flexnet,“ Frankfurt, Deutschland, 2008.
- [7] D. Oeding und B. R. Oswald, *Elektrische Kraftwerke und Netze*, Berlin Heidelberg, Deutschland: Springer-Verlag, 2011.
- [8] L. Fickert, „Skriptum - Elektrische Energiesysteme 1,“ Graz, Österreich, 2008.
- [9] H. Renner, „Skriptum - Regelung und Stabilität elektrischer Energiesysteme,“ Graz, Österreich, 2010.
- [10] T. Butz, *Fouriertransformation für Fußgänger*, Leipzig, Deutschland: Vieweg+Teubner Verlag, 2011.
- [11] H. Breulmann, E. Grebe, M. Lösing, W. Winter, R. Witzmann, P. Dupuis, M. Houry, T. Margotin, J. Zerenyi, J. Dudzii, J. Machowski, L. Martín, J. M. Rodríguez und E. Urretavizcaya, „Analysis and Damping of Inter-Area Oscillations in the UCTE/CENTREL Power System,“ Cigré, Paris, Frankreich, 2000.

- [12] ENTSO-E, „Analysis of CE Inter-Area Oscillations of 19 and 24 February 2011,“ Brüssel, Belgien, 2011.
- [13] M. Larsson, P. Korba, W. Sattinger und P. Owen, „Monitoring and Control of Power System Oscillations using FACTS/HVDC and Wide-area Phasor Measurements,“ Paris, Frankreich, 2012.
- [14] K. Magnus, K. Popp und W. Sextro, Schwingungen - Physikalische Grundlagen und mathematische Behandlung von Schwingungen, Paderborn, Deutschland: Springer-Verlag, 2013.