

Florian Sass

**Diversitäre Redundanz gemischter AC-HGÜ-Netze durch schnelle
korrektive Maßnahmen**

Ilmenauer Beiträge zur elektrischen Energiesystem-, Geräte- und Anlagentechnik (IBEGA)

Herausgegeben von
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
(Fachgebiet Elektrische Energieversorgung) und
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Frank Berger
(Fachgebiet Elektrische Geräte und Anlagen)
an der Technischen Universität Ilmenau.

Band 14

Florian Sass

**Diversitäre Redundanz gemischter
AC-HGÜ-Netze durch
schnelle korrektive Maßnahmen**



Universitätsverlag Ilmenau
2015

Impressum

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

Diese Arbeit hat der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Technischen Universität Ilmenau als Masterarbeit vorgelegen.

Verantwortlicher Hochschullehrer: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann
Betreuer: M. Sc. Anne-Katrin Marten

Datum der Verteidigung: 06. Februar 2015

Technische Universität Ilmenau/Universitätsbibliothek

Universitätsverlag Ilmenau

Postfach 10 05 65

98684 Ilmenau

www.tu-ilmenau.de/universitaetsverlag

Herstellung und Auslieferung

Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat OHG

Am Hawerkamp 31

48155 Münster

www.mv-verlag.de

ISSN 2194-2838 (Druckausgabe)

ISBN 978-3-86360-113-3 (Druckausgabe)

URN urn:nbn:de:gbv:ilm1-2015100049

Titelfotos:

© iStockphoto.com : JLGutierre ; timmy ; 3alexnd ; Elxeneize ; tap10

yuyang/Bigstock.com

M. Streck, FG EGA | F. Nothnagel, FG EGA | D. Westermann, FG EEV

Kurzfassung

Vermaschte HGÜ-Netze können sowohl zur Anbindung von Offshore Windenergie als auch zum Aufbau eines dem onshore AC-Netz überlagerten, sogenannten Overlay-Netz, eingesetzt werden. Grund für den Einsatz solcher Netze ist die zunehmende Energiegewinnung aus Erneuerbaren Energie, die zu einem zunehmenden lokalen Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch führt. Der Betrieb eines HGÜ-Overlay-Netzes erfordert eine schnelle Reaktion auf Störungen im AC- und im HGÜ-Netz. Um diese seitens der HGÜ-Umrichter zu ermöglichen, ist ein schnelles Anpassen der Umrichter-Arbeitspunkte erforderlich, da sich das HGÜ-Netz im Gegensatz zu einem vermaschten AC-Netz nicht automatisch an AC-Leistungsflussänderungen beteiligt. Eine Nicht-Beteiligung kann Überlastungen oder Verletzungen von Stabilitätsbedingungen zur Folge haben.

Solche Störszenarien können sehr zeit-kritisch verlaufen. Dementsprechend bleibt keine Zeit zu einer Erstellung bzw. Anpassung der Umrichter-Arbeitspunkte durch eine zentrale Steuereinheit, wie dies bisher Stand der Wissenschaft ist. Allerdings kann die Anpassung der Arbeitspunkte (eventuell auf Basis einer Optimierung) bei Eintritt von Störungen von essentieller Bedeutung sein. Auf diese Weise kann der AC-HGÜ-Netzverbund bei Ausfall eines Betriebsmittels durch korrektive Maßnahmen in den (n-1)-Sicheren Zustand überführt werden. Der Begriff der Diversitären Redundanz wird an dieser Stelle eingeführt.

Die Masterarbeit stellt eine Methode vor, dieser beschriebenen Problemstellung zu begegnen. Entsprechend einer Liste möglicher Ausfälle werden auf zentraler Ebene mittels einer Optimal Power Flow-Berechnung korrektiver Arbeitspunkte erstellt und auf lokaler Ebene durch die HGÜ-Umrichter abgelegt. Dies kann analog zur in Intervallen verlaufenden Fahrplanaktualisierung geschehen. Lokale Messungen in Verbindung mit zentral durchgeführten dynamischen Simulationen ermöglichen die Identifikation von eintretenden Ausfällen durch die lokale Steuerung der Umrichter. Auf diese Weise lässt sich eine schnelle Anpassung der Umrichter-Arbeitspunkte ohne weiteren Kommunikationsbedarf erreichen. Die entwickelte Methode wird anhand eines Referenznetzes, RMS-Simulationen und unterschiedlicher Ausfallszenarien evaluiert.

Abstract

HVDC grids either in radial or meshed topology are considered as possible solutions not only for offshore wind energy collection and transmission to onshore AC grids but also for onshore long distance bulk power transmission in parallel to the existing AC grid (overlay grid). However, the latter case is also triggered by planned extensive use of renewable energy resources. High potential of renewables are located far away from main load centres. Consequently, overlay grid corridors will be designed in such a way that bulk power will be transmitted. Thus, equipment trips especially within the DC grid but also significant equipment trips within a parallel AC grid require immediate reaction i.e. adaption of converter power set points, since a parallel DC grid will not automatically participate in significant power flow changes as only an interconnected AC system would do. Otherwise

equipment overloading or violation of stability criteria can lead to further equipment trips or even cascaded blackouts.

Those scenarios can be highly time critical. Thus, there is no time for a coordinated recalculation of converter power set points by a central control unit. A central control unit can be used in normal operation for coordination and optimisation issues or other not time critical tasks. However, a coordinated and (almost) optimal power set point adaption in described scenarios can be essential. E.g. when considering a scenario in such a way that the overall AC/DC system should be (n-1) secure again after set point adaption.

This contribution will propose a methodology to overcome this challenge. It is based on an optimal set point adaption for all or even for the most critical or most likely tripping scenarios prior to a fault. Optimal set points for all considered fault scenarios are stored locally at each converter station. An update of that information can be made simultaneously with regular set point changes (converter's active power schedule). Continuous local measurements are used to identify equipment trips in general and the specific scenario. After fault scenario identification the converter control switches to the pre-calculated power reference value. Thus, an optimal reaction towards critical equipment trips can be achieved in a very short period of time without time critical communication or calculation. The proposed methodology is verified using a reference grid, phasor based simulation and several equipment trip scenarios. There is also a scenario presented when no clear trip identification is possible.

Danksagung

Ich bedanke mich bei den Kollegen des Fachgebietes Elektrische Energieversorgung für die freundliche Aufnahme in das Team sowie die Unterstützung während meines Master-Studiums und der Erstellung dieser Arbeit. Ganz besonderer Dank gilt dabei zum einen Frau Dr.-Ing. Marten für die intensive Betreuung sowie das stetige Heranführen an das wissenschaftliche Arbeiten in den letzten zwei Jahren.

Gleiches gilt auch Herrn Univ.-Prof. Dr.-Ing. Westermann für die exzellente Lehre, Betreuung und das entgegengebrachten Vertrauen.

Zusätzlichen Dank verdient meine Familie, die mir ermöglicht hat, meinen Weg unbeschwert gehen zu können und mir dabei all ihre Unterstützung zukommen lassen hat.

Ilmenau im Mai 2015, Florian Sass

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Diversitäre Redundanz in gemischten AC-/HGÜ-Netzen	2
1.2	Struktur und Zielsetzung der Arbeit.....	4
2	State-of-the-Art Analyse	6
2.1	Zentraler Ansatz / SCADA	6
2.2	Multi-Agenten-Systeme	8
2.3	Angle Gradient Methode auf Basis eines WAMS	10
2.4	Zusammenfassung.....	13
3	Methodenentwicklung.....	15
3.1	Berechnung korrektiver Arbeitspunkte	16
3.1.1	Ausfallanalyse	16
3.1.2	Optimal Power Flow Berechnung.....	18
3.1.3	Umsetzung der korrektiven OPF Berechnung	22
3.2	Detektion und Identifikation von Ausfällen.....	25
3.2.1	Lokale Messeinrichtungen	25
	a) Phasor Measurement Units	25
	b) Digital Fault Recorder.....	28
3.2.2	Messwertanalyse bei kritischen Ausfällen	30
3.2.3	Umsetzung der lokalen Identifikation	34
4	Numerische Fallstudien.....	38
4.1	Referenznetz, Simulationsumgebung.....	38
4.1.1	Simulationsumgebung.....	38
4.1.2	Referenznetz.....	40
4.1.3	Abbildung der VSC-Umrichter	42
4.2	Leistungsfähigkeit der Methode.....	44
4.2.1	Bewertung der Leistungsfähigkeit	44
4.2.2	Vollständige Identifikation.....	46
4.2.3	Ausreichende Fehleridentifikation	49
4.3	Störanfälligkeit der Methode.....	51
4.3.1	Fehldetektion durch Lastsprung.....	51
4.3.2	Abweichung des Lastprofils.....	52
4.3.3	Gleichmäßige Variation der Leitungsparameter	53
4.3.4	Gestreute Variation der Leitungsparameter	53

4.3.5	Modifikation der Kraftwerkparameter.....	54
5	Zusammenfassung und Ausblick.....	56
5.1	Ausblick.....	58
5.1.1	Wirkleistungsarbeitspunkt.....	58
5.1.2	DC-Spannungsregelung.....	59
5.1.3	Verbleibende Aspekte.....	60
6	Literaturverzeichnis.....	62
A.	Anhang.....	xi
A.1	Korrektive OPF-Berechnung.....	xi
A.2	Modellierung Referenznetz.....	xi
A.3	Identifikationsalgorithmus.....	xiv
B.	Abkürzungsverzeichnis.....	xv
C.	Formelverzeichnis.....	xvi

1 Einleitung

Die Aufgabe der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ist es einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Das horizontale Zusammenspiel der Regelzonen der ÜNB ist auf Verbundebene mit betrieblichen Vorgaben durch das ETNSO-E Operation Handbook geregelt [1]. Die Umstellung der deutschen Stromversorgung auf überwiegend erneuerbare Energien (Erneuerbaren Energien Gesetz [2]) führt zu einem starken regionalen Ungleichgewicht zwischen Erzeugung- und Verbrauch [3].

Die Folge sind starke horizontale Netzbelastungen, für die das Übertragungsnetz in seiner jetzigen Form nicht ausgelegt ist. Um das Netz den neuen Anforderungen entsprechend zu ertüchtigen sind, wie [4] zeigt, unterschiedliche Netzverstärkungsmaßnahmen geplant bzw. bereits in ihrer Projektierungsphase. Dazu zählen entsprechend des derzeitigen Netzentwicklungsplans mehrere Punkt-zu-Punkt HGÜ-Trassen in Nord-Süd-Richtung. Diese ermöglichen den Transport der überschüssigen Erzeugungsleistung zu Gebieten mit hoher Nachfrage und geringer Erzeugungsleistung. Dabei wird die Technologie der selbstgeführten VSC-Umrichter präferiert, die eine spätere Transformation zu einer Multiterminal- und vermaschten Netzstruktur ermöglicht (siehe Abb. 1.1). Zusätzlich ist diese Umrichter-Technologie auch in der Lage sich an den AC-Anschlusspunkten an der dortigen Spannungsregelung durch Bereitstellung von Blindleistung zu beteiligen.

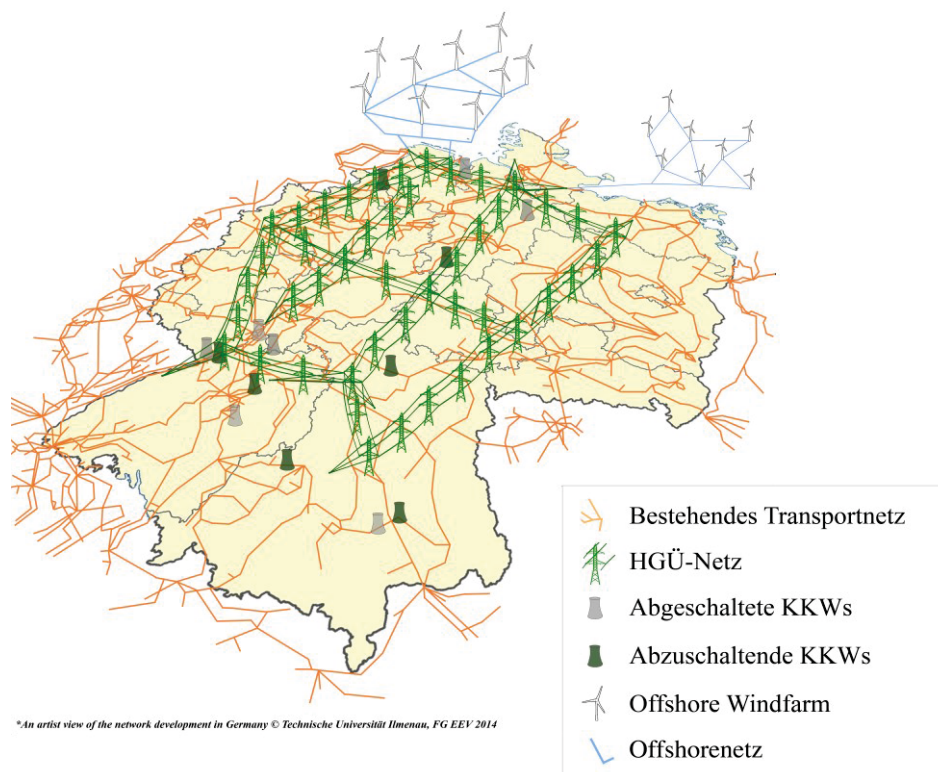


Abb. 1.1: Mögliche Struktur eines HGÜ-Overlay-Netzes in Deutschland, ausgehend von Punkt-zu-Punkt Verbindungen in Nord-Süd-Richtung

Eine zukünftige Zusammenfassung und Bündelung dieser Multiterminal-Strukturen zu einem vermaschten HGÜ-Netz bietet technische und wirtschaftliche Vorteile. So wirken sich

beispielsweise Umrichter-Ausfälle innerhalb des gebildeten HGÜ-Netzverbunds weniger stark auf das Gesamtnetz aus, wie dies bei Punkt-zu-Punkt oder nicht-vermaschten Multi-terminal-Strukturen der Fall ist. So kann beispielsweise die erforderliche Regelenergie zur Stützung der DC-Spannung von den im AC-Netz angeschlossenen Erzeugungsanlagen bezogen und auf eine Vielzahl von Umrichter-Knoten aufgeteilt werden. Es bestehen bei vermaschten HGÜ-Netzen die typischen Vorteile eines Verbund-Betriebs.

Die Bestimmung der Arbeitspunkte der VSC-Umrichter im Rahmen der Betriebsmittelplanung muss koordiniert erfolgen, um das Energiegleichgewicht innerhalb des HGÜ-Netzes sicherzustellen bzw. große Abweichung von den Sollarbeitspunkten durch nachträgliche Regeleingriffe zur Sicherstellung des DC-Energiegleichgewichtes zu vermeiden. Zu diesem Zweck kommen sogenannte Optimal Power Flow (OPF-)Berechnungsverfahren zum Einsatz (siehe dazu u.a. [5], [6]). Die auf diese Weise zentral berechneten Wirkleistungsarbeitspunkte $p_{VSC,OPF}$ werden den Umrichtern in zeitlichen Intervallen zugewiesen. Eine Beteiligung des Overlay-Netzes an Vorgängen im AC-Netz findet somit nicht automatisch statt, stattdessen muss der stationäre Arbeitspunkt mittels zusätzlicher Regelinstanzen verändert bzw. angepasst werden. Erste Ansätze existieren zum einen in Form einer Beteiligung an der Primärregelung [7] oder an sich-verändernden AC-Leistungsflüssen in Form des Winkel-Gradienten-Verfahrens [8], das in Kapitel 2 detaillierter beschrieben wird.

Die DC-Spannungsregelung innerhalb des HGÜ-Netzes wird ebenfalls mittels einer Anpassung der eingespeisten Wirkleistung realisiert. Für den Betrieb vermaschter Netze kommen Verfahren wie die Voltage-Droop-, oder Voltage-Margin-Regelung zum Einsatz, die die Regelaufgaben auf alle am Netzverbund beteiligten Umrichter aufteilt [9].

1.1 Diversitäre Redundanz in gemischten AC-HGÜ-Netzen

Durch den Aufbau eines, dem bestehenden AC-Übertragungsnetz überlagerten, HGÜ-Netzes (Overlay-Netz) eröffnen sich neue Möglichkeiten in Bezug auf die Redundanz des Gesamtsystems, da hier im Vergleich zu (passiven) AC-Netzen die Koppelstellen zum unterlagerten Netz allesamt aktiv geregelt werden. Dies muss bei der Redundanzüberprüfung, also der (n-1)-Sicherstellung Berücksichtigung finden.

Die bisherige Vorgehensweise sieht das Einhalten der (n-1)-Sicherheit innerhalb des AC-Netzes entsprechend [10] und [11] vor. D.h. die (n-1)-Sicherheit besteht dann, wenn der Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels das Netz nicht in einen Zustand überführt, in dem Grenzwerte wie Spannung oder Betriebsmittelauslastung verletzt werden. Abb. 1.2 illustriert die möglichen Netzzustände und die durch verschiedene Ereignisse denkbaren Übergänge zwischen diesen.

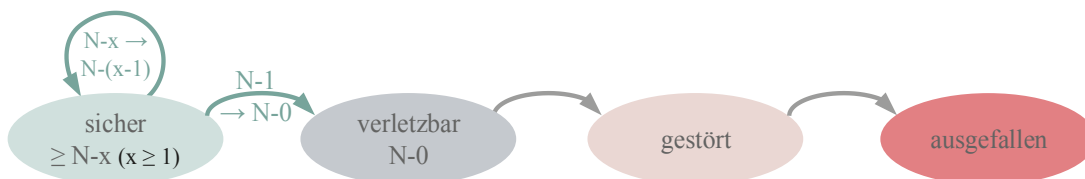


Abb. 1.2: Zustandsdiagramm unter Annahme der (n-1)-Sicherheit und Einfachausfällen

Wird nun ein zusätzliches Netz überlagert, kann das geschilderte Prinzip analog auf dieses zweite Netz übertragen werden. Daraus resultieren zwei Netze, die jeweils für sich den Anforderungen der (n-1)-Sicherheit genügen und dementsprechend ausgebaut sein müssen. An dieser Stelle ist ein Paradigmenwechsel hin zu einer kombinierten Redundanz-Betrachtung beider Netze denkbar, bei der gezielt die Steuerbarkeit der Kopplungspunkte, also der Leistungsaustausch über die Umrichter, mit berücksichtigt werden soll.

Der um etwaige Freiheitsgrade der Netzsteuerung erweiterte Redundanzbegriff soll hier als *Diversitäre Redundanz* eingeführt werden. Dieser beinhaltet eine gemeinsame Betrachtung beider Netze bezüglich der Redundanz und eine gegenseitige Unterstützung bei Betriebsmittelausfällen bzw. drohenden Grenzwertverletzungen in einem der beiden Netze. Der Begriff findet unter anderem bereits Erwähnung in [12] und [13].

Im Falle einer kombinierten Betrachtung von AC- und HGÜ-Netz in Bezug auf die Gesamtredundanz erfolgt die Kopplung durch die jeweiligen Umrichter auf Basis eines vollständig kontrollierbaren Leistungsaustauschs zwischen beiden Netzebenen. Durch die hohe Dynamik der Umrichter, lassen sich schnell korrektive Maßnahmen einleiten. Mit Hilfe dieser lassen sich die stationären Umrichter-Arbeitspunkte so anpassen, dass der Netzverbund auch bei Ausfall eines Betriebsmittels in den Ursprungszustand (sicher) überführt werden kann. Somit können Netzengpässe und Grenzwertverletzungen vermieden werden (siehe Abb. 1.3).

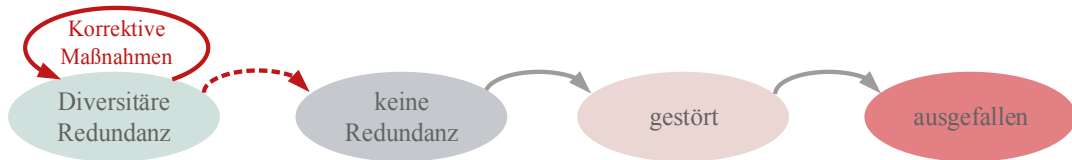


Abb. 1.3: Zustandsdiagramm mit korrektiven Maßnahmen unter Ausnutzung Diversitärer Redundanz zur Wahrung der Netzsicherheit

Das Anpassen der Arbeitspunkte der Umrichter mit dem Ziel Engpässe zu vermeiden lässt sich unter dem Begriff korrektiver Maßnahmen zusammenfassen. Dieser geht zurück auf die Theorie der korrektiven optimierten Leistungsfluss-Berechnung (COPF). Dieses Verfahren wurde erstmals 1987 publiziert [14] und sieht vor, für als kritisch identifizierte Betriebsmittelausfälle mittels OPF-Berechnung neue Arbeitspunkte – korrektive Maßnahmen – zu generieren, falls die möglich ist. Auf diese Weise kann das Netz bei Auftreten eines Betriebsmittelausfalls in einen zulässigen Zustand (*sicher* oder zumindest *verletzbar*) rückgeführt werden. Ob für alle kritischen Ausfälle korrektive Maßnahmen möglich sind, hängt von der Netzstruktur und den vorhandenen zur Verfügung stehenden Freiheitsgraden ab, wie auch vom Einsatz von VSC-Umrichtern, deren Platzierung im Netz sowie deren freie Übertragungskapazitäten.

Ein weiteres Verfahren stellt die präventive OPF-Berechnung (POPF) dar. Diese versucht unter Berücksichtigung aller möglichen kritischen Ausfälle einen Arbeitspunkt zu berech-

nen, in dem das System auch bei Eintritt einer Störung nicht in den gestörten Zustand übergeht, sondern als $(n-1)$ -sicher anzusehen ist [15]. Die Einschränkungen gleichen dabei den zuvor geschilderten Aspekten der COPF-Berechnung.

Beide Verfahren bilden die Klasse der Security Constrained Optimal Power Flow (SCOPF) Berechnungen. [16] bietet eine Übersicht über den aktuellen Stand der Technik sowie zukünftige Problemstellungen. Vorteil des COPF-Verfahrens ist, dass das Netz gegenüber den Präventivmaßnahmen in einem aus wirtschaftlicher Sicht optimaleren Zustand betrieben werden kann. Da nicht für jeden kritischen Ausfall Übertragungskapazitäten vorsorglich freigehalten werden müssen, kann das Netz mit einer höheren Auslastung betrieben werden. Der Einsatz der selbstgeführten VSC-Umrichter und deren hohe Dynamik erlaubt das Ausführen schneller korrektiver Maßnahmen, die bisher aufgrund des vergleichsweise trägen Verhaltens konventioneller Kraftwerke nicht möglich sind.

Der Mehrwert der Diversitäten Redundanz liegt somit darin, den Aufwand für Netzverstärkungsmaßnahmen zu minimieren und den gesamten AC-HGÜ-Netzverbund in einem wirtschaftlichen Arbeitspunkt zu betreiben, ohne dabei bestehende Sicherheitsstandards zu vernachlässigen.

1.2 Struktur und Zielsetzung der Arbeit

Das beschriebene Prinzip der korrektiven Maßnahmen stellt ein erstes Werkzeug der Diversitären Redundanz dar. Somit widmet sich die Arbeit den Forschungsfragen, wie sich korrektive Maßnahmen für ein vermaschtes HGÜ-Overlay-Netz berechnen, möglichst schnell aktivieren lassen und welche Effekte dabei besonders zu beachten sind. Die Umsetzung korrektiver Maßnahmen teilt sich in zwei Säulen auf. Einerseits sind für die kritischen Ausfälle optimale Umrichter-Arbeitspunkte zu berechnen. Dieser Aspekt wird bereits in [17] teilweise behandelt.

Des Weiteren ist für das Ausführen der vorberechneten Maßnahmen ein schnelles Identifizieren des auftretenden Betriebsmittelausfalls erforderlich, was in der bisherigen Literatur nur geringe Erwähnung findet. Das schnelle Ausführen der korrektiven Maßnahmen ist Grundvoraussetzung um Folgeeffekte wie weitere Betriebsmittelüberlastungen und Grenzwertverletzungen zu vermeiden und kaskadierte Ausfälle zu verhindern. Als sinnvoll erscheint dabei ein Verfahren, die auftretenden Ausfälle an den Umrichter-knoten zu detektieren und zu identifizieren, um schnell und autark gegenüber Kommunikationsausfällen handeln zu können.

Deshalb werden in Kapitel 2 mittels einer State-of-the-Art Analyse bisher gängige Methoden vorgestellt, mit Hilfe derer Störungen und Ausfälle innerhalb des Netzes identifiziert werden können. Auf Basis der in diesem Kapitel gewonnenen Erkenntnisse wird in Kapitel 3 zunächst grundsätzlich skizziert wie ein System zur lokalen Identifikation verbunden mit einem Abrufen zentral koordinierter Umrichter-Arbeitspunkte realisiert werden kann. Die Problemstellung wird in Fehlerdetektion und Erstellung optimierter Korrektiv-Arbeitspunkte untergliedert und ebenfalls in Kapitel 3 bearbeitet.

Die entwickelte Methode wird an einem Verbundnetz, das sich aus einem vermaschten AC-HGÜ-Netz zusammensetzt, evaluiert. Diese in Kapitel 4 enthaltene Analyse umfasst eine Beschreibung des generellen Verhaltens der Methode, als auch eine Identifikation kritischer Aspekte.

Darauf aufbauend erfolgen in Kapitel 5 eine Bewertung der entwickelten Methode, sowie ein Ausblick auf weitere Fragestellungen und Themenschwerpunkte.

2 State-of-the-Art Analyse

Die in diesem Kapitel durchgeführte State-of-the-Art Analyse zielt darauf ab, bestehende Verfahren zur Detektion und Identifikation von Fehlerfällen innerhalb eines überwachten Netzabschnitts darzustellen. Während sich der Begriff Detektion auf das bloße Registrieren eines eingetretenen Fehlers bezieht, beschreibt die Fehler-Identifikation das tatsächliche Zuordnen der Informationen über Fehlerort und -Art, mit Hilfe derer die erforderlichen Schutz- und Steuermaßnahmen bestimmt werden können.

Weiterhin werden die Verfahren auf die Möglichkeit FACTS-Elemente und HGÜ-Systeme schnell mit den entsprechend gewonnenen Informationen versorgen, um diese an den in Kapitel 1 vorgestellten korrektiven Maßnahmen beteiligen zu können. Um dabei die hohe Dynamik der selbstgeführten HGÜ-Umrichter nutzen zu können liegt ein besonderer Fokus auf der Zeitspanne zwischen Fehlererkennung und Arbeitspunktanpassung der im Folgenden vorgestellten Verfahren.

Die strukturellen Eigenarten jedes Verfahrens variieren zwischen vollständig zentralen bis hin zu teilweise lokalen Anwendungen. Neben dem konventionellen Ansatz eines zentralen SCADA-Systems und dem in der Literatur häufig vorgestellte Einsatz von *Multi-Agenten-Systemen*, wird auch ein speziell auf den Einsatz von vermaschten HGÜ-Systemen abzielender Ansatz – die *Angle Gradient Method* – erläutert.

Als allgemeine Anforderung an die Systeme sind zum einen die generelle Fähigkeit auftretende Fehlerfälle klar zu identifizieren und diese, zuvor berechneten kritischen Ausfällen, zuzuordnen. Dabei spielen sowohl die Geschwindigkeit der Fehlererkennung, als auch auf die Anfälligkeit gegenüber Unterbrechungen der Kommunikationsverbindung eine tragende Rolle. Weiterhin ist die Möglichkeit zu prüfen, den betroffenen aktiven Betriebsmitteln zuvor berechnete korrektive Maßnahmen schnell und koordiniert zuzuweisen. Zusätzlich ist bei Einsatz von HGÜ-Systemen eine Koordination der einzelnen Umrichter-Arbeitspunkte zur Gewährleistung des Energiegleichgewichtes innerhalb des Netzes von Bedeutung.

2.1 Zentraler Ansatz / SCADA

Entsprechend der in Kapitel 1 beschriebenen zentralistischen Organisation des Übertragungsnetzes wird der Netzzustand mittels eines zentralen *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA) Systems gewährleistet. Wie Abb. 2.1 zeigt, ist das System in ein Wide Area Network (WAN) und dessen Kommunikationsstruktur eingebettet. Das in der Literatur ausreichend beschriebene Prinzip setzt sich aus Hardware- und Software-Komponenten zusammen, die Statusinformationen der installierten Betriebsmittel, teilweise zeit-synchrone Messdaten und weitere Informationen erfassen [18], [19], [20]. Die so gewonnenen Daten werden zentral aufbereitet, visualisiert und ausgewertet. Folgende Daten sind im Falle reiner AC-Netz-Betrachtungen auf jeden Fall Teil dieser Daten-Akquise [21]:

- Schaltzustände von Schaltern und Trennern
- Stufenschalterstellungen der stufbaren Transformatoren
- Leistungsflussdaten (Wirk- und Blindleistung)

- Synchronphasoren der Knotenspannungen (bei PMU)

Die Messwerte werden auf Ihre Plausibilität und Vollständigkeit geprüft. An dieser Stelle kommt, falls Beobachtbarkeit vorliegt, die sogenannte *State Estimation* (siehe u.a. [19] und [22]) zum Einsatz. Mit Hilfe dieser können bei ausreichendem Datenaufkommen fehlerbehaftete oder nicht erfasste Werte identifiziert und mit Hilfe der übrigen Zustandsgrößen korrigiert bzw. abgeschätzt werden. Aufbauend auf dieser Vorgehensweise lässt sich der Zustand eines Energiesystems bzw. von Teilabschnitten erfassen und beobachten.

Bereits gegen 1990 wurden erste Schritte unternommen die Daten aller relevanten Schaltstationen an zentraler Stelle zu sammeln und mit Hilfe dieser auftretenden Ausfälle zu detektieren und zu identifizieren. Das zunächst auf rein logische Signale (Schaltzustände von Schaltern und Trennern) begrenzte Datenaufkommen lässt sich seit Anfang des 21. Jahrhunderts um zeitsynchrone Messungen der Momentanwerte von Strom- und Spannung erweitern. Möglich wird dies durch sogenannter Digital Fault Recorder (DFR), deren Technologie und Potentiale der DFR in Kapitel 3 weiterführend behandelt werden. Allerdings bleibt nach [23] in vielen SCADA Systemen im Übertragungsnetzbereich die Fehlerdetektion weiterhin auf die Statusmeldungen von Schaltern beschränkt.

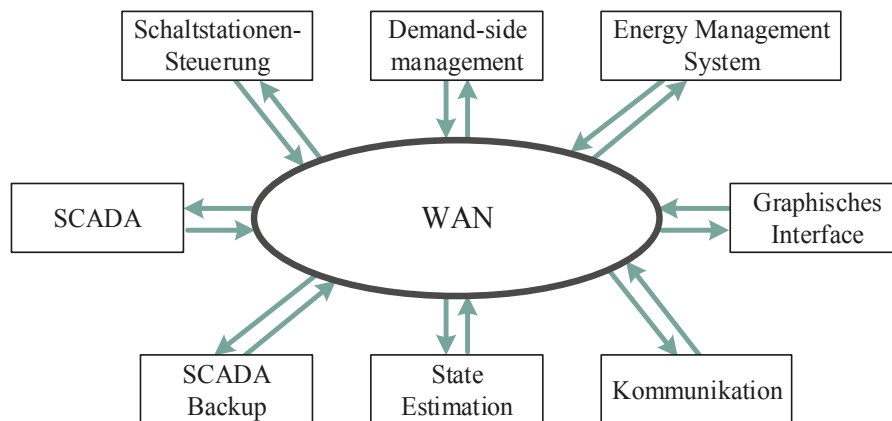


Abb. 2.1: SCADA und weitere Anwendungen innerhalb eines Wide Area Networks (WAN) [18]

Ungeachtet der zur Verfügung stehenden Informationen, gliedert sich der Vorgang korrekative Maßnahmen für einen eingetretenen Fehlerfall zu generieren in drei Phasen:

1. Erkennen eines Fehlereintritt anhand eingehender Informationen
2. Identifizieren des Fehlertyps und Fehlerorts
3. Vorgeben korrekativer Maßnahmen und evtl. Handlungsbeschränkungen

Allgemein beruht das Vorgehen jeweils auf dem Einsatz von *Expertensystemen* [24] und Methoden aus der Klasse der *Artificial Intelligence* [25]. Mit deren Hilfe lassen sich bestimmte Informationsmuster erkennen und somit konkreten Störungen zuordnen. Ein Beispiel für eine solche Implementierung ist das in [26] erstmals vorgestellte und in [27] praktisch implementierte Verfahren eines hybriden Systems, bestehend aus *Alarm Processing*

Expert System (APEX) und *Rule-based Expert System for Power Network Disturbance Diagnosis (RESPONDD)*. Neben der Auswertung der in der SCADA eintreffenden Datenströme zur Fehleridentifizierung werden die Daten auch zu einer nachträglichen Fehleranalyse und zur weiteren Ausbildung des Expertensystems für zukünftige Ausfälle eingesetzt.

Aufgrund des hohen Datenaufkommens ist der Einsatz eines solchen Systems als sehr komplex anzusehen und ab einer bestimmten Systemgröße auf globaler Ebene nur noch begrenzt oder unter hohem Rechenaufwand möglich [28]. So findet das vorgestellte Beispiel auch nur Einsatz in einem Mittelspannungsverteillernetz und nicht im Übertragungsnetz.

Neben der auftretenden Verzögerung durch die zentrale Fehleridentifikation spielt auch die Datenübertragung eine wesentliche Rolle. So müssen zunächst alle dezentral gewonnenen Messwerte an das zentrale SCDA-System übertragen, dort ausgewertet und wieder an entsprechende Stelle übermittelt werden. Entsprechende hohe Latenzzeiten sind das Resultat. Zusätzlich unterliegt das System somit einer hohen Störanfälligkeit gegenüber Ausfällen der Kommunikationsverbindungen und Messeinrichtungen. Während die sich ergebenden Zeitverzögerungen zwischen Störungseintritt und Identifikation im Sekundenbereich im Falle der konventionellen Übertragungsnetze ausreichen, kann die beschriebene Dynamik moderner FACTS-Geräte oder HGÜ-Systeme nicht gewinnbringend eingesetzt werden.

Für den zentralen Ansatz spricht allerdings, dass die nach der Fehleridentifikation an die aktiven Betriebsmittel übergebenen korrektiven Arbeitspunkte untereinander koordiniert sind und somit keine ungewünschten Wechselwirkungen auftreten können.

2.2 Multi-Agenten-Systeme

Ein oft in der Literatur vertretener Ansatz zur lokalen Koordination von FACTS-Elementen ist der Einsatz sogenannter Agenten. Als Agenten bezeichnet man eine intelligente Hardware-Software-Einheit, die sich entsprechend Abb. 2.2 a) neben der eigentlichen Steuerung, aus vier weiteren Komponenten zusammensetzt [29]:

1. Sensoren
2. Aktoren
3. Wissensdatenbank
4. Kommunikationsinterface

Mittels der integrierten Sensoren erfasst der Agent den Zustand des ihn umgebenden Systemabschnitts messtechnisch. Während dessen ermöglichen die Aktoren ein Eingreifen und Handeln seitens des Agenten. Das Ausführen von Handlungen mit dem System erfolgt auf Basis einer Wissensdatenbank, die sich sowohl aus vergangenen Handlungen, als auch hinterlegten Informationen und Vorgaben aus der Vergangenheit zusammensetzt. Ein Kommunikationsinterface ermöglicht die Kommunikation mit anderen Agenten oder Kontrollleinrichtungen.

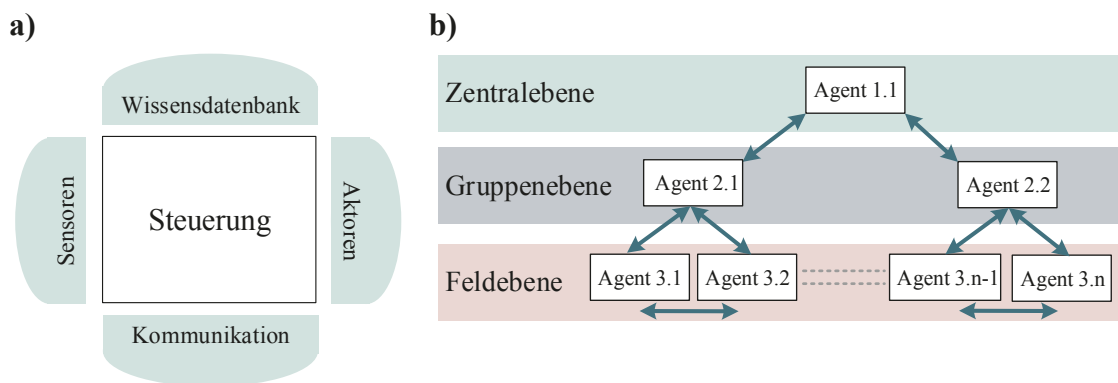


Abb. 2.2: a) schematischer Aufbau eines Agenten und b) Beispiel eines hierarchischen Multi-Agenten-Systems

Intern generiert der Agent aus den via Kommunikationssystem und Sensorik eingehenden Informationen mittels der Wissensdatenbank und hinterlegten Algorithmen wie einer Sensitivitätsanalyse oder Optimierungsalgorithmen zu unternehmende Handlungsansätze. Das Handeln ist unter anderem bestimmt von den zuvor definierten Zielsetzung sowie dem Einhalten der zulässigen Stellgrößen. Der geschilderte Aufbau ermöglicht den Agenten ein eigenständiges und autarkes agieren innerhalb seines jeweiligen Teilsystems. Für weitere Informationen sei auf Quelle [29] verwiesen.

Im Falle konkreter Anwendungen in einem komplexen System werden mehrere Agenten eingesetzt, man spricht von sogenannten Multi-Agenten-Systemen (MAS). Dabei unterscheidet man zwischen steuerbaren (aktive Betriebsmittel) und nicht steuerbaren Agenten (passive Betriebsmittel). Ein genereller Ansatz ist es komplexe Aufgaben der Betriebsführung in kleine, jeweils einem Agenten zugewiesene Teilaufgaben zu zerlegen. Dabei kann es sich sowohl um eine regionale, oder aufgabenspezifische Untergliederung handeln. Die einzelnen Agenten handeln entsprechend ihrer Teilaufgaben autark in dem ihnen zugewiesenen Systemabschnitt. Sie versuchen das vorgegebene Optimum zu erzielen, ohne den Zustand des Gesamtsystems zu kennen. Durch dieses dezentralisieren von Steueraufgaben kann ein gegenüber der im vorherigen Abschnitt beschriebenen zentralen Steuerung ein schnelles und robustes Handeln bei Fehlern ermöglicht werden [29].

Der Systemverbund sieht einen kontrollierten und gezielten Austausch von Informationen zwischen den Agenten vor. Zur besseren Koordinierung ist eine hierarchische Struktur denkbar (siehe Abb. 2.2 b)), um den Informationsfluss auf ein Mindestmaß zu beschränken. Auf diese Weise wird die Störanfälligkeit bei Kommunikationsunterbrechungen reduziert, ohne auf ein koordiniertes Vorgehen verzichten zu müssen. Klassisch findet der MAS-Ansatz in der Informatik, Robotik und Automatisierungstechnik, aber auch in Bereichen der Logik oder Wirtschaftswissenschaften Anwendung [29].

Energiesysteme und deren komplexe Betriebsführungsaufgaben stellen dabei ebenfalls ein mögliches Einsatzgebiet dar. Im diesem Fall werden Leitungen, Transformatoren, FACTS-Elemente etc. mit Agenten ausgestattet. Man unterscheidet dabei zwischen der Betriebsführung von Verteilnetzen [30–32], und der von Übertragungsnetzen [30], [33–36]. Die

Zielsetzung beim Einsatz von MAS kann dabei ein großes Spektrum abdecken. Neben einem wirtschaftlich orientiertem Einsatz zur Umsetzung des Congestion Managements und inter-TSO-Leistungsflüssen [30] liegt der Schwerpunkt oftmals auf der eigentlichen Betriebsführung von Leistungsfluss regelnden Betriebsmitteln. Das Abschätzen der Auswirkung von Steuermaßnahmen seitens eines aktiven Agenten erfolgt intern auf Basis einer online Sensitivitäts-Analyse. Hierfür ist ein ausreichender Kenntnisstand über den aktuellen Zustand des Teilsystems erforderlich, der mittels passiver Agenten eingeholt wird [35], [36]. Um Interferenzen zwischen einzelnen aktiven Agenten bzw. deren Steuermaßnahmen zu vermeiden werden bewusste Zeitverzögerungen von $\Delta t = 100$ ms vorgeschlagen [36]. Eine Priorisierung der Agenten untereinander muss dementsprechend vorgegeben bzw. reglementiert werden.

Die durchgeführten Untersuchungen zeigen, dass die Koordinierung von FACTS-Elementen entgegen dem bisherigen zentralen Systementwurf auf Basis dezentraler Steuerungen mittels MAS möglich ist. Vorteile der Vorgehensweise liegen klar auf der Unterteilung der komplexen Gesamtaufgabe in Teilaufgaben und dem dezentralen Aufbau. Die Agenten überblicken dabei nur den für sie relevanten und kontrollierbaren Ausschnitt des Gesamtsystems. Der Einsatz lokaler Steuer- und Messsysteme mit entsprechender Intelligenz kann auch zu einer lokalen Detektion und Identifikation von eintretenden Störungen genutzt werden. So lassen sich sowohl die im Falle des zentralen SCADA-Systems monierten hohen Latenzzeiten zwischen Störungseintritt und Arbeitspunktanpassung, als auch der durch ein zu hohes Datenaufkommen resultierende Berechnungsaufwand reduzieren. In einer gewissen Weise geschieht dies bereits durch das Ereignis- bzw. messwertgebundene Generieren von Handlungen. Bisherige praktische Anwendungsfälle zeigen, dass ein schnelles und effizientes Anpassen der Arbeitspunkte FACTS-Elemente möglich ist.

Weiterhin herrscht trotz dezentraler Struktur vorgesehene Datenaustausch zwischen den Agenten und Strukturebenen. Daraus resultieren hohe Anforderungen an die Ausfallsicherheit der Datenkommunikation sowie ein notwendiger Umbau der bisherigen zentralistischen Organisation des Übertragungsnetzes.

Die in Quelle [35] gemachten Annahme, dass die VSC-Umrichter als definierte Quellen und Senken zur Steuerung von Leistungsflüssen eingesetzt werden können, ist in begrenztem Maße für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen nicht aber im Falle vermaschter Systeme gültig. Wie bereits erläutert, bedarf es in diesem Fall einer zentralen Koordination der einzelnen Umrichter-Arbeitspunkte, zur Gewährleistung des Energiegleichgewichts im HGÜ-Netz. Der Agenten-basierte Ansatz sieht ein zentrales Berechnen optimaler Arbeitspunkte, die auf einer Kenntnis des Gesamtsystemzustands basieren, nicht vor. Vielmehr widerspricht dieses Vorgehen dem ursprünglichen Ansatz dem zwar wissensbasierten, aber autarken Handeln der dezentralen Akteure, weshalb der MAS-Ansatz in dieser Arbeit keine weitere Berücksichtigung findet.

2.3 Angle Gradient Methode auf Basis eines WAMS

Eine Mischung aus zentralem und dezentralem Ansatz bietet die in diesem Abschnitt vorgestellte Winkel-Gradienten-Methode/Angle-Gradient-Method (AGM). Diese beruht auf

der kombinierten Nutzung von Informationen aus lokal installierten Phasor Measurement Units (PMU, siehe Kapitel 3) und einem zentralen Wide Area Monitoring System (WAMS). Die Synchronphasor-Daten der komplexen Knotenspannungen – an als strategisch wichtig identifizierten Sammelschienen – werden, wie Abb. 2.3 zeigt, durch das WAMS zentral empfangen und ausgewertet.

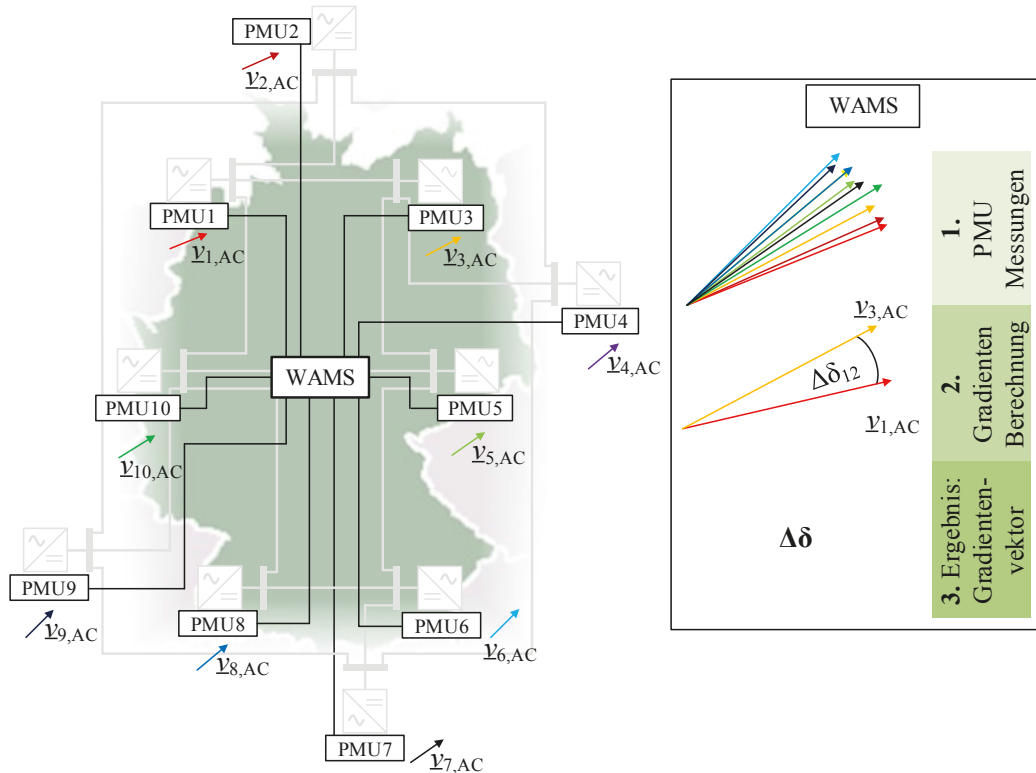


Abb. 2.3: Generelle Funktionsweise eines WAMS durch Nutzung von PMU-Messwerten [37]

Abb. 2.3 stellt exemplarisch den Einsatz der PMU-Signale einzelner Knoten innerhalb des Übertragungsnetzes mit zentraler Auswertung für eine beliebige Überwachungs- und Schutzanwendung dar. Innerhalb des WAMS kann zwischen den drei Anwendungsgruppen Überwachung, Schutz und Steuerung unterschieden werden. Typische Latenzzeiten zwischen der lokalen Datenerfassung, Übertragung, zentralen Verarbeitung und erneuter Übertragung bewegt sich im Bereich von 50-200 ms. Eine Aktualisierung des WAMS erfolgt ebenfalls alle 50-100 ms [38]. Aufgrund der mittels Global Positioning System (GPS) hinterlegten Zeitstempel für jeden PMU-Messwert führt dies zwar nicht zu Fehlmessungen bzw. Berechnungen, allerdings können mögliche Anwendungen hinsichtlich ihrer Dynamik Einschränkungen erfahren.

Das Prinzip des WAMS beruht entsprechend Abb. 2.3 auf der Bildung der Spannungswinkeldifferenzen zu jedem Zeitpunkt entsprechend der Gleichung (2.4). Auf diese Art und Weise können Leistungsflüsse zwischen entfernten Knoten vereinfacht nach (2.5) bestimmt werden. So können beispielsweise *Inter Area Oscillations* innerhalb des Verbundnetzes detektiert werden.

$$\Delta\delta_{ij}(t) = \delta_j(t) - \delta_i(t) \quad (2.4)$$

$$p_{ij} = \frac{u_i u_j}{x_{d,ij}} * \sin(\Delta\delta_{ij}) \quad (2.5)$$

Die bereits erwähnte AGM, die in Quelle [39] [40] erstmals eingeführt wird, stellt eine Möglichkeit dar das DC-Netz auf Basis dieser Zusammenhänge flexibel an den Transportaufgaben des AC-Netzes zu beteiligen. Im ungestörten Betrieb wird das Netz entsprechend eines zuvor berechneten OPF-Arbeitspunkt betrieben. Dieser beinhaltet auch die Wirkleistungs-Arbeitspunkte p_{VSC} der HGÜ-Umrichter. Entsprechend dieses Zustands lassen sich mittels der WAMS-Daten die AC-seitigen Leistungsflüsse $p_{ij,AC}$ zwischen zwei AC-seitigen Umrichter-knoten (i und j) entsprechend Gleichung (2.5) bestimmen. Die DC-Leistungsflüsse $p_{ij,DC}$ sind ebenfalls bekannt. Auf diese Weise lässt sich aus den abgehenden AC-Leistungen und dem Umrichter-Arbeitspunkt das Verhältnis k_{OPF} nach Gleichung (2.6a) bestimmen.

$$k_{OPF} = \frac{p_{ij,DC}}{P_{ij,DC}} \quad (2.6a)$$

$$p_{ij,DC} = k_{OPF} P_{ij,DC} \quad (2.6b)$$

Verändert sich nun aufgrund einer Störung im Netz der Winkelgradient $\Delta\delta_{ij}$ und dementsprechend auch der AC-Leistungsfluss $p_{ij,AC}$, so wird der Leistungstransport über das überlagerte HGÜ-Netz ebenfalls angepasst (Gleichung (2.6b)), um das AC-Netz auf diese Art und Weise direkt zu unterstützen. Die Umrichter-arbeitspunkte p_{VSC} werden wie Abb. 2.4 zeigt nachgeführt.

Die Methode beteiligt sich ungeachtet der Fehlerart zur Unterstützung des AC-Netzes bei Transportaufgaben – auch von Primär- und Sekundärregelleistung – und zeigt in den in Quelle [39] und [40] vorgestellten numerischen Fallstudien sehr gute Ergebnisse hinsichtlich dynamischen Verhalten und eingrenzen der Störung. Durch die Kopplung der Umrichterleistung an die AC-Leistungsflüsse, wird eine Fehleridentifikation überflüssig. Stattdessen beteiligen sich die Umrichter entsprechend k_{OPF} an allen sich durch eine Störung oder Arbeitspunktwechsel verändernden Transportaufgaben. Die reine lokale Berechnungszeit für diese Arbeitspunkt-Anpassung kann als vernachlässigbar kurz angesehen werden.

Auch wenn die Regelung der einzelnen Umrichter lokal realisiert ist, besteht weiterhin eine direkte Abhängigkeit von dem zentralen WAMS bzw. den Phasoren-Daten der übrigen Umrichter-knoten. Kommunikationsunterbrechungen lassen sich nur teilweise durch entsprechende Ersatzverfahren überbrücken. Ein Ausfall ist somit weiterhin als kritisch anzusehen. Zudem bleibt auch im unterbrechungsfreien Betrieb eine Kommunikationsbedingte Latenzzeit von mehreren von mehreren 100 ms, die die Dynamik und Reaktionszeit der lokalen Umrichter-Regelung maßgeblich beeinflusst.

Schlägt eine Identifikation des Fehlers fehl, so können die bestehenden, zentralen Mechanismen in zweiter Instanz in Erscheinung treten. Auf diese Art und Weise lassen sich auch die unter Umständen nicht ideal koordinierten Arbeitspunkte der Umrichter innerhalb des HGÜ-Netzverbundes anpassen bzw. justieren. Denn ähnlich wie im AC-Netz gilt es eine ausgeglichene Wirkleistungsbilanz innerhalb des HGÜ-Netzes, unter Beachtung der sich aus den Umrichter-Arbeitspunkten ergebenden AC-Leistungsflüsse, sicherzustellen. Auch aus diesem Grund eignen sich die vorgestellten Ansätze der MAS und AGM nur bedingt und eingeschränkt.

3 Methodenentwicklung

Die in dieser Arbeit zu lösende Problemstellung ist klar in zwei Arbeitspakete zu untergliedern. Einerseits ist eine zentrale Koordination der Umrichter-Arbeitspunkte und korrektiven Maßnahmen nötig. Andererseits erfordert die Zielsetzung diese Maßnahmen schnell und effektiv einzusetzen eine schnelle Erkennung des Betriebsmittelausfalls auf lokaler Ebene. Abb. 3.1 ordnet die zu entwickelnde Methode in den zeitlichen Gesamtkontext der HGÜ-Betriebsführung ein. Weitere Instanzen, wie die unter Kapitel 2 vorgestellte AGM oder der Einsatz von SCADA-Daten, sowie regelmäßige Erneuerungen der Umrichter-Fahrpläne werden ebenfalls gezeigt und können den lokalen Sofortmaßnahmen überlagert werden bzw. dieses ergänzen.

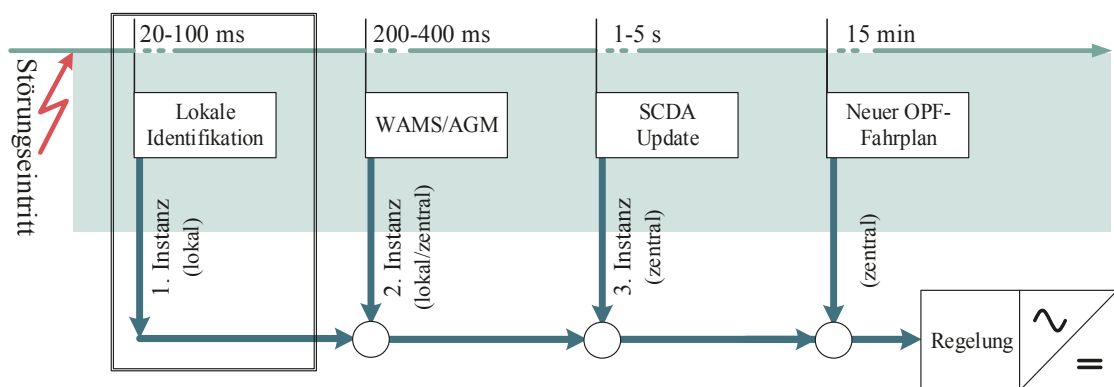


Abb. 3.1: Zeithorizont und Organisation der Betriebsführungsinstanzen

Die geschilderte Zweiteilung der Methode wird durch Abb. 3.2 abgebildet und veranschaulicht. Die zentrale Ebene sieht sowohl die Vorberechnung der korrektiven Arbeitspunkte, als auch der charakteristischen Messgrößenverläufe bei Ausfällen (*Fehlercharakteristika*) auf Basis dynamischer Simulationen vor. Die genannten Funktionalitäten können in die bereits zentral vorgesehene Struktur der stationären Fahrplanerstellung für die Umrichter implementiert werden.

Die berechneten Daten (*Fehlercharakteristika*, korrektive und stationäre Arbeitspunkte) werden in regelmäßigen Zeitintervallen an alle Umrichterknotten und deren Regeleinheiten übermittelt und lokal hinterlegt. Die resultierende Fragestellung, wie zentral geeignete korrektive Arbeitspunkte für die VSC-Umrichter für mögliche auftretende Störungen berechnet werden können, wird in Abschnitt 3.1 beschrieben.

Weiterhin muss die lokale Ebene der Regeleinheiten eine Möglichkeit zur Identifikation von Betriebsmittelausfällen auf Basis von Strom- und Spannungsmesswerten beinhalten, so dass eine Zuweisung bzw. ein Abruf der übermittelten Korrektiv-Maßnahmen möglich wird. Dieser Aspekt wird in Abschnitt 3.2 untersucht. Dabei erfolgt eine Untergliederung der Betrachtung in die Fähigkeit moderner Messsysteme, typische Messgrößenverläufe bei Störungen und dem Ansatz eines Identifikationsalgorithmus.

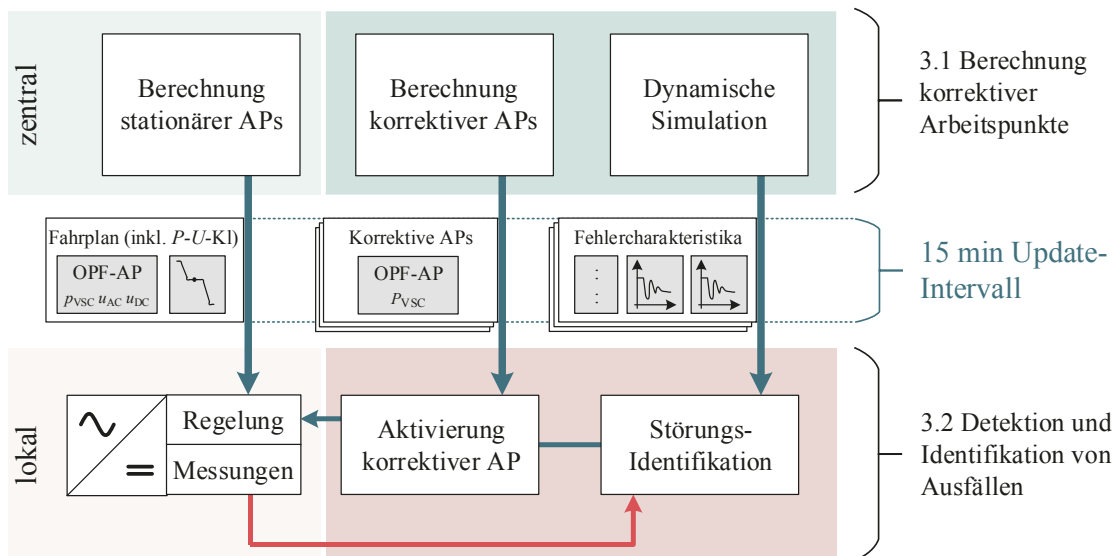


Abb. 3.2: Methode zur Arbeitspunktanpassung bei Ausfällen mit Zweiteilung in zentrale Ebene zur Vorberechnung und Koordination, und Feldebene zur lokalen Identifikation und AP-Korrektur

3.1 Berechnung korrekativer Arbeitspunkte

Die im Abschnitt zuvor entwickelte Struktur der Methode erfordert eine Vorberechnung der Arbeitspunkte für die VSC-Umrichter für alle relevanten Betriebsmittelausfälle. Daraus ergibt sich sowohl die Fragestellung, wie man kritische Fehlerfälle ermitteln kann, als auch wie sich entsprechend einer gegebenen Versorgungssituation und Netztopologie optimale Arbeitspunkte berechnen lassen. Demnach gliedert sich der folgende Abschnitt in die Vorstellung von Verfahren der Ausfallanalyse. Verfahren zur OPF-Berechnung und einem Abschnitt, der sich mit der praktischen Umsetzung für diese Arbeit auseinandersetzt.

3.1.1 Ausfallanalyse

Unter dem Begriff der Ausfallanalyse (*contingency analysis*) versteht man das Identifizieren von Ausfällen innerhalb des betrachteten Netzes, die zu einer Überlastung von Betriebsmitteln bzw. Verletzungen von Grenzwerten führen. Eine derartige Analyse ist somit fester Bestandteil bei der Überprüfung der (n-1)-Sicherheit seitens der Netzbetreiber.

Grundsätzliches Prinzip ist es, für jeden theoretisch möglichen Betriebsmittelausfall – dazu zählen Übertragungsleitungen, Transformatoren, Generatoren, sowie FACTS-Elemente oder in gesonderten Fällen VSC-Umrichter – eine statische Leistungsflussberechnung durchzuführen und das Ergebnis hinsichtlich Grenzwertverletzungen zu überprüfen. Treten in keinem Fall Verletzungen auf, so ist das Netz (n-1)-sicher. Gängige Untersuchungsgegenstände für die Identifikation von Grenzwertverletzungen sind nach [41]:

- Auslastung der Übertragungsleitungen und Transformatoren
- Wirk- und Blindleistungsgrenzen der Generatoren
- Einhalten des zulässigen AC-Spannungsbandes (entsprechend ENTSO-E Grid Code [1])

- Wirk- und Blindleistungsgrenzen der HGÜ-Umrichter
- Einhalten des zulässigen DC-Spannungsbandes (noch ohne feste Regulierung)

Die beiden letzten Punkte sind lediglich bei Einsatz von HGÜ-Systemen gültig und finden bisher weder in der Literatur noch in der Praxis Erwähnung. Bei Betrachtung der geschilderten Vorgehensweise wird deutlich, dass der Berechnungsaufwand für ein ausgedehntes Verbundnetz als kritisch anzusehen ist. Deshalb unterscheidet man zwischen den Klassen der offline und der online Ausfallanalysen [42].

Erstere finden insbesondere bei der Netzausbauplanung oder ähnlichen Fällen Anwendung. Die Dauer der durchzuführenden Berechnungen stellt an dieser Stelle keine Einschränkung dar. Die Berechnung kann ohne Einschränkung analog zu der geschilderten Vorgehensweise erfolgen.

Dem gegenüber steht die online Analyse. Diese wird im laufenden Netzbetrieb, beispielsweise während der Fahrplanerstellung seitens der Netzbetriebsführung, in regelmäßigen Intervallen durchgeführt, um in jedem Arbeitspunkt die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten. Eine Ausfallrechnung für alle theoretisch möglichen Störungen/Betriebsmittelausfälle ist an dieser Stelle nicht mehr zielführend. Stattdessen wird der Vorgang der Leistungsflussberechnung mit anschließender Grenzwertüberprüfung nur noch für eine bestimmte Auswahl von Betriebsmitteln die beispielsweise stark ausgelastet und damit kritisch für die Systemstabilität sind, durchgeführt. Diese zu betrachtenden Störungen werden in einer sogenannten Ausfallliste (*contingency list*) hinterlegt, die alle als relevant eingestuften Störungen enthält. Diese Betriebsmittelausfälle werden im Folgenden als kritische Ausfälle bezeichnet. Für die (n-1)-Sicherheitsanalyse werden alle Störungen der Ausfallliste auf mögliche Grenzwertverletzungen untersucht.

Im Folgenden werden zwei unterschiedliche aber verbreitete Herangehensweisen zur Erstellung dieser Liste vorgestellt. Ziel ist es jeweils, eine schnelle und fehlerfreie Ausfallanalyse zu ermöglichen, die möglichst dynamisch auf veränderte Arbeitspunkte oder Topologie-Änderungen reagieren kann.

Das sogenannte *contingency ranking* geht in den Grundzügen zurück auf [43] aus dem Jahr 1979 und sieht eine Bewertung der Betriebsmittel ausgehend von einer im Arbeitspunkt durchgeführten Leistungsflussberechnung vor. Dementsprechend wird diese Methode auch als explizite Methode bezeichnet [44]. Allgemein lässt sich der Zustand der installierten Betriebsmittel mittels sogenannter *Performance Indices* (PI) erfassen. Diese setzen sich aus den folgenden Kategorien zusammen:

- Betriebsmittelauslastung der Übertragungsmittel (J_C bzw. J_S)
- Blindleistungsbereitstellung (J_Q)
- Spannungshaltung an den Knoten (J_V)

Um mit Hilfe der PIs tatsächliche Auswirkungen von Betriebsmittelausfällen beziffern zu können, wird eine Sensitivitäts-Analyse der genannten PIs in Abhängigkeit von Änderungen der Knotenadmittanzmatrix oder der Nettoknotenleistungen durchgeführt. Je größer die Sensitivitäten ($\Delta J_C, \Delta J_Q, \dots$) ausfallen, desto größer ist die daraus resultierende Auswirkung

auf das Netz. Dementsprechend werden die Betriebsmittelausfälle in die Ausfallliste aufgenommen, die große Sensitivitäten aufweisen und Ausfälle mit geringen Sensitivitäten ausgeschlossen. Auf diese Weise lässt sich der Berechnungsaufwand einschränken. Die Sensitivitätsgrenze, die über die Aufnahme in die Ausfallliste entscheidet, ist hierbei sorgfältig zu wählen. Andere Umsetzungen des contingency rankings betrachten anstelle der Sensitivitäten die Betriebsmittelauslastungen im Arbeitspunkt.

Dem contingency ranking steht das *contingency screening* gegenüber. Dieser implizite Ansatz sieht eine Vorberechnung von Betriebsmittelausfällen auf Basis vereinfachter Netzrechnungsverfahren vor. Dazu zählen u.a. der DC-Leistungsfluss, schneller entkoppelter Leistungsfluss oder die sogenannten Bounding Methode, die auf [45] und [46] zurückgeht und getrennte Untersuchung von Auslastung und Spannung auf Basis vereinfachter Subnetzwerke vorsieht.

Werden in den Voranalysen kritische Ausfall-Szenarien detektiert, erfolgt für diese im Anschluss eine Konkretisierung mittels einer vollständigen Leistungsfluss-Berechnung und gegebenenfalls eine Aufnahme in die Ausfallliste. Dem im Vergleich zum contingency ranking gestiegenen Berechnungsaufwand dieser Methode steht eine deutlich höhere Genauigkeit beim Identifizieren kritischer Betriebsmittelausfälle gegenüber.

Generell existiert eine Vielzahl weiterer möglicher Methoden zur Erstellung der Ausfallliste. Im konkreten Anwendungsfall seitens der Übertragungsnetzbetreiber wird oftmals sogar eine Liste aufbauend auf Erfahrungswerten und stark ausgelasteten Betriebsmitteln erstellt, deren Abarbeitung im Rahmen der Fahrplanerstellung und (n-1)-Analyse zwar umfassender ausfällt, aber durch die heutige Rechnertechnik noch als beherrschbar und somit zum online Betrieb einsetzbar erscheint. Für den kombinierten Einsatz von AC-Netzen und HGÜ-Systemen existieren noch keine spezifischen Verfahren.

3.1.2 Optimal Power Flow Berechnung

Das generelle Problem der Bestimmung eines als optimal bezeichneten Arbeitspunktes von elektrischen Netzen wurde zum ersten Mal 1962 in [47] diskutiert. Der grundsätzliche Gedanke der Optimal Power Flow Berechnung ist es, den Betriebspunkt des Netzes so einzustellen, dass die Lösung einer frei wählbaren Zielfunktion F entsprechend Gleichung (3.1) minimal wird. Diese Optimierung geschieht unter Variation der zur Verfügung stehenden Freiheitsgrade u (Beispielsweise Kraftwerkseinspeisung) und der Berücksichtigung des sich daraus ergebenden Systemzustandes x .

$$\min_x (F(u, x)) \quad (3.1)$$

Klassische Zielfunktionen beinhalten minimale Übertragungsverluste und Erzeugungskosten oder auch sicherheitsrelevante Aspekte. Die Optimierung kann mit unterschiedlichen mathematischen Verfahren bearbeitet werden, die im weiteren Verlauf des Absatzes beschrieben werden. Ungeachtet der eingesetzten Methodik ist stets ein Einhalten von sogenannten Nebenbedingungen zu berücksichtigen. Diese untergliedern sich in Gleichheits-

bedingungen h – z.Bsp. Erfüllen der Leistungsflussgleichungen – und Ungleichheitsbedingungen g – z.Bsp. Einhalten von Betriebsmittelgrenzen oder Spannungsbändern entsprechend (3.2) und (3.3).

$$h(u, x) = 0 \quad (3.2)$$

$$g(u, x) \leq 0 \quad (3.3)$$

Die in Kapitel 1 erwähnten Anwendungsfälle der *korrektiven* und *präventiven* OPF-Berechnungen stellen innerhalb der Familie der OPF-Verfahren lediglich ein spezialisiertes Anwendungsfeld dar. Klassische Anwendungsfälle sind u.a. Kraftwerkseinsatzoptimierung, Optimierung des Spannungsprofils oder der Einsatz von FACTS-Geräten. Der Einsatz von HGÜ-Umrichtern stellt ein relativ neues Einsatzgebiet dar und führt zu einer Erweiterung des ursprünglichen AC-Optimierungsproblems um weitere Aspekte, die im Abschnitt 3.1.3 näher erläutert werden.

Hinsichtlich der numerischen Berechnungen führt die Berücksichtigung eines HGÜ-Systems/-Netz zu einem hohen-Anteil nicht-linearer Zusammenhänge, weshalb sich der Berechnungsaufwand deutlich erhöht. Dies kann dazu führen, dass die konventionellen OPF-Algorithmen schlechte Konvergenzeigenschaften aufweisen. Zu den konventionellen Verfahren zählen neben den bereits überholten *Linear Programming* [48], diverse *Nonlinear Programming Methoden* [49], [50] als auch die Gruppe der *Interior Point Methode* [51], die derzeit im Bereich der Energiesysteme besonders stark verbreitet ist.

Die Tatsache, dass sich VSC-Umrichter in allen vier Quadranten des P - Q -Diagramms betreiben lassen, bewirkt ein starkes Anwachsen des Zustandsraums der Lösungsmenge. Zusätzlich erhöht sich das Risiko der Nichtkonvergenz bei bestehenden Verfahren, beispielsweise aufgrund ungünstig gewählter Startwerte [52], [53].

Die Gruppe der *Artificial Intelligence(AI) Methoden*, die sich aus *Genetic Algorithm* [54], *Differential Evolution* [55] und *Particle Swarm Optimization* [56] zusammensetzt, stellt eine neue Herangehensweise an die Problemstellung der Optimierung dar. Die Verfahren basieren auf einer heuristischen Vorgehensweise und bieten gegenüber der konventionellen Verfahren ein geringes Maß an Anfälligkeit gegenüber Startwert- und Konvergenzproblemen. Zusätzlich wird das bei konventionellen Methoden herrschende Risiko der Detektion lokaler, anstelle globaler Minima (siehe dazu [57]) deutlich reduziert [53]. Durch ihre sequenzielle Struktur lassen sich die Berechnungen durch Parallel Computing deutlich beschleunigen, somit können gegenüber der konventionellen Methoden komplexere Problemstellungen bearbeitet werden. Weiterhin gibt es bereits ein breites Spektrum von Anwendungen im Bereich des optimalen Betriebs von FACTS-Geräten und Sicherheitsbetrachtungen in Übertragungsnetzen [58–60].

Aus den im vorherigen Abschnitt beschriebenen AI-Methoden wird unter Berufung auf [61–63] die Differential Evolution als für die in dieser Arbeit vorzunehmenden Optimierung am besten geeignetes Verfahren ausgewählt und im Folgenden kurz beschrieben.

Wie Abb. 3.3 a) zeigt gliedert sich die DE während des eigentlichen Optimierungsvorgangs in drei wesentliche Stufen, die sequenziell aufgerufen werden. Zu Beginn der Berechnungen werden in einer Initialisierungsphase NP D -dimensionale Lösungsvektoren x_i deren Werte über den gesamten zulässigen Zustandsraum zufällig gestreut werden, gebildet. Die Anzahlzahl NP dieser Lösungsvektoren wird zu Beginn definiert und bleibt während des gesamten Optimierungsvorgangs konstant, während sich die Variablen im Verlauf der Optimierung mit jeder Evolutionsstufe G verändern. D entspricht der Anzahl der im Lösungsvektor enthaltenen Variablen

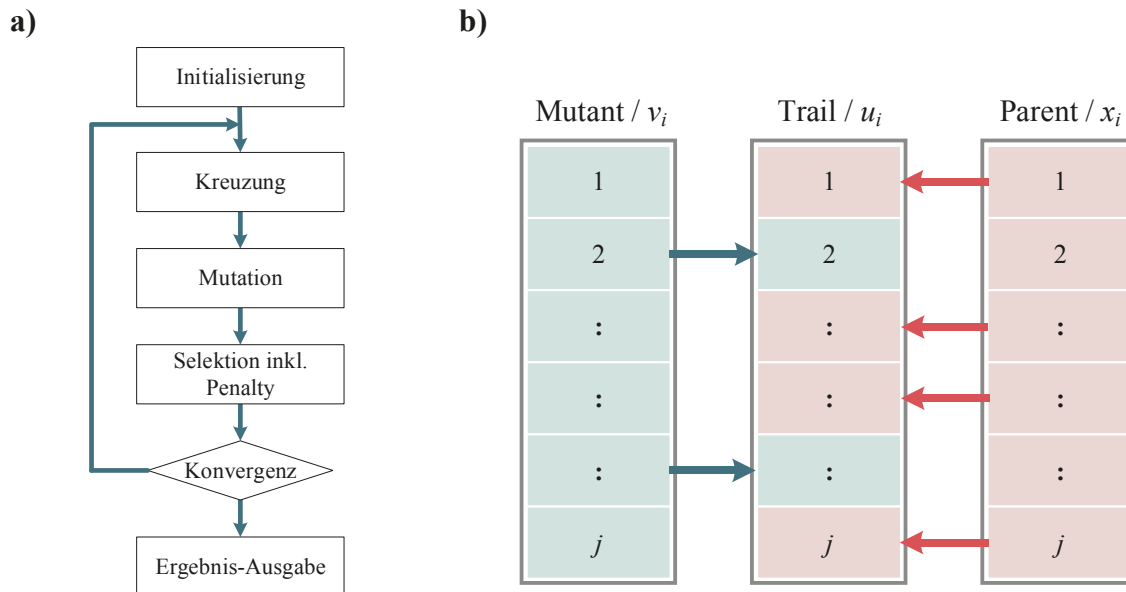


Abb. 3.3: Differential Evolution a) allgemeiner Iterationsvorgang b) Prinzip des Kreuzungsvorgangs

Zu Beginn eines jeden Zyklus steht die Phase der Mutation. In dieser Phase werden aus den bestehenden Lösungsvektoren x_i jeweils neue Vektoren (Mutanten) v_i generiert. Der Vorgang wird maßgeblich von dem zu wählenden Mutationsverfahren und der Mutationskonstanten F gesteuert. Je größer der Wert von F gewählt wird, desto größer fällt der Mutationsgrad bzw. die damit verbundene Perturbation aus. Quelle [55] gibt einen guten Überblick zu diesem Aspekt, während zwei charakteristische Ausführungen hier aufgelistet werden:

- DE/rand/1/BIN
$$v_{i,j}^{(G)} = x_{r1,j}^{(G)} + F * [x_{r2,j}^{(G)} - x_{r3,j}^{(G)}]$$
- DE/best/1/BIN
$$v_{i,j}^{(G)} = x_{best,j}^{(G)} + F * [x_{r1,j}^{(G)} - x_{r2,j}^{(G)}]$$

Prinzipiell setzt sich der Mutant v_i aus dem Elternvektor x_i und der Differenz zwei weiterer Vektoren der vorherigen Generation unter Einfluss von F zusammen. Man unterscheidet zwischen Verfahren die den bisher am besten geeigneten Lösungsvektor x_{best} oder nur zufällige Vektoren berücksichtigen.

Der Stufe der Mutation schließt sich die Kreuzung an, bei der entsprechend dem in Abb. 3.3 b) gezeigten Ablauf der Elternvektor x_i mit dem Mutantenvektor v_i zu dem sogenannten

Trailvektor u_i gekreuzt werden. Dieser Schritt erhöht die Diversität der Lösungsvektoren zusätzlich innerhalb des zulässigen Lösungsraums. Die Kreuzungskonstante CR beeinflusst diesen Prozess wie in Gleichung (3.4) gezeigt. Typische Werte liegen dabei zwischen 0,9 - 1.

$$u_{i,j}^{(G)} = \begin{cases} v_{i,j}^{(G)} & \text{if } (\text{rand}[0,1] \leq CR) \\ x_{i,j}^{(G)} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3.4)$$

Den Abschluss der Optimierungsschleife bildet die sogenannte Selektion. Dabei werden die Elternvektoren x_{ij} mit den aus ihnen hervorgegangenen Trailvektoren u_{ij} anhand der Zielfunktion F verglichen. Der Lösungsvektor mit der niedrigeren/besseren Lösungsmenge (auch Fitness genannt) bleibt bestehen und geht in die nächste Generationsstufe $G+1$ über, während der andere verworfen wird (siehe Gleichung (3.5)). Somit bleibt die Anzahl der Lösungsvektoren wie bereits erwähnt konstant.

$$x_i^{(G+1)} = \begin{cases} u_i^{(G)} & \text{if } (\text{fitness}(u_i^{(G)}) < \text{fitness}(x_i^{(G)})) \\ x_i^{(G)} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3.5)$$

Die in jeder Generationsstufe für jedes Vektorpaar durchgeführte Selektion beinhaltet ebenfalls die Umsetzung der Nebenbedingungen. Anders als bei konventionellen OPF-Methoden ist die Klasse der AI ursprünglich auf unbeschränkte Problemstellungen ausgelegt. Zur Berücksichtigung von Nebenbedingungen gibt es unterschiedliche Herangehensweisen, wobei Quelle [64] einen generellen Überblick in diesem Feld bietet. Direkte Stellgrößen u können mittels des *feasibility preservings* nach [65] entsprechend Gleichung (3.6) zum Einhalten der Grenzwerte korrigiert werden. Eine weitere sehr praktikable Methode ist der Einsatz von Straffunktionen (*penalty functions*) nach Gleichung (3.7).

$$x_i^{(G+1)} = \begin{cases} x_{i,j}^{\min} & \text{if } (x_{i,j}^{(G)} < x_{i,j}^{\min}) \\ x_{i,j}^{\max} & \text{if } (x_{i,j}^{(G)} > x_{i,j}^{\max}) \\ x_{i,j}^{(G)} & \text{otherwise} \end{cases} \quad (3.6)$$

$$\text{fitness}(x,u) = F(x,u) + \text{penalty}(x,u) \quad (3.7)$$

Mittels dieser Straffunktionen werden Verletzungen der Nebenbedingungen mathematisch erfasst und mit Faktoren gewichtet. Die Summe aller gewichteten Verletzungen $\text{penalty}(x,u)$ geht in die Fitness des untersuchten Lösungsvektors mit ein. Die Selektion erfolgt somit sowohl unter Berücksichtigung der Zielfunktion, als auch der Nebenbedingungen (Vergleiche auch Abb. 3.3). Der Optimierungsvorgang kann in drei Phasen unterteilt werden:

- Phase 1 – keine zulässige Lösung
- Phase 2 – zumindest eine zulässige Lösung
- Phase 3 – Anzahl der zulässigen Lösung von Generation zu Generation größer [64]

Der einfachen Implementierung steht eine hohe Abhängigkeit des Optimierungsverlaufs von der Parameterwahl der einzelnen Straffunktionen gegenüber. Die statischen Parameter

sind mitunter von Fall zu Fall zu variieren und zu verifizieren. Es existieren bereits Ansätze zum Einsatz von parameterlosen [66] oder variablen Straffaktoren [67], deren Einsatz das Optimierungsverfahren variabler und effizienter gestalten kann. Letztere ermöglicht einen Übergang von der Generierung neuer zulässiger Lösungsvektoren und dem Variieren dieser zum Erreichen des globalen Optimums.

In dieser Arbeit wird das Verfahren der Differential Evolution aufgrund der beschriebenen praktischen Erfahrungen im Bereich der FACTS-Anwendungen, der geringen Anfälligkeit gegenüber Konvergenzproblemen, sowie dem geringen Risiko lokaler Minima als geeignetes Verfahren identifiziert. Der stufenweise Ablauf ist einfach zu implementieren und flexibel erweiterbar. Der Einfluss der Kontrollparameter (NP, F und CR) erfordert einen gewissen Aufwand in der Auslegung um einen optimalen Konvergenzverlauf erzielen zu können. Hinsichtlich der Behandlungen von Nebenbedingungen wird auf eine statische Parametrierung der Straffunktionen anstelle dynamischer Verfahren zurückgegriffen, da in dieser Arbeit der Fokus nicht auf einer Optimierung der Performance der OPF-Berechnung, sondern auf deren Nutzung für die Ermittlung korrekativer Umrichter-Arbeitspunkte liegt.

3.1.3 Umsetzung der korrektiven OPF Berechnung

Abb. 3.4 fasst nochmals den eingangs beschriebenen Einsatz der Ausfall-Analyse zur Berücksichtigung relevanter Störungen innerhalb der Arbeitspunkt-Berechnung zusammen. Die Ausfall-Analyse liefert eine Liste aller zu berücksichtigenden Betriebsmittelausfälle (I). Die sich aus diesen Störungen ergebenden Netztopologien und Nebenbedingungen finden in der darauf aufbauenden OPF-Berechnung Berücksichtigung (II). Die korrektiven Arbeitspunkte für die Umrichter werden in einer gesonderten Liste für einen späteren Abruf hinterlegt (III).

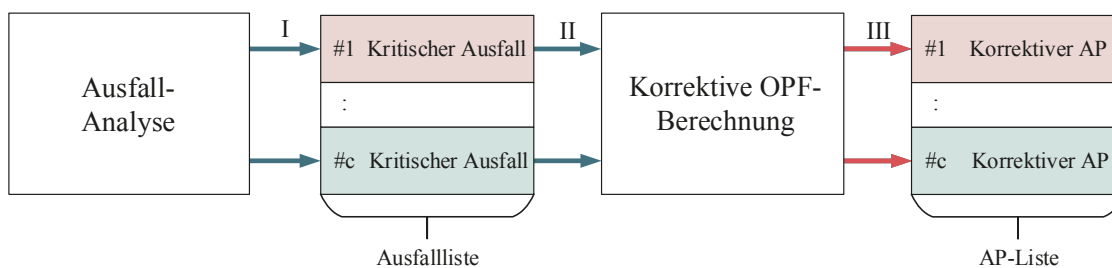


Abb. 3.4: Zentrale Durchführung der korrektiven OPF-Berechnung auf Basis der Ausfallliste

Die Betrachtung beinhaltet zunächst nur den Ausfall von AC-Übertragungsleitungen. Auf den Einsatz der unter 3.1.1 vorgestellten Verfahren zur Erstellung einer vorläufigen Ausfallliste wird aufgrund der beschränkten Dimension des Netzes abgesehen. Stattdessen wird der Ausfall aller installierten AC-Leitungen betrachtet und der sich ergebende Netzzustand anhand der vorgestellten Kriterien: Auslastung der Übertragungsleitungen und Generatoren, sowie dem Aspekt der zulässigen Spannungsbänder im AC-Netz nach [1] und [41] bewertet. Störungen die zu einer Grenzwertverletzung führen, werden entsprechend Abb. 3.4 auf die finale Ausfallliste übernommen und an den OPF-Algorithmus weitergegeben. Die Betrachtung wird nicht auf das HGÜ-System ausgedehnt, da dieses über die Umrichter

von dem AC-Netz entkoppelt betrieben wird und somit nicht direkt von auftretenden Ausfällen betroffen ist. Eine daraus resultierende Überlastung der DC-Leitungen ist somit ausgeschlossen. Des Weiteren werden, wie bereits in Kapitel 1 erwähnt, in dieser Arbeit keine Ausfälle von DC-Leitungen berücksichtigt, da der Schwerpunkt klar auf dem AC-Netz und der damit verbundenen Fehleridentifikation liegt.

Im Anschluss wird für jeden Punkt der Ausfallliste und der sich daraus ergebenden Netztopologie eine OPF-Berechnung zur Erstellung der korrektiven Maßnahmen seitens der VSC-Umrichter durchgeführt. Entsprechend des Konzepts der korrektiven OPF-Berechnung werden die Maßnahmen so gestaltet, dass Grenzwertverletzungen korrigiert und weitere Überlastungen vermieden werden. Während diesem Vorgang werden auch das HGÜ-System und dessen Grenzen berücksichtigt.

Wie bereits in Abschnitt 3.3.2 erwähnt, erfordert die Berücksichtigung von HGÜ-Systemen innerhalb der OPF-Berechnung einige Anpassungen bzw. Erweiterungen bezüglich der Nebenbedingungen. Ansätze dazu finden sich in den Quellen [5], [6], [68] und [69].

Wie bereits beschrieben kommt in dieser Arbeit die Differential Evolution aufgrund ihrer modularen Erweiterbarkeit, sowie ihrer geringen Anfälligkeit gegenüber Startwert- und Konvergenzproblemen zum Einsatz. Vereinfachend setzt sich der Lösungsvektor entsprechend Gleichung (3.8) aus der Leistung der installierten VSC-Umrichter und deren DC-seitigen Knotenspannung zusammen. Dieses Vorgehen entspricht derzeit publizierten Anwendungsfällen, wie zum Beispiel Quelle [5], [17] und [70].

$$X = [p_{\text{VSC}} \quad u_{\text{DC}}] \quad (3.8)$$

Aspekte der AC-Spannung bzw. der Blindleistung werden zunächst ausgeblendet, stattdessen wird durch die hohe Dichte von Erzeugungsanlagen und Umrichtern von einer durchschnittlichen Knotenspannung $u_{\text{AC}} = 1$ pu ausgegangen. Durch diese Erweiterung gegenüber den erwähnten Quellen werden zwar der Lösungsvektor und damit verbunden der Optimierungsvorgang verschlankt, ohne aber die relevanten Blindleistungsflüsse innerhalb des AC-Netzes und den daraus resultierenden Leitungsbelastungen zu ignorieren.

Im Zuge der OPF-Berechnung sind hinsichtlich der Nebenbedingungen, die sich in Gleichheits- und Ungleichheitsbedingungen untergliedern, zunächst die Leistungsflussbedingungen in AC- und DC-Netz in Form von Gleichung (3.9) - Gleichung (3.11) einzuhalten.

$$p_{\text{Gen},j} + p_{\text{VSC},j} - p_{\text{Last},j} - p_{\text{Lines},j} = 0 \quad (3.9)$$

$$q_{\text{Gen},j} + q_{\text{VSC},j} - q_{\text{Last},j} - q_{\text{Lines},j} = 0 \quad (3.10)$$

$$p_{\text{VSC},i} - p_{\text{Lines},i} = 0 \quad (3.11)$$

Innerhalb des Lösungsvektors selbst unterliegen sowohl die Einspeiseleistungen der Umrichter p_{VSC} , als auch deren DC-Spannungen u_{DC} den gegebenen Betriebsmittelgrenzen entsprechend der Ungleichungen (3.12) und (3.13).

$$p_{\text{VSC},\min,i} \leq p_{\text{VSC},i} \leq p_{\text{VSC},\max,i} \quad (3.12)$$

$$u_{DC,\min,i} \leq U_{DC,i} \leq U_{DC,\max,i} \quad (3.13)$$

Da Aspekt der Spannungshaltung innerhalb des AC-Netzes zunächst als unkritisch angesehen, und innerhalb des Optimierungsvorgangs dementsprechend nicht berücksichtigt wird, beschränken sich die einzuhaltenden Betriebsmittel-Grenzen auf die Belastungen der AC- (Gleichung(3.14)) und DC-Leitungen (Gleichung (3.15)).

$$S_{AC,ij} \leq S_{AC,\max,ij} \quad (3.14)$$

$$p_{DC,ij} \leq p_{DC,\max,ij} \quad (3.15)$$

Hinsichtlich der Zielfunktion werden in der Liste zunächst mehrere gängige und denkbare Ansätze vorgestellt:

- a) Reduzieren des gesamten Leistungsflussaufkommens in AC- und DC-Netz
- b) Reduzieren der Übertragungsverluste, die sich aus AC-, DC- und Umrichterverlusten zusammensetzen
- c) Reduzieren der Abweichung zwischen den aktuellen Umrichter-Arbeitspunkten $p_{VSC,AP}$ und den mittels OPF bestimmten Arbeitspunkten $p_{VSC,OPF}$

Die Motivation bei der Durchführung der korrektiven OPF-Berechnung ist es, bei Ausfall eines Betriebsmittels – in diesem Falle einer AC-Leitung – durch schnelle Maßnahmen einen neuen Arbeitspunkt zu erreichen, der einen sicheren Weiterbetrieb des Netzes innerhalb der zulässigen Grenzen ermöglicht und weitere Ausfälle – *kaskadierte Ausfälle* – verhindert. Um die Korrekturmaßnahmen möglichst schnell anfahren zu können, erfolgt die korrektive OPF-Berechnung nur unter Berücksichtigung der Zielfunktion c). Diese wird in [5] als Nebenbedingung vorgeschlagen. Mittels der Formulierung in Gleichung (3.16), wird der Eingriff der VSC-Umrichter auf ein zur Erfüllung aller Nebenbedingungen erforderliches Mindestmaß reduziert. Damit kann sowohl der Regelaufwand reduziert und unnötige Leistungssprünge auf das gestörte Netz vermieden werden, um das bereits destabilisierte Netz nicht weitere zu belasten. Gleichzeitig wird damit auch der Aspekt der Leistungsanstiegsbegrenzung seitens der Umrichter mitberücksichtigt.

$$F = \left| p_{VSC,AP} - p_{VSC,OPF} \right| \quad (3.16)$$

Im Anschluss an die erfolgten Korrekturmaßnahmen kann das Netz aus dem erreichten zulässigen Zustand kontrolliert in einen aus Betriebsführungssicht gesamt-optimalen Arbeitspunkt überführt werden. Dessen OPF-Berechnung kann auch wirtschaftliche Aspekte, wie in den in a) und b) beschriebenen Zielfunktionen enthalten.

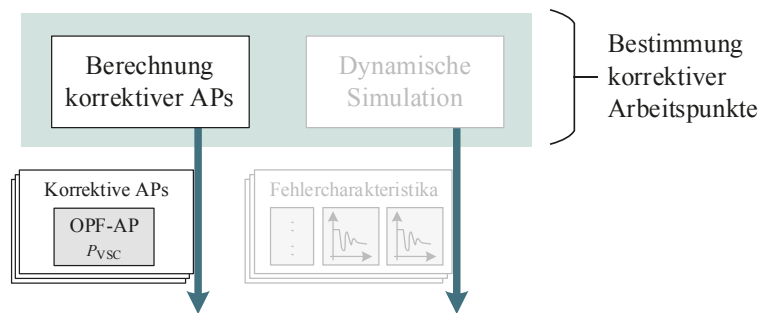


Abb. 3.5: Organisationsstruktur der zentral durchgeführten OPF-Berechnung zur Bestimmung stationärer und korrekativer Arbeitspunkte

Die zentral ermittelten OPF-APs werden in Intervallen nach Erstellung des Fahrplanes erstellt und in Verbindung mit der Ausfallliste an die Umrichter übermittelt, die eine Einordnung/Synchronisierung der korrekativen OPF-APs mit den hinterlegten Simulationsdaten/ Fehlercharakteristika vornehmen. Im Zuge der Optimierung tritt ebenfalls die Frage auf, ob bei der Optimierung zukünftiger HGÜ-Netze eine hohe Auslastung der Trassen (wirtschaftliche Rentabilität) oder ein Vorhalten gewisser Sicherheitsmargen ähnlich der Transmission Reliability Margin (TRM) vorgesehen wird.

3.2 Detektion und Identifikation von Ausfällen

Nachdem im vorherigen Absatz die Frage nach der Generierung optimaler korrekativer Arbeitspunkte bearbeitet wurde, beschäftigt sich der folgende Teil mit der Frage, wie die lokale Identifikation von kritischen Betriebsmittelausfällen realisiert werden kann. Hierfür wird in einem ersten Schritt der Stand der Technik von Phasor Measurement Units (PMU) und Digital Fault Recorder (DFR)-Systemen vorgestellt und hinsichtlich Dynamik und Genauigkeit bewertet. Im Anschluss daran werden mehrere kritische Ausfälle analysiert, um Indikatoren zur lokalen Identifikation der Störung zu bestimmen. Die dafür erforderlichen dynamischen Simulationen werden mit Hilfe des in Kapitel 4 vorgestellten Simulationssystem und Referenznetzes durchgeführt.

3.2.1 Lokale Messeinrichtungen

a) Phasor Measurement Units

Das Konzept der bereits in Kapitel 2 erwähnten Phasor Measurement Units (PMU) wurde in den 1980er Jahren vorgestellt und 1990 erstmals zur kommerziellen Nutzung gebracht. Die Technologie geht darauf zurück, dass jedes sinusförmige Signal in seiner Zeitabhängigkeit ωt entsprechend Gleichung (3.17) mittels eines Effektivwerts U und einer Phasenlage δ charakterisiert wird und sich entsprechend Gleichung (3.18) als Phasor \underline{U} darstellen lässt. [71]

$$u(t) = U \cos(2\pi f t + \delta) \quad (3.17)$$

$$\underline{U} = (U / \sqrt{2}) e^{j\delta} \quad (3.18)$$

Eine moderne PMU liefert Informationen über den Phasoren, die Frequenz und den Frequenzgradienten des Spannungs-Eingangssignals. Die Bestimmung des Phasors erfolgt entsprechend der in Abb. 3.6 a) gezeigten inneren Architektur, die sich in Filter-, Wandler und Schätz-Blöcke (*Estimator*) gliedern lässt.

Das erfasste Analogsignal wird entsprechend einer Abtastfrequenz, die entweder fest und somit der Netzfrequenz entsprechend, oder variabel eingestellt ist, abgetastet und diskretisiert. Die anschließenden Filter- und Schätz-Blöcke sind von zentraler Bedeutung für die Leistungsfähigkeit der PMU. Sie variieren entsprechend des Einsatzgebietes sowie der vorgesehenen Genauigkeitsklasse.

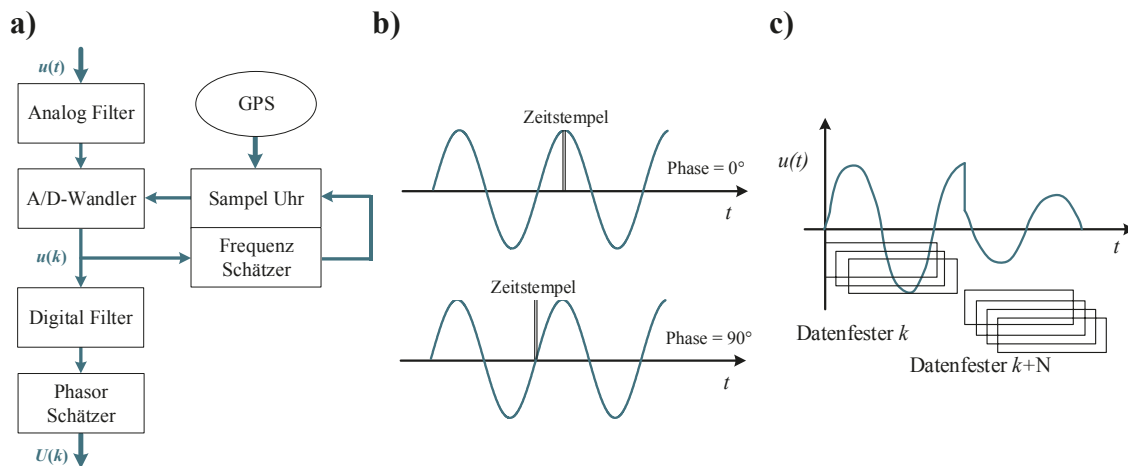


Abb. 3.6: Prinzip der PMU a) Aufbau der Messsignal Bestimmung b) Prinzip der Phasenlagenbestimmung c) klassische Abtastung durch statisches Fenster [72]

Ein wesentlicher Aspekt ist die Zuordnung eines Zeitstempels auf Basis des Global Positioning Systems (GPS) zu jedem durch den A/D-Wandler erfassten Datenpaket. Mit Hilfe dieses Zeitstempels lässt sich entsprechend Abb. 3.6 b) eine absolute Phasenlage des Spannungswinkels bestimmen. Man spricht bei dieser Vorgehensweise auch von Synchronphasoren. Weitere Details können [71] entnommen werden. Das Bestimmen der absoluten Spannungswinkel δ_u zum konkreten Zeitpunkt t erlaubt somit auch die Berechnung der Spannungswinkeldifferenz zwischen zwei unterschiedlichen Knoten entsprechend der Gleichung (3.19).

$$\Delta\delta_{ij}(t) = \delta_j(t) - \delta_i(t) \quad (3.19)$$

Diese Informationen lassen sich bei Einsatz eines Wide Area Monitoring Systems (WAMS) zur Analyse und Überwachung ausgedehnter Energiesysteme nutzen (siehe dazu [73]). Das System stellt einen Teil des Gesamt-Schutzsystems dar, und kann beispielsweise *Inter-Area Oscillations* im Bereich von 4-6 Hz detektieren. Die geschilderte Anwendung ist im Steady State Bereich einzuordnen. Die entsprechenden Anforderungen an die Dynamik der PMU-Einheiten sind seit spätestens 2005 als IEEE Standard festgehalten [74].

Bisherige Verfahren realisieren die Signalabtastung mittels eines statischen Fensters, das genau eine Periode der Nennfrequenz umfasst. Aus den in dieser Periode erfassten Werten

werden innerhalb des Phasor Estimator Blocks mittels Diskreter Fourier Transformation (DFT) sowohl die Amplitude, als auch die Phasenlage abgeschätzt [72]. Im Falle der beschriebenen Steady State Betrachtungen ist diese Vorgehensweise hinreichend.

Bei transienten Vorgängen, wie elektromechanischen Ausgleichsvorgängen ist diese beschriebene Vorgehensweise ungeeignet. Abb. 3.7 zeigt einen charakteristischen Verlauf, in Folge eines temporär unausgeglichenes Verhältnisses zwischen Erzeugung und Verbrauch, beispielsweise hervorgerufen durch eine Unterbrechung einer Übertragungsleitung.

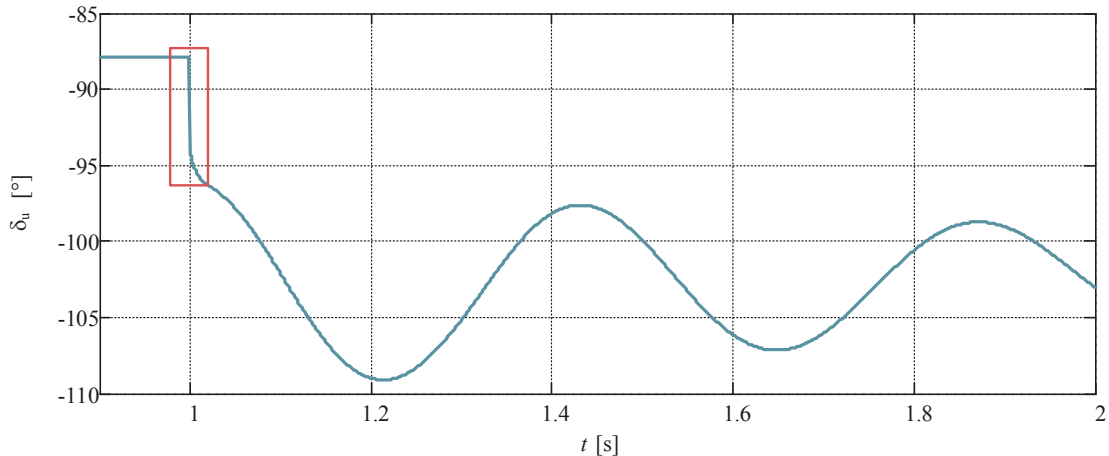


Abb. 3.7: Typischer Transienter Verlauf des Spannungswinkels nach Ausfall einer Übertragungsleitung bei $t = 1$ s

Die zuvor beschriebene standardisierte Vorgehensweise zur Bestimmung der Phasenlage und Amplitude unter Zuhilfenahme eines statischen Abtastfensters ist für derartige Signalverläufe nicht geeignet, da das Abtastfenster in manchen Fällen nur Informationen über das prä-Fehler- oder post-Fehler-Verhalten beinhaltet. Wie in Abb. 3.6 c) gezeigt, sind die Daten während des unmittelbaren Fehlereintritts teilweise nicht nutzbar. Erschwerend kommt hinzu, dass die FFT entsprechend ihrer Struktur nur für rein sinusförmige Größen geeignet ist, nicht aber für steile rampenförmige Signalverläufe. Die Folge sind Fehlmessungen [75].

Da aber gerade in den sogenannten Unstetigkeitsstellen (*Singular Points*) des Fehlerverlaufs wichtige Informationen enthalten sind, ist eine Erfassung dieser von hoher Bedeutung, um den Fehlerverlauf eindeutig zu erfassen. Ein möglicher Ansatz die theoretisch sehr hohe Abtastfrequenz F moderner PMU von mehreren kHz besser zu nutzen wird in [75] beschrieben. Dynamische Abtastfenster, eine Früh-Detektion der Flanken sowie eine Optimierte Phasoren-Schätzung ermöglichen eine Messung von Rampen und Sprüngen im einstelligen ms-Bereich. Damit kann eine schnelle und lokale Identifikation von Betriebsmittelausfällen realisiert werden.

Das vorgestellte Verfahren verspricht eine deutlich bessere Performance im Bereich der Transienten Vorgänge, als dies in einem 2011 etablierten IEEE Standard berücksichtigt wird. Dieser stellt erstmals zusätzlich zu den bestehenden Anforderungen an den Normalbetrieb auch erstmals Richtlinien bezüglich der Messung transienter Signalverläufe auf. Generell wird zwischen einer P-Klasse – Schutz (*Protection*), hohe Geschwindigkeit – und einer M-Klasse – Messungen (*Measurement*), hohe Genauigkeit – unterschieden. Unter

dem Schlagwort Schutz sind Vorgänge außerhalb des transienten Zeitbereichs, so wie beispielsweise Leistungspendelungen oder hohe Winkeldifferenzen zwischen zwei Knoten gemeint. Ein Ausschnitt der Richtlinien wird in Tab. 3.1 aufgeführt. Die in [74] durchgeführten Tests zeigen, dass kommerziell verfügbare PMU die geschilderten Anforderungen im Wesentlichen erfüllen.

Tab. 3.1: Anforderungen an Messung der Phasenlage bei Phasensprung nach IEEE Standard [76]

Sprung-Spezifikation	Kriterien					
	P-Klasse			M-Klasse		
	Antwort-Zeit [s]	Delay-Zeit [s]	Max. Überschwinger	Antwort-Zeit [s]	Delay-Zeit [s]	Max. Überschwinger
Effektivwert $\pm 10\%$ $k_X = \pm 0,1$ $k_a = 0$	$1,7 / f_0$	$1/(4xF_s)$	5% des Sprungs	0,06 - 1,04	$1/(4xF_s)$	10% des Sprungs
Winkel $\pm 10^\circ$ $k_X = 0$ $k_a = \pm \pi/18$	$1,7 / f_0$	$1/(4xF_s)$	5% des Sprungs	0,06 - 1,04	$1/(4xF_s)$	10% des Sprungs

Der Abschnitt zeigt, dass moderne PMU zusätzlich zu ihrer bisherigen Verwendung in Bereichen der State Estimation [77] und WAMS [73] einen wesentlichen Beitrag zu einer eingangs beschriebenen lokalen Identifikation von Betriebsmittelausfällen liefern können. Auch steile Rampen und Sprünge von Signalverläufen auf Grund von transienten Ausgleichsvorgängen lassen sich auf diese Weise erfassen. Der gezeigte Ausschnitt aus dem aktuellen IEEE Standard zur Leistungsanforderung an kommerzielle PMU stellt bereits weitreichende Anforderungen auf. Weitere Verbesserungen der Performance sind durch Verfahren wie dem in [75] vorgestellten möglich. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit von einer verlässlichen Messung der Spannungssignalverläufe (\hat{u}, δ_u), ähnlich dem in Abb. 3.7 gezeigten, ausgegangen. Etwaige Delays und Latenzzeiten werden vernachlässigt.

b) Digital Fault Recorder

Seit spätestens 1990 werden mittels logischer Signale die Zustände von Schalter und Relais und deren zeitlicher Verlauf innerhalb der Schaltstationen lokal erfasst und an die zentrale SCADA übermittelt. Wenig später wurde dies um sogenannte Digital Fault Recorder erweitert. Diese Systeme werden, wie Abb. 3.8 zeigt, ebenfalls in der Schaltanlage installiert, um lokal während einer auftretenden Störung den Gesamtverlauf der eintreffenden Messwerte aufzunehmen und intern zwischen zu speichern. Dies beinhaltet sowohl die binären Statusmeldungen von Schalzzuständen, als auch die analogen Messwerte von Strom- und Spannung [23], [78].

Moderne Geräte verfügen über eine Abtastfrequenz der analogen Kanäle von mehreren 10 kHz und ermöglichen somit auch das Erfassen von transienten Vorgängen im Bereich von 0,5 ms bis 1s [79]. Entsprechend Abb. 3.8 werden die gesammelten Daten digitalisiert

und als gebündelter Datenstrom an die zentrale Leitebene übertragen. Zu diesem Zweck werden die zu übermittelten Signale mittels unterschiedlicher Kompressionsmethoden, darunter Short-Term Fourier Transformation (STFT) und Diskrete Fourier Transformation (DFT) mit wählbaren Abtastraten komprimiert [80]. Je nach dabei gewählter Strategie fallen die Informationen entweder sehr ausführlich und somit aufwendig in der Auswertung oder sehr kompakt und dadurch möglicherweise fehlerbehaftet und unvollständig aus (vgl. [81]).

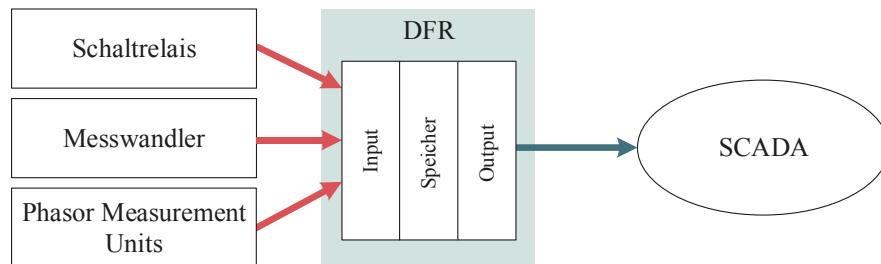


Abb. 3.8: Prinzip des Digital Fault Recorders inklusive Datentransfer

Wie bereits in Abschnitt 2.1 vermerkt fällt die zentrale Auswertung der vollständigen Datensätze seitens der DFR sehr komplex aus und ist damit zu langsam für eine online Analyse. Quelle [23] schlägt aus diesem Grund eine vorgelagerte Auswertung der Signale auf lokaler Ebene vor. So lassen sich mittels der Momentanwerte von Strom und Spannung, sowie der Schaltzustände kurze Fehlerberichte generieren, die dann an die zentrale Leitebene übermittelt werden. Diese Vorgehensweise wird durch die IEC61850 [78] unterstützt. Auf diese Weise lässt sich sowohl das Problem der Daten-Auswertung, als auch des Transportaufwandes erheblich reduzieren (vgl. Kapitel 2.1). Noch ist das Verfahren auf eine nachträgliche Auswertung des Gesamtfehlerverlaufs beschränkt. Das in Abb. 3.8 geschilderte Prinzip der DFR wird somit entsprechend Abb. 3.9 erweitert.

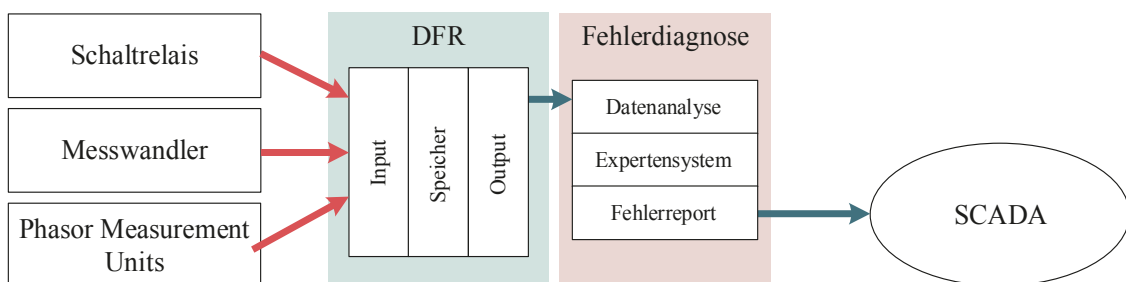


Abb. 3.9: Prinzip der DFR erweitert um eine lokale Fehlerdiagnose

Die Betrachtung des Stands der Technik im Bereich der DFR zeigt einerseits, dass lokale Messsysteme und die damit verbundene Datenverarbeitung schnell genug sind auch transiente Vorgänge zu erfassen. Weiterhin existieren bereits erste Ansätze einer lokalen Datenverarbeitung, auch wenn diese bisher auf eine Vorverarbeitung bzw. Aufbereitung der gewonnenen Daten abzielt. Der Aspekt der Signalverarbeitung selbst wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit vernachlässigt. Eventuell auftretende Messungenauigkeiten werden ebenfalls nicht betrachtet.

3.2.2 Messwertanalyse bei kritischen Ausfällen

Nachdem in den beiden zurück liegenden Abschnitten gezeigt wird, dass die existierende Technik zumindest theoretisch über die Fähigkeit verfügt, transiente Vorgänge bei Ausfall eines Betriebsmittels auf lokaler Ebene schnell und hinreichend genau aufzuzeichnen, werden in diesem Abschnitt die innerhalb eines Umrichterknottens zur Verfügung stehende Messwerte analysiert. Ziel ist es dabei Charakteristika zu identifizieren, die es ermöglichen die zuvor bestimmten kritischen Ausfälle von Betriebsmitteln lokal zu identifizieren. Dabei soll eine geringe Anfälligkeit gegenüber Messungenauigkeiten realisiert werden.

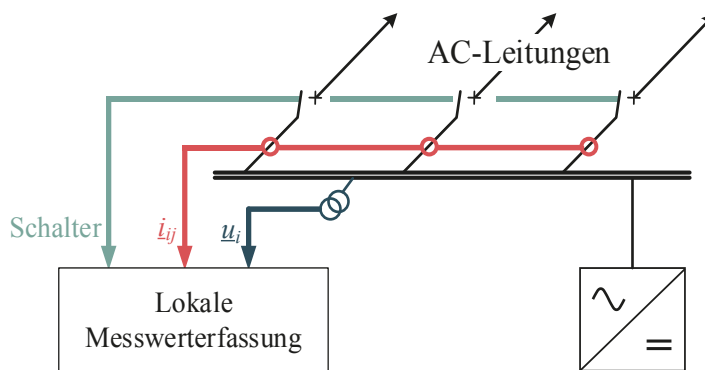


Abb. 3.10: Bestimmung auf die lokalen Messgrößen Knotenspannung, Schalterzustände und Leitungsströme

Die lokal zur Verfügung stehenden Werte gliedern sich in die Statusmeldungen der Leistungsschalter an den abgehenden AC-Leitungen (offen/geschlossen), den Strommesssignalen i_{ij} dieser Abgänge und der komplexen Knotenspannung \underline{u} . Letztere umfasst auch den Spannungswinkel δ_u , der durch Einsatz einer PMU ermittelt wird. Abb. 3.10 fasst die genannten Aspekte zusammen.

Bereits ohne eine Analyse der Messgrößenverläufe erscheint der Einsatz der Statusinformationen der Leistungsschalter geeignet, um Leitungsausfälle unmittelbar zu registrieren. Tritt ein Ausfall einer AC-Leitung auf und ist diese mit einem Umrichterknotten verbunden, so wird das Auslösen der Leistungsschalter im Zuge der installierten Schutzeinrichtungen des AC-Netzes direkt erfasst. Auf diese Weise kann ein solcher Ausfall direkt identifiziert werden.

Da dieser Fall als selten anzusehen ist, wird eine gezielte Betrachtung der Messwerte zur Störungsidentifikation unumgänglich. Dabei spielen sowohl die Entfernung des Ausfalls, als auch die Auslastung des betroffenen Betriebsmittels eine Rolle – der Ausfall einer stark belasteten Kuppelleitung oder eines Kraftwerks wirkt sich weitreichender und stärker aus, als der einer schwach ausgelasteten Leitung. Aus diesem Grund werden im Folgenden zwei unterschiedliche Störungen auf Seite eines Umrichterknottens betrachtet. Diese Simulationen werden jeweils mit Hilfe des in Kapitel 4 entwickelten Simulationssystems und dem vorgestellten Referenznetz durchgeführt.

Exemplarisch wird der dem VSC-Umrichter 1 zugeordnete AC-Knoten 2 zur Betrachtung ausgewählt. Abb. 3.11 und Abb. 3.12 stellen die entsprechenden Messgrößenverläufe für

Spannungswinkel δ_u , Spannungsbetrag u und Leitungsströmen i_{ij} zusammen. Gegenstand der Untersuchung sind zunächst drei unterschiedliche Fehlerfälle: Fehler 1 stellt den Ausfall einer direkt mit AC-Knoten 2 verbundenen und stark ausgelasteten Kuppelleitung dar, während Fehler 5 einen zwar weiter entfernten, aber noch in der gleichen Regelzone stattfindenden Leitungsausfall beschreibt. Fehler 16 findet in einer anderen Regelzone statt und stellt den Fehler mit dem größtmöglichen elektrischen Abstand zum untersuchten Knoten dar.

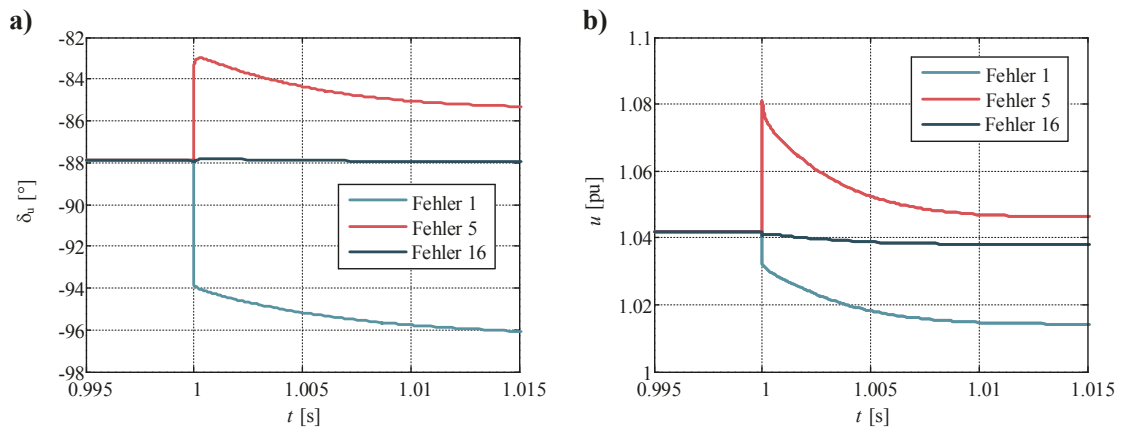


Abb. 3.11: Fehlercharakteristika an AC-Knoten 2 bei drei kritischen Ausfällen hinsichtlich a) Spannungswinkel δ_u und b) Spannungsamplitude \hat{u}

In zwei von drei untersuchten Fällen (Fehler 1, Fehler 5) zeigt der Verlauf des Spannungswinkels δ_u einen abrupten Anstieg beim Zeitpunkt des Fehlereintritts ($t = 1$ s), der jeweils in eine abklingende Schwingung, die nicht gezeigt wird, übergeht (Abb. 3.11 a)). Dennoch unterscheiden sich beide Verläufe sowohl hinsichtlich des Vorzeichens des Sprungs, als auch in dessen Spitzenwert. Der Fehler 16 zeigt dagegen nur eine sehr geringe Auswirkung auf den untersuchten Spannungswinkel. Die Fehlerverläufe bestätigen die zuvor aufgestellte Aussage, dass sowohl auf die unterschiedlichen Position des Ausfalls (elektrische Entfernung), als auch die Leitungsauslastung vor Fehlereintritt den Verlauf von δ_u maßgeblich beeinflussen.

Die in Abb. 3.11 b) angeführten Verläufe der aus den untersuchten Ausfällen resultierenden Spannungsbeträge u zeigen ein ähnliches Verhalten gegenüber dem Aspekt der Spannungswinkel. Es erfolgt ein teilweise starker Anstieg, der in Abhängigkeit zum Fehlerort steht. Diesem Untersuchungsaspekt wird bei der Entwicklung der Methode und der Identifikation von Ausfällen keine Bedeutung zukommen. Dies liegt in einem Schwachpunkt des Simulationssystems bzw. der Umrichter-Modellierung begründet: Die Einspeisung von Wirk- und Blindleistung wird mittels einer d-q-Regelung realisiert (siehe dafür Abschnitt 4.1.2). Intern teilt die Regelung den komplexen Strom und Spannung entsprechend des Spannungswinkels δ_u in zwei Bestandteile auf. Der plötzliche δ_u -Anstieg führt in Verbindung mit der auftretenden Regelverzögerung zu einer kurzzeitig fehlerbehafteten Bereitstellung von Blind- und Wirkleistung. Daraus resultiert der Anstieg des Spannungsbetrags in Ab-

hängigkeit von $\Delta\delta_u$. Zusätzlich verläuft der Aspekt der Spannungsregelung seitens der Umrichter und Kraftwerke (Erregungsregelung) mit einer anderen Zeitkonstante, die den untersuchten Zeitraum im zweistelligen ms-Bereich nicht entspricht.

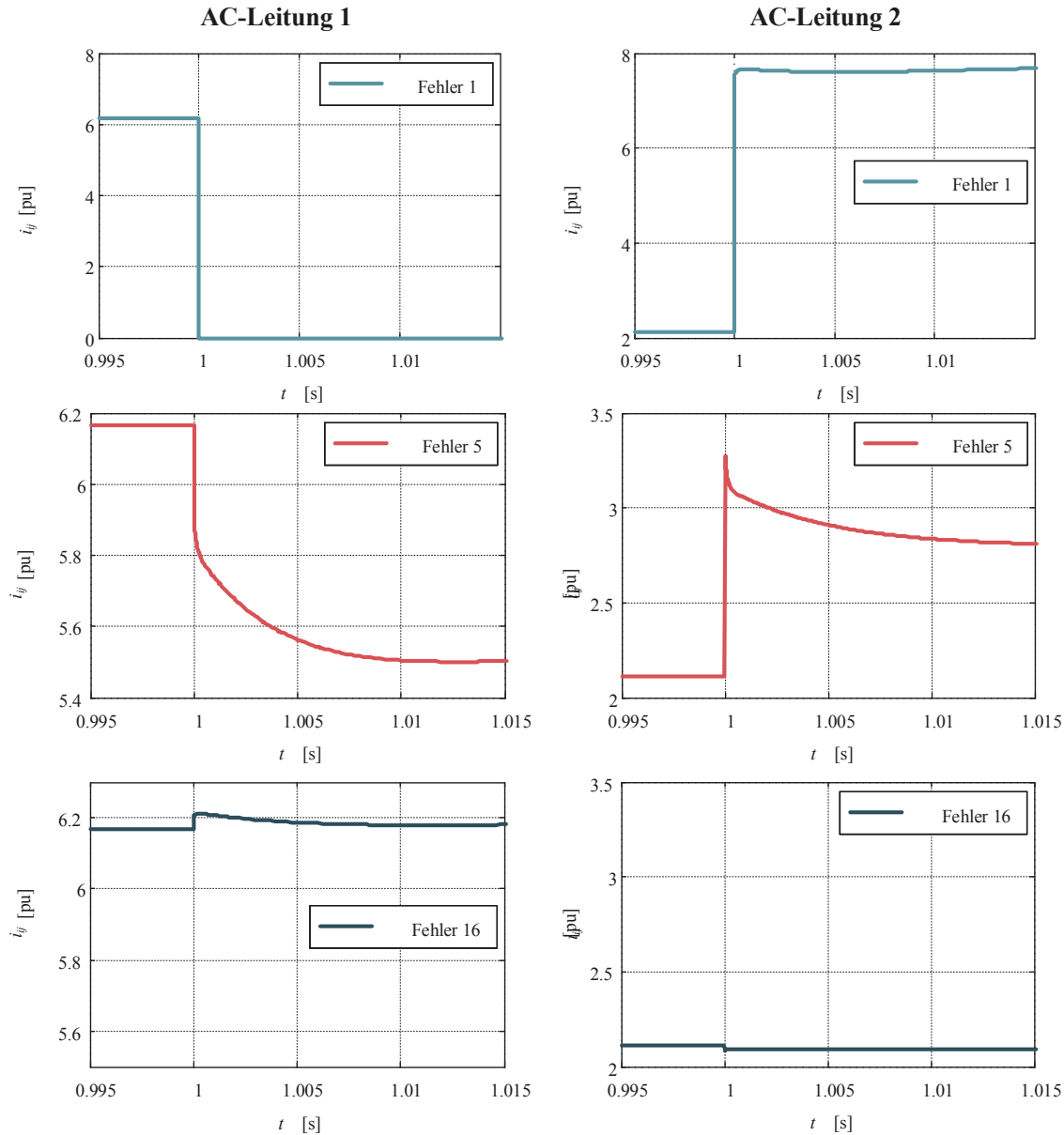


Abb. 3.12: Fehlercharakteristika an AC-Knoten 2 bei drei kritischen Ausfällen hinsichtlich der Leitungsströme i_{ij} für alle abgehenden Leitungen

Die Verläufe der Strombeträge über die AC-Leitungen i_{ij} , die in Abb. 3.12 aufgeführt werden, bieten ebenfalls einen hohen Informationsgehalt. Deren Betrachtung der Ströme über die abgehenden Leitungen ermöglicht eine Erweiterung des zuvor Knoten-scharfen Untersuchungshorizontes. Je nach untersuchtem Betriebsmittelausfall unterscheiden sich die Verläufe der aufgezeichneten Leitungsströme i_{ij} sehr deutlich. Erneut ist die Entfernung zur Ausfallstelle maßgeblich für die Strom- und somit Leistungsflussabweichung. Von Fall zu Fall zeichnen die kombinierten Verläufe der zwei abgehenden Leitungen ein charakteristi-

ches Gesamtverhalten, das mit wachsender Leitungsanzahl steigen würde. Die Berücksichtigung dieses Teilaspekts dient somit als effektive Erweiterung zur Betrachtung des Spannungswinkels.

Anstelle eines vollständigen Abgleichs der simulierten und der gemessenen Zeitreihen der Spannungswinkel und Leiterströme, wird auf ein in Abb. 3.13 vorgestelltes Prinzip übergegangen. So werden die Messdaten mittels eines gleitenden Zeitfensters von $\Delta t = 10$ ms (blau markiert) überwacht. Tritt ein Ausfall auf, sprich zeigt der Messgrößenverlauf einen abrupten Anstieg, so wird aus dem bisherigen stationären Messwert und dem auftretenden Maximalwert Δx gebildet. Die beschriebene Vorgehensweise wird in Abb. 3.13 exemplarisch für den Verlauf des Spannungswinkels δ_u an AC-Knoten 2 gezeigt. Der auf diese Weise bestimmte charakteristische Wert wird auch für den Messwerteverlauf der Leiterströme durchgeführt.

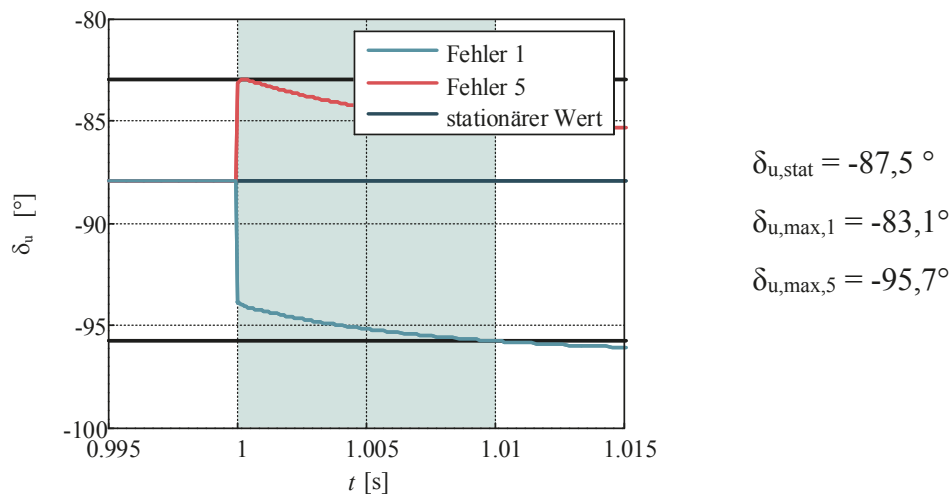


Abb. 3.13: Anwendung eines Zeitfensters von 10 ms zur Erfassung der Fehlercharakteristika für den Verlauf von δ_u an AC-Knoten 2 bei Eintritt von Fehler 1 und Fehler 5

Auf Basis dieses Vorgehens lässt sich das Datenaufkommen für jeden Messwert (Spannungswinkel, Leiterströme) von einer Messwertreihe auf jeweils einen charakteristischen Wert Δx komprimieren, wodurch der Abgleich zwischen dem vorberechnetem und dem auftretenden charakteristischen Fehlerverlauf deutlich vereinfacht wird. Diese Kennwerte können mit zusätzlichen Toleranzbänder umgeben werden, um Abweichungen durch etwaige Ungenauigkeiten (Messsystem, Simulationssystem) auszugleichen. Auf diese Weise kann der eingangs erwähnten Anfälligkeit gegenüber diesen Phänomena begegnet werden, wie die in Kapitel 4 durchgeführte Evaluation zeigt.

3.2.3 Umsetzung der lokalen Identifikation

Wie im vorherigen Abschnitt gezeigt, gehen folgende drei Messgrößen in die lokale Identifikation auftretender kritischer Ausfälle mit ein:

- Statusinformation der Leistungsschalter
- Abweichung der Spannungswinkel $\Delta\delta_u$
- Abweichung der Leitungsströme Δi_{ij}

Das vorgesehene Prinzip beruht auf einem Vergleich der gemessenen charakteristischen Kenngrößen ($\Delta\delta_u$ und Δi_{ij}) mit einem zuvor berechneten Referenzverlauf für alle Umrichter-knoten. Eine solche Berechnung ist nur als zentrale Instanz sinnvoll, da ein detailliertes Netzmodell aufbauend auf der aktuellen Topologie, Last- und Erzeugungssituation erforderlich ist. Wie Abb. 3.14 zeigt, liefert eine Ausfallanalyse die bereits vorgestellte zentrale Ausfallliste (I), auf deren Basis für jeden kritischen Ausfall eine dynamische Simulation durchgeführt wird (II). Die auf diese Weise berechneten Fehlercharakteristika werden für jeden Mess- bzw. Umrichter-knoten in einer weiteren Liste abgespeichert (III), die in definierten Intervallen parallel zu der Liste der korrektiven Arbeitspunkte an die jeweiligen lokalen Instanzen übertragen werden.

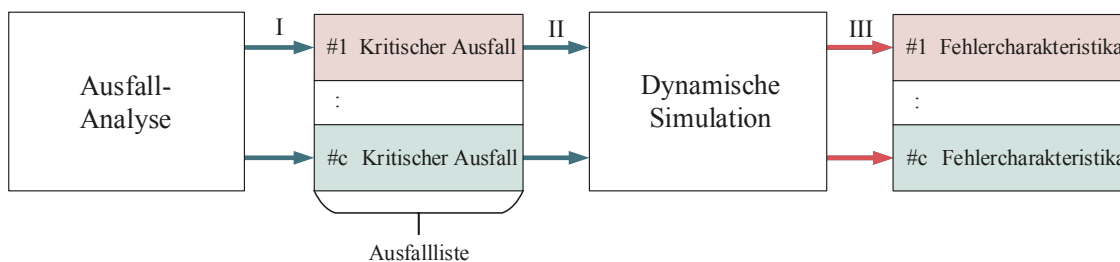


Abb. 3.14: Zentrale Durchführung der Dynamischen Simulation auf Basis der Ausfallliste

Bei ausgedehnten Netzen stellt die zentral durchgeführte dynamische Simulation eine Herausforderung an die verfügbare Rechnertechnik dar. Der Einsatz von Ersatznetzverfahren ist in Betracht zu ziehen, da nicht alle Betriebsmittelausfälle identifizierbare Auswirkungen auf alle Umrichter-knoten innerhalb ausgedehnter Netz haben. Die Qualität der durchgeführten Simulation hängt wesentlich von den Eingangsparametern und der Modelltiefe ab. Abweichungen zwischen der Simulation und Realität treten sowohl hinsichtlich der Arbeitspunkte, als auch der Parameter zur Modellierung der Betriebsmittel auf. Aus diesem Grund werden diese Aspekte in Kapitel 4 bei der Bewertung der Methode gesondert betrachtet (Abschnitt 4.3.2).

Das Prinzip der Verarbeitung der Messwerte wird in Abb. 3.15 beschrieben. Wird eine Schalthandlung der Leistungsschalter registriert, findet keine Weiterverarbeitung von $\Delta\delta_u$ und Δi_{ij} statt und der Algorithmus zur Ausfallidentifikation wird direkt aufgerufen. Dieser Fall ist als seltener Sonderfall anzusehen.

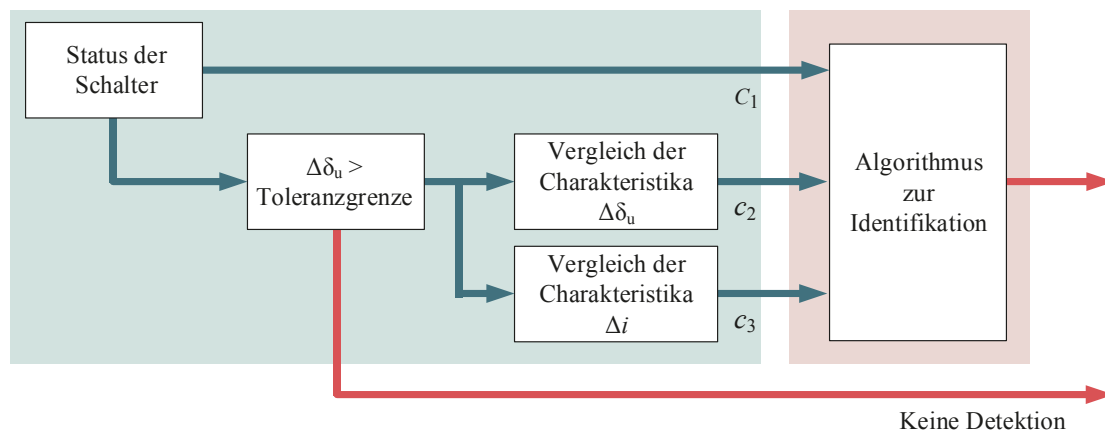


Abb. 3.15: Struktur der Messwert-Verarbeitung zur Detektion und Identifikation

Im Normalfall dient zunächst $\Delta\delta_u$ als Toleranzkriterium, das darüber entscheidet, ob eine Störung vorliegt oder nicht. Liegt $\Delta\delta_u$ außerhalb des Toleranzbereichs, der in dieser Arbeit auf $\Delta\delta_u \leq 1$ begrenzt wird, so wird der Identifikationsprozess mit dem Resultat „keine Detektion“ abgebrochen. Auf diese Weise sollen fehlerhafte Detektionen in Folge von Lastschwankungen oder Schalthandlungen in unterlagerten Netzen vermieden werden. Eine entsprechende Evaluation erfolgt in Kapitel 4 (Abschnitt 4.3.1).

Liegt laut Toleranzkriterium eine Störung vor, so werden die erfassten $\Delta\delta_u$ und Δi_{ij} unabhängig voneinander mit den hinterlegten und zuvor zentral ermittelten Fehlercharakteristika verglichen. Der Abgleich liefert für jeden einzelnen Aspekt (Spannungswinkel + n Leitungsströme) eine Lösungsmenge möglicher Ausfälle c_2 ($\Delta\delta_u$) und c_3 (Δi_{ij}). Der Algorithmus zur Identifikation der kritischen Ausfälle auf Basis der Fehlercharakteristika beruht auf einem Entscheidungsnetzwerk, das Anhang A3 zu entnehmen ist. Im einfachsten Fall liefern c_2 und c_3 eine jeweils eindeutige und übereinstimmende Lösung. Wie Abb. 3.16 zeigt, schließt sich der Störungsidentifikation die Aktivierung des korrektiven Arbeitspunktes, der der erfolgreichen lokalen Identifikation entspricht, an. Der bestehende stationäre Arbeitspunkt wird somit überschrieben.

Liefern die Lösungsmengen c_2 und c_3 abweichende oder mehrwertige Lösungen ist der Algorithmus in der Lage folgende Sonderfälle zu beherrschen:

- c_2 und c_3 liefern mehrdeutige Lösungen, die in einem Fall übereinstimmen
- c_2 und c_3 stimmen nicht überein, allerdings sind die hinterlegte Arbeitspunkte ähnlich
- c_2 (c_3) liefert keine Lösung, während c_3 (c_2) eine eindeutige Lösung liefert

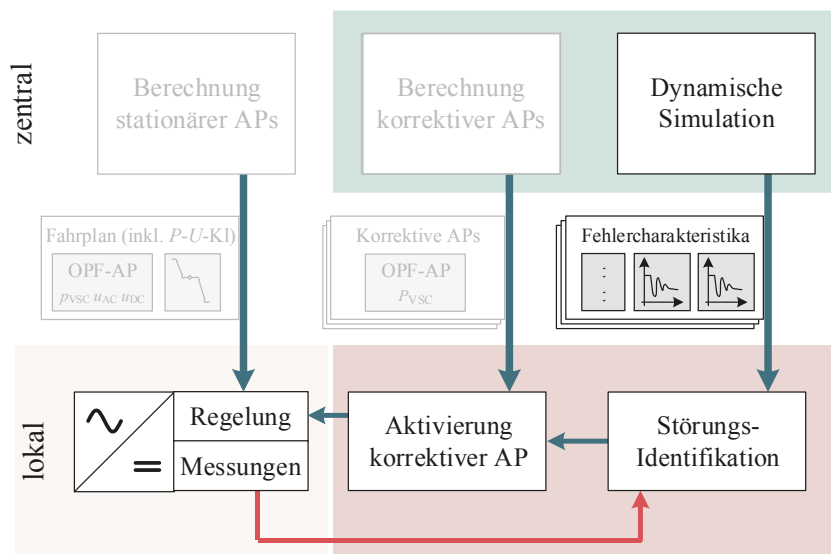


Abb. 3.16: Organisationsstruktur der zentralen und lokalen Ebene zur Realisierung der Fehleridentifikation auf Basis von Vorberechnungen

Bei Fall a) werden beide Lösungsmengen überprüft und miteinander verglichen. Stimmen diese in einem Punkt überein, so wird dieser als vorliegender Ausfall identifiziert. Stimmen, wie Fall b) zeigt, die hinterlegten korrekativen Arbeitspunkte von den sich unterscheidenden Lösungsmengen c_2 und c_3 zu einem gewissen Grad überein, so wird einer der beiden Arbeitspunkte unter Vorbehalt angefahren. Auf diese Weise wird auch bei schlechter Identifikationsgenauigkeit das Ergreifen korrekativer Maßnahmen ermöglicht. Eventuelle Abweichungen können durch weitere nachgeordnete Instanzen ausgeglichen werden.

Fall c) beschreibt die Situation, dass nur eine der beiden Lösungsmengen c_2 und c_3 eine Lösung liefert. Ist diese eindeutig, kann eine lokale Identifikation gewährleistet werden und der entsprechend hinterlegte korrektive Arbeitspunkt ausgegeben werden.

Kann nach Aufruf des Algorithmus keine eindeutige Identifikation stattfinden, so bleibt es bei einer reinen Detektion. Der Arbeitspunkt des jeweiligen Umrichters bleibt entsprechend unverändert, bis weitere, übergeordnete Maßnahmen ergriffen werden (zentrale Korrektur des Umrichter-Sollarbeitspunktes). Die Informationen der lokalen Identifikation können sowohl vertikal, als auch horizontal zur weiteren Auswertung zur Verfügung gestellt werden, was in Kapitel 5 beleuchtet wird.

Bei erfolgreicher Identifikation des Ausfalls wird neben dem Anfahren des neuen Wirkleistungs-Arbeitspunktes p_{VSC} der Umrichter auch der Modus der DC-Spannungsregelung seitens der VSC-Umrichter im DC-Netz verändert. Diese Vorgehensweise wird in Abb. 3.17 beschrieben. Im Normalbetrieb ist das P - U -Kennlinienverfahren zur DC-Spannungsregelung aktiviert, bei eindeutiger lokaler Identifikation des Ausfalls wird auf eine statische Leistungsregelung auf den korrekativen Arbeitspunkt $p_{VSC, \text{kor}}$ umgeschaltet.

Im stationären Betrieb sorgt das in Abschnitt 4.1.3 vorgestellte P - U -Kennlinienverfahren dafür, dass sich alle Umrichter des HGÜ-Netzverbundes an der Regelung der DC-Spannung u_{DC} durch Anpassen des Arbeitspunktes p_{VSC} beteiligen. Tritt nun der Fall auf,

dass von vier Umrichtern nur zwei Umrichter den auftretenden Betriebsmittelausfall eindeutig identifizieren, so fahren diese den entsprechenden korrekativen Arbeitspunkt an, während die beiden übrigen Umrichter den stationären Arbeitspunkt beibehalten. Das aus diesem teilweise unkoordinierten Netz-Arbeitspunkt resultierende Leistungsungleichgewicht führt zu einer Änderung von u_{DC} . Dementsprechend passen alle Umrichter (aufgrund des überall aktivierten $P-U$ -Kennlinienverfahrens) ihren Arbeitspunkt p_{VSC} an. Die korrekativen Arbeitspunkte werden somit verlassen, ein sicherer Netzzustand kann nicht gewährleistet werden.

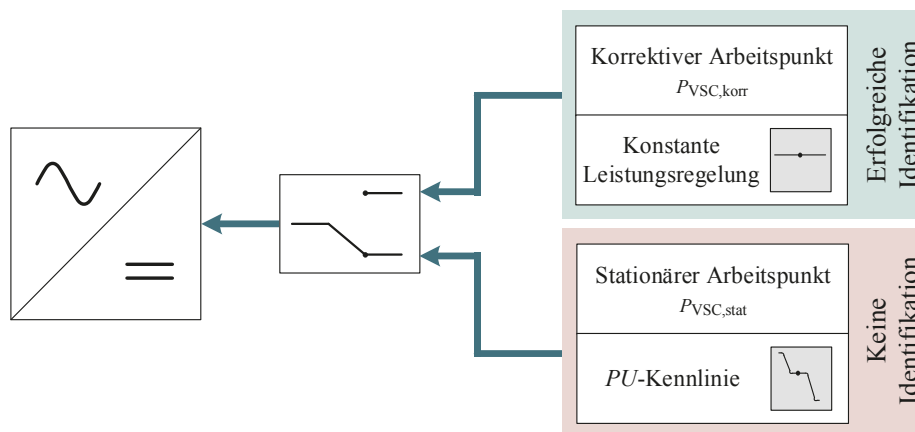


Abb. 3.17: Lokales Umschalten der DC-Spannungsregelung auf Basis der Identifikation kritischer Ausfälle

Wenn aber die Umrichter mit klarer Identifikation des kritischen Ausfalls ihren korrekativen Arbeitspunkt anfahren und gleichzeitig in den Modus einer konstanten Leistungsregelung wechseln – sich also nicht mehr an der Regelung von u_{DC} beteiligen, so wird diese Aufgabe von den übrigen Umrichtern übernommen. Die korrekativen Arbeitspunkte bleiben somit bestehen. Zusätzlich beteiligen sich die Umrichter ohne lokale Identifikation indirekt an den korrekativen Maßnahmen entsprechend ihrer durch die hinterlegte $P-U$ -Kennlinie beschriebenen DC-Spannungsregelung durch Anpassung von p_{VSC} .

Dieses Vorgehen verläuft erstens nur in einem beschränkten Maße koordiniert ab. Zweitens besteht die Gefahr, dass bei vollständiger Identifikation des auftretenden Ausfalls seitens aller Umrichter keine spannungsregelnde Instanz im DC-Netz verbleibt. Dieses Problem tritt insbesondere in Netzen geringer Ausdehnung auf und wird in Kapitel 4 beschrieben.

4 Numerische Fallstudien

In diesem Kapitel 4 wird die zuvor entwickelte Methode auf ihre Leistungsfähigkeit und Störanfälligkeit getestet. Dabei steht besonders die Leistungsfähigkeit der lokalen Identifikation von Ausfällen an den Umrichter-knoten im Fokus. Dies umfasst auch Betrachtungen der Auswirkungen von gering veränderten Arbeitspunkten bzw. Lastsprüngen (Abschnitt 4.3.1 und 4.3.2). Zusätzlich wird die Robustheit des entworfenen Algorithmus gegenüber Abweichungen zwischen der zentralen Simulation und dem realen System untersucht, indem eine Variation der Leitungslängen (Abschnitt 4.3.3 und 4.3.4), sowie der Kraftwerksparemeter (Abschnitt 4.3.5) durchgeführt wird.

Ein weiterer Untersuchungsaspekt ist die globale Betrachtung der korrektiven Maßnahmen durch die VSC-Umrichter. Dabei ist es von hoher Bedeutung wie viele Umrichter den Fehler lokal identifizieren und den vorgegebenen Arbeitspunkt anfahren. In der Analyse stehen die Belastung der AC-Leitungen und die DC-Spannung im Vordergrund. Wird nach Ausfall einer AC-Leitung, der Leistungsfluss durch die entwickelte Methode so angepasst, dass die Überlastung von weiteren AC-Leitungen vermieden werden kann ohne die Stabilität im AC- oder HGÜ-Netz zu gefährden, so kann die Methode einen ersten Baustein zur Etablierung der Diversitären Redundanz darstellen.

Um eine aussagekräftige Evaluierung der Methode durchzuführen wird in einem ersten Schritt ein geeignetes Simulationssystem (Abschnitt 4.1.1 und 4.1.2) zur Darstellung des Verhaltens des vermaschten AC-HGÜ-Netzverbundes und der Wechselwirkung zwischen beiden beschrieben. Die Struktur des in zwei Regelzonen gegliederten Referenznetzes ist geeignet, heute typischen Situationen des realen Übertragungsnetzes abzubilden. Dazu zählen stark ausgelasteten Kuppelleitungen u weit auseinander liegende Erzeugungs- und Verbrauchszentren.

4.1 Referenznetz, Simulationsumgebung

4.1.1 Simulationsumgebung

Generell lässt sich aus der Forschungsfrage die Forderung ableiten, die Vorgänge im AC- und DC-Netz sowie die Wechselwirkung beider Netze im ms-Bereich abzubilden. Entsprechend Abb. 4.1 muss das Simulationssystem somit den Bereich der Mittelzeit-Dynamik sowie Teilaspekte der Kurzzeitdynamik erfassen. Die Simulation selbst wird auf Basis von RMS-Werten durchgeführt, transiente Vorgänge werden bei den Betrachtungen ausgeblendet.

Zentrale Bestandteile der Simulation gliedern sich in die folgenden Teilaspekte:

- Erstellung eines Wirkleistungsarbeitspunktes für die VSC-Umrichter durch zentrale OPF-Berechnung
- Turbinen- und Erregungsregelung der Kraftwerke
- Dynamisches RMS-Verhalten der Umrichter
- DC-Spannungsregelung
- AC-Spannungsregelung durch Umrichter und Kraftwerke

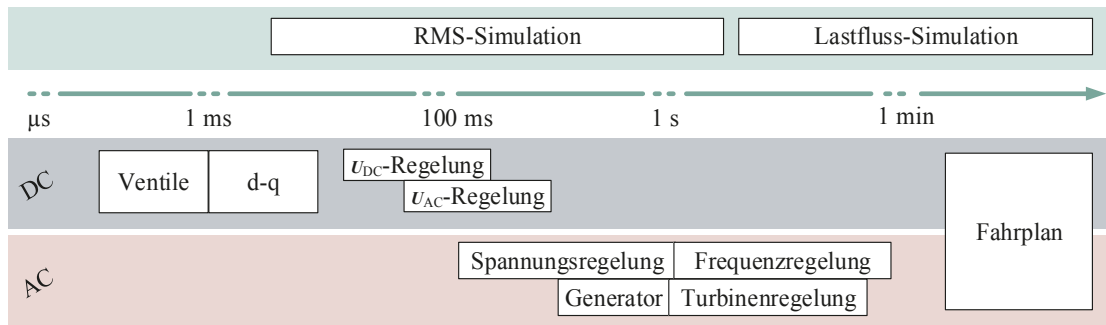


Abb. 4.1: Zeitbereich der Simulation für den vermaschten AC-HGÜ-Netzverbund [82], [83]

Die Umsetzung der Simulationsumgebung erfolgt innerhalb der MATLAB/SIMULINK®-Umgebung und wird in Abb. 4.2 schematisch dargestellt. Das eingesetzte Simulationssystem sieht eine gekoppelte dynamische Berechnung von AC- und HGÜ-Netz vor. Beide Netze sind an den jeweiligen Umrichterknoten über die selbstgeführten VSC-Umrichter ($1 \dots m$) miteinander gekoppelt. Durch dieses Vorgehen werden entstehende Wechselwirkungen zwischen beiden Netzen erfasst und abgebildet. Generell lässt sich das Simulationssystem in einen aktiven und einen passiven Teil untergliedern.

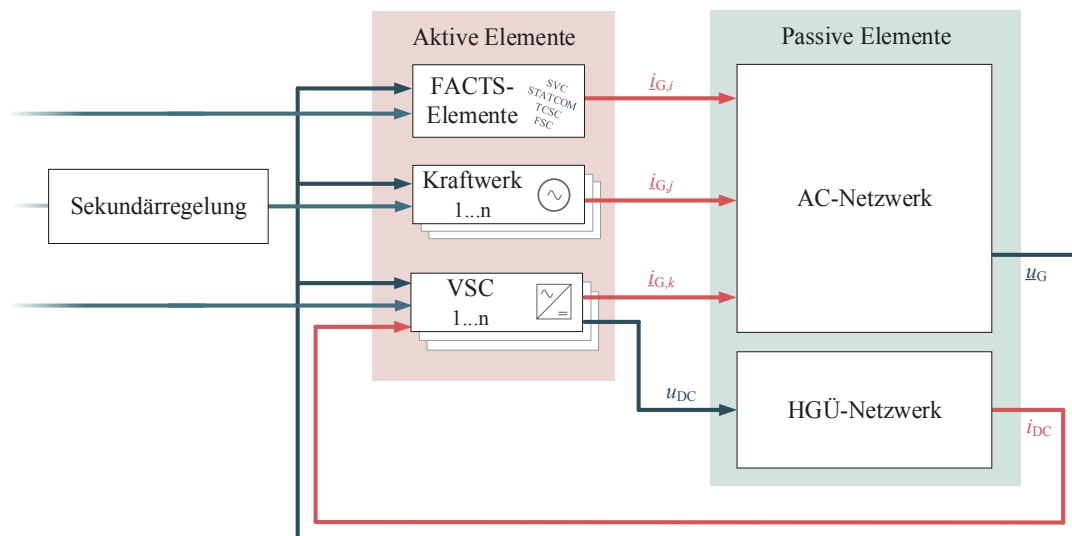


Abb. 4.2: Schematischer Aufbau der Simulationsumgebung

Als aktive Elemente werden die Kraftwerke und VSC-Umrichter unter Berücksichtigung der eingangs formulierten Forderungen hinreichend detailliert modelliert. Die geschieht unter zur Hilfenahme der entsprechenden Differenzialgleichungen sowie einer Abbildung der entsprechenden Regelstrukturen. So kommt beispielsweise im Falle der Kraftwerke das Dynamikmodell 3ter Ordnung zur Anwendung. Die wesentlichen Aspekte der Darstellung der selbstgeführten Umrichter auf VSC-Basis werden im nächsten Abschnitt beschrieben. Der modulare Aufbau des Systems ermöglicht eine spätere Erweiterung des Systems und seiner Einzelkomponenten. Eine zusätzliche Implementierung von FACTS-Elementen

kann somit ebenfalls erfolgen. Die Vorgabe der Sollarbeitspunkte für die aktiven Netzelemente im Rahmen der Betriebsplanung geschieht über eine externe Sollwertvorgabe, die innerhalb des Modells bei Bedarf variiert werden kann.

Mittels der passiven Netzwerke werden die Übertragungsleitungen und spannungsabhängigen Lasten repräsentiert. Die Kopplung zwischen passivem und aktivem Teil erfolgt auf Basis des Quelle [84] entnommen Knotenstrom-Verfahrens (Gleichung (4.1)). Im Bereich des AC-Netzes liefern die aktiven Elemente Quellenströme \underline{i}_G mit deren Hilfe in Verbindung mit Y_{Netz} (Gleichung (4.2)) die komplexen Spannungen \underline{u}_G an den aktiven Knoten berechnet werden (Gleichung (4.3)) Diese dienen den aktiven Netzelementen als Eingangssignal. Auf diese Weise lässt sich der Rechenaufwand innerhalb des Simulationssystems auf die Anzahl der aktiven Knoten reduzieren.

$$\begin{bmatrix} \underline{i}_G \\ \mathbf{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{GG} & Y_{GL} \\ Y_{LG} & Y_{LL} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \underline{u}_G \\ \underline{u}_L \end{bmatrix} \quad (4.1)$$

$$Y_{\text{Netz}} = (Y_{GG} - Y_{GL} * Y_{LL}^{-1} * Y_{LG}) \quad (4.1)$$

$$\underline{i}_G = Y_{\text{Netz}} * \underline{u}_G \quad (4.2)$$

Die Spannungen der passiven Knoten $\underline{u}_{\text{Last}}$ lassen sich im Anschluss mit Y_{Last} (Gleichung (4.3)) entsprechend Gleichung (4.4) berechnen.

$$Y_{\text{Last}} = (-Y_{LL}^{-1} * Y_{LG}) \quad (4.3)$$

$$\underline{u}_{\text{Last}} = Y_{\text{Last}} * \underline{u}_G \quad (4.4)$$

Im DC-Teil verläuft die Kupplung invers, auf ein Strom-Eingangssignal i_{dc} folgt eine Spannung u_{dc} als Ausgangsgröße der VSC-Umrichter. Das Prinzip zur Erstellung der hinterlegten Matrizen entspricht allerdings den zuvor geschilderten Abläufen.

4.1.2 Referenznetz

Bei der Erstellung des in Abb. 4.3 gezeigten Referenznetzes dienen das Deutsche Übertragungsnetz und dessen gegenwärtige Belastungssituation als Orientierungshilfe. Dazu zählen stark ausgeprägte horizontale Leistungsflüsse in der Nord-Süd-Richtung in Folge eines Erzeugungsüberschusses im nördlichen Teil des Netzes und ein Erzeugungsdefizite im Süden. Der resultierende Leistungstransit führt zu einer hohen Auslastung der bestehenden AC-Kuppelleitungen die die nördliche (RZ I) und südliche Regelzone (RZ II) miteinander verbinden.

Das AC-Netz, setzt sich aus sechs Kraftwerksknoten sowie sieben Lastknoten zusammen und ist mittels vier gleichmäßig verteilten Umrichter-knoten mit dem HGÜ-Netz verbunden. Während das AC-Netz auf der 380 kV-Ebene abgebildet wird, entspricht das HGÜ-Netz einer bipolaren Ausführung mit einer Nennspannung von ± 500 kV. Das Netz bildet wie Abb. 4.3 zeigt einen Ring mit einer zusätzlichen Quervermaschung aus. Somit ist es möglich das AC-Netz sowohl hinsichtlich des Leistungstransports als auch der lokalen Spannungshaltung durch Bereitstellen von Blindleistung zu unterstützen.

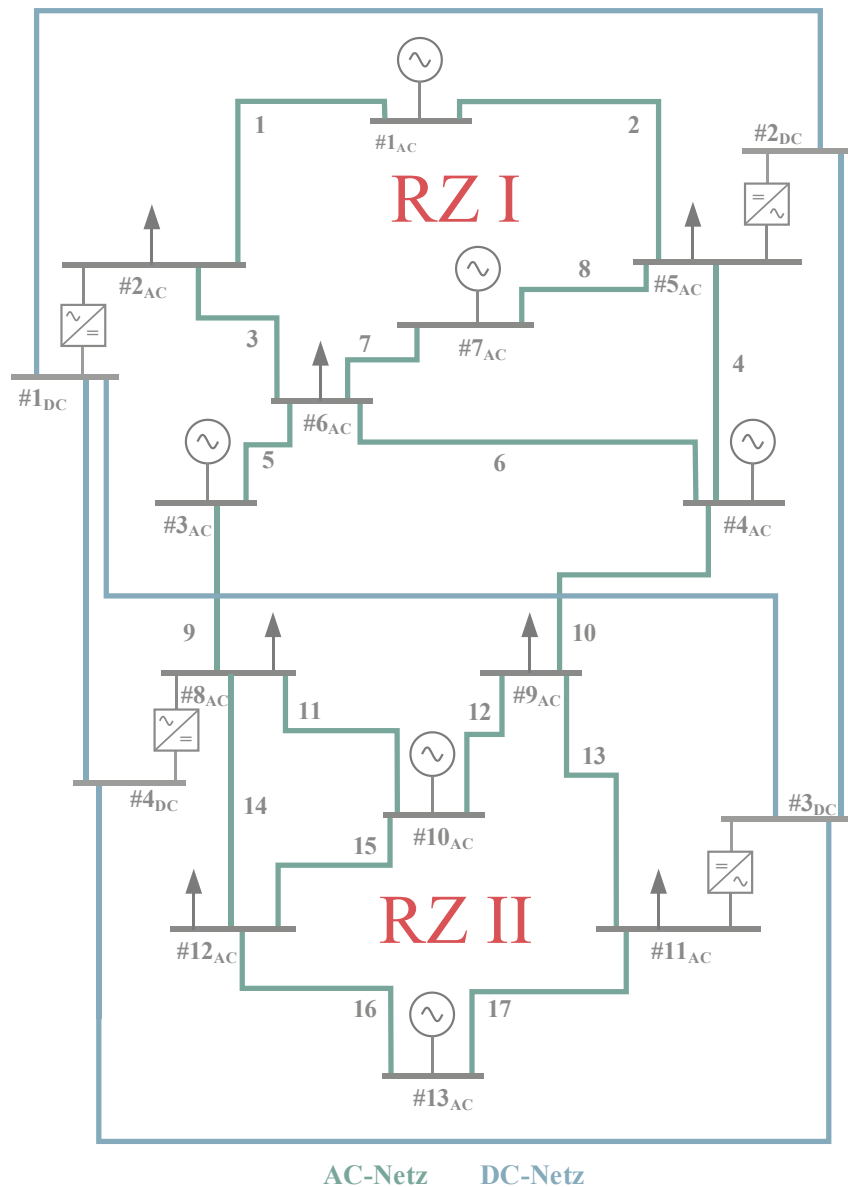


Abb. 4.3: Topologie des vermaschten AC- und DC-Netz und dessen Untergliederung in zwei Regelzonen

Die sechs installierten Kraftwerke werden als konventionelle thermische Einheiten modelliert und mithilfe des dynamischen Modells 3ter Ordnung einschließlich Primärregelung und vollständiger Erregungsregelung nach IEEE Standard-Typen [85] abgebildet. Jede Regelzone verfügt über einen zentralen Sekundärregler, der gemäß dem Netzkennlinienverfahren die Referenzleistung der Kraftwerke innerhalb der Regelzone entsprechend des Area Control Errors (ACE) bestimmt. Die Parametrierung der Primär- und Sekundärregler erfolgt anhand der unter [11] einzusehenden Guidelines.

Die Modellierung der selbstgeführten Umrichter erfolgt entsprechend der im Abschnitt zuvor gemachten Ausführungen. Wesentliche Aspekte sind eine Voltage-Droop-Regelung auf der AC-Seite, entsprechend der Spezifikationen nach [1]. Die Regelung der DC-

Spannung erfolgt mittels des in Abschnitt 4.1.3 beschriebenen kontinuierlichen P - U -Kennlinienverfahrens.

Wie Tab. 4.1 zeigt ist zwischen den beiden Regelzonen sowohl in Bezug auf die installierte Leistung P_{Instal} als auch auf die Erzeugungsleistung P_{Gen} ein Ungleichgewicht vorgesehen. Auf diese Weise wird die Abbildung der beschriebenen horizontalen Belastung des Übertragungsnetzes in Nord-Süd-Richtung erzielt. Die Folge sind hohe Belastungen der betroffenen AC-Leitungen, insbesondere der Kuppelleitungen zwischen beiden Regelzonen. Die Austauschleistung zwischen den Regelzonen zur Bestimmung des (ACE) werden sowohl die Austauschleistung über AC- als auch die DC-Leitungen berücksichtigt.

Tab. 4.1: Aufbau und Dimensionierung der Regelzonen

Regelzone	Kraftwerke	P_{Instal}	P_{Gen}
RZ I – Nord	KW 1 - 4	4500 MW	3550 MW
RZ II – Süd	KW 5 - 6	2000 MW	1400 MW

Der für die Ausgangslage der Untersuchungen geltende Arbeitspunkt umfasst neben der Definition der Lasten ($P_{\text{Last}}/Q_{\text{Last}}$) die Sollwerte der Spannungen ($u_{\text{soll,VSC}}/u_{\text{soll,Gen}}$) für die VSC-Umrichter und Kraftwerke, sowie deren Wirkleistungsarbeitspunkte ($P_{\text{VSC}}/P_{\text{Gen}}$). Die genauen Daten lassen sich den im Anhang angeführten Tabellen entnehmen. Alle Werte lassen sich auf Basis der 15-minütigen Fahrplan-Berechnung aktualisieren.

Für das erstellte Referenznetz herrscht keine (n-1)-Sicherheit. Tab. 4.2 führt alle kritischen Betriebsmittelausfälle, die zu einer Überlastung von anderen Betriebsmittelsgrenzen führen, auf. Für die Ausfälle von Leitung 1, 5 und 7 ist es geschuldet durch die Netztopologie nicht möglich die Netzengpässe durch korrektive Maßnahmen der VSC-Umrichter zu beheben. Für die übrigen Fälle sind die mittels OPF-Verfahrens berechneten korrektiven Arbeitspunkte im Anhang aufgeführt.

Tab. 4.2: Ermittelte kritische Ausfälle einschließlich der Anzahl und Indices der überlasteten AC-Leitungen

	1	5	7	9	10	12	17
Anzahl	1	1	1	1	1	1	1
Leitungsindex	3	9	8	10	9	10	10

4.1.3 Abbildung der VSC-Umrichter

Die AC-seitige Implementierung der VSC-Umrichter orientiert sich im Wesentlichen an der existierenden Publikationslage. Entsprechend Quelle [86–88] gliedert sich die Regelung AC-seitig in eine Spannungs- bzw. Blindleistungsregelung und eine Wirkleistungsregelung und wird mittels einer Transformation in d-/q-Koordinaten realisiert, wie Abb. 4.4 zeigt.

Auf eine Auslegung der eingesetzten Regler, wie beispielsweise in [88] vorgestellt, wird in dieser Arbeit verzichtet. Stattdessen finden standardisierte Parameter ihren Einsatz. Innerhalb der VSC-Umrichtermodelle werden unter anderem die Induktivitäten der Umrichter-Reaktoren berücksichtigt, deren Werte dem Anhang zu entnehmen sind. Standardmäßig kommt für die Regelung der AC-seitigen Spannung u_{AC} das Verfahren einer Voltage-Droop-Regelung zum Einsatz, deren Parametrierung und Implementierung gemäß Quelle [89] erfolgt. Wird die Blind- bzw. Scheinleistungsgrenze der Umrichter erreicht, so wechselt der betroffene Umrichter in den Modus der festen Blindleistungsregelung (q_{\max}/q_{\min}).

Auf der DC-Seite der VSC-Umrichter erfolgt die prinzipielle Modellierung erneut anhand Quelle [86]. Ein wesentlicher Punkt stellt dabei die Kapazität an den Umrichterknotten dar, die sich aus der reinen Leitungskapazität sowie eventuellen zusätzlichen Umrichterkapazitäten zusammensetzt. Hier sei ebenfalls auf den Anhang verwiesen.

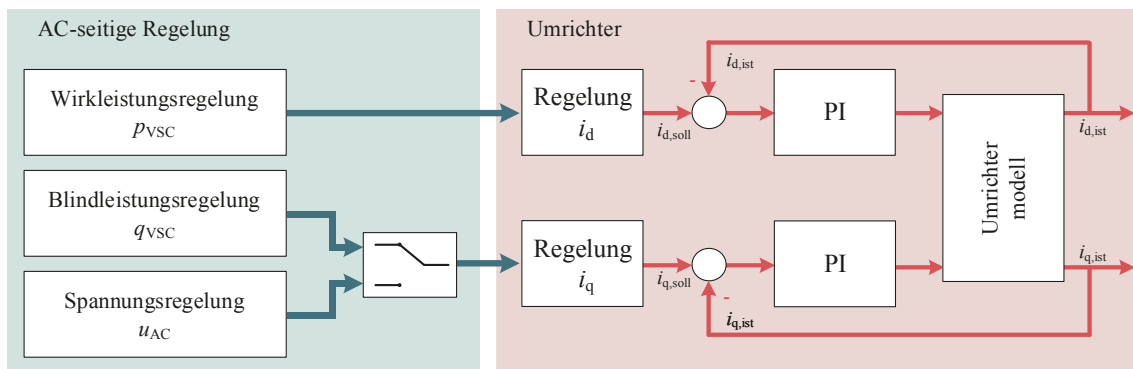


Abb. 4.4: Regelstruktur des Umrichters in d-/q-Koordinaten

Für die Regelung der DC-Spannung u_{DC} können unterschiedlich komplexe Verfahren eingesetzt werden, die in Quelle [9] zusammengefasst werden. Gängige Verfahren, die sich für den Einsatz in vermaschten HGÜ-Netzen eignen, sind beispielsweise die Voltage-Margin- oder die Voltage-Droop-Control. In dieser Arbeit kommt das in [90] erstmals vorgestellte Verfahren der kontinuierlichen P - U -Kennlinie zum Einsatz. Dieses sieht eine Beteiligung aller Umrichter im DC-Netz entsprechend einer lokal hinterlegten Kennlinie (siehe Abb. 4.5) vor. Auf diese Weise wird festgelegt wie stark sich die einzelnen Umrichter mittels Änderung der Wirkleistungseinspeisung p_{VSC} an der Ausregelung der Spannung u_{DC} beteiligen.

Im Verlauf dieser Arbeit wird für alle vier abzubildenden HGÜ-Umrichter die in Abb. 4.5 gezeigte und als Standard geeignete P - U -Kennlinie eingesetzt. Mögliche Effekte durch abweichende Kennlinien werden somit nicht berücksichtigt und untersucht. Allerdings kommt der DC-Spannungsregelung eine Teilaufgabe innerhalb des Ablaufs der korrektiven Maßnahmen zu, da sich die VSC-Umrichter auch bei Nicht-Identifikation des auftretenden Ausfalls an einem Ausgleich der Wirkleistungsbilanz innerhalb des DC-Netzes beteiligen (siehe Abschnitt 3.2.2).

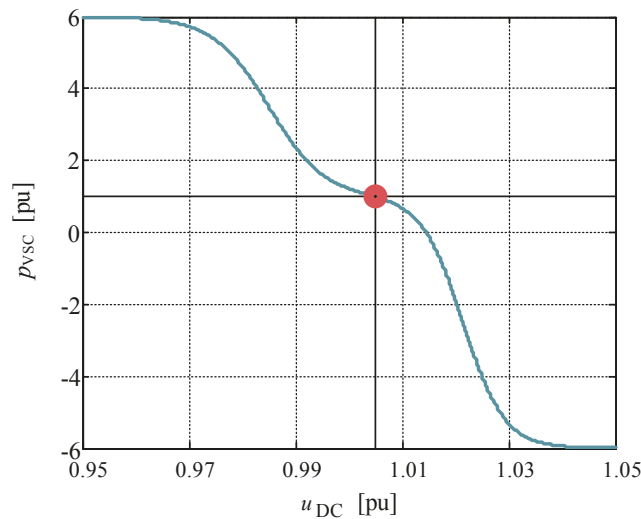


Abb. 4.5: Typischer Verlauf der P - U -Kennlinie bei Arbeitspunkt ($u_{DC,AP}=1$ pu, $p_{VSC,AP} = -1$ pu)

4.2 Leistungsfähigkeit der Methode

Die Leistungsfähigkeit der Methode drückt sich sowohl durch die Anzahl der erfolgreichen lokalen Identifikationen von kritischen Ausfällen an den Umrichter-knoten, als auch durch die Wirksamkeit der sich dadurch aktivierten korrektiven Maßnahmen der VSC-Umrichter aus. Deshalb werden zunächst Bewertungskriterien festgelegt und auf die erzielten Simulationsergebnisse angewandt. In einem sich anschließenden Teil werden zwei Referenzfälle ausgewählt und detailliert betrachtet, da sie kritische Aspekte von hoher Relevanz für spätere Anwendungsfälle darstellen.

4.2.1 Bewertung der Leistungsfähigkeit

Um die Leistungsfähigkeit der Methode sinnvoll untersuchen zu können, sind zunächst mehrere wesentliche Aspekte zu erläutern. Aufgrund der gewählten Netzstruktur können, wie bereits in Abschnitt 4.1.2 angeklungen, nicht alle aus kritischen Ausfällen resultierende Netzengpässe durch korrektive Maßnahmen seitens der VSC-Umrichter behoben werden. Insgesamt verbleiben vier kritische Ausfälle, für die das Netz durch Einsatz korrektiver Maßnahmen theoretisch in einen zulässigen Zustand geführt werden kann. Die übrigen Betriebsmittelausfälle werden deshalb im folgenden Verlauf nicht weiter berücksichtigt.

In der Regel ist es nicht notwendig, dass alle Umrichter den kritischen Ausfall lokal bestimmen, sondern nur eine ausreichende Anzahl. Diese Anzahl hängt von der zugrunde liegenden Netztopologie und den hinterlegten korrektiven Arbeitspunkten bzw. der damit verbundenen Abweichung zu den stationären Arbeitspunkten ab. Abb. 4.6 fasst diesen Zusammenhang zwischen Netzausdehnung, lokaler Identifikation und notwendigen bzw. sinnvollen korrektiven Maßnahmen zusammen.

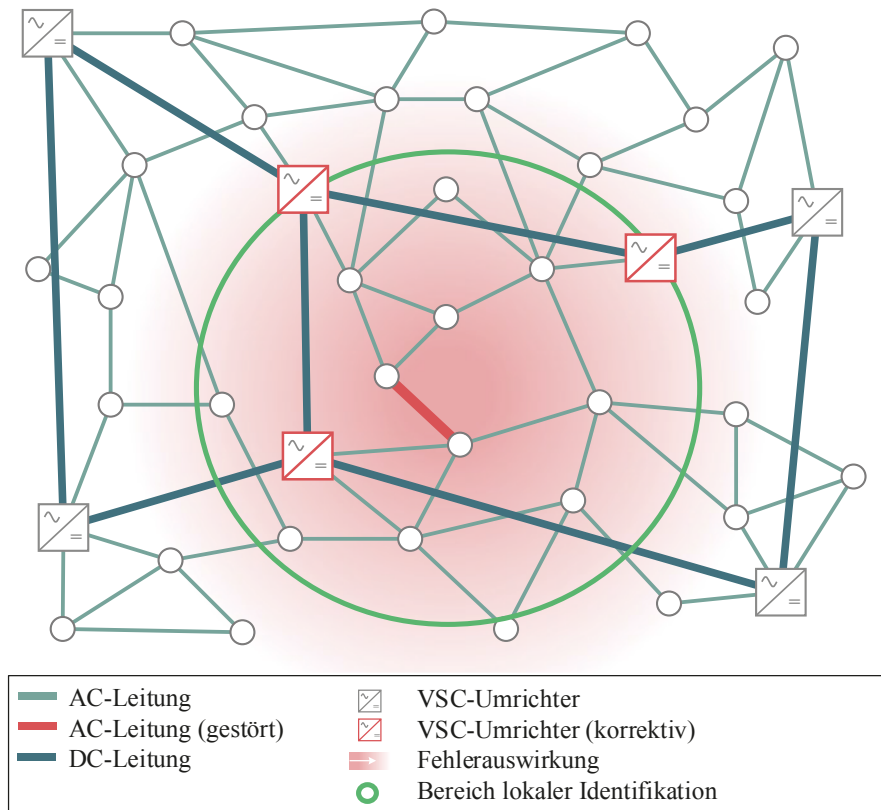


Abb. 4.6: Vereinfachte Betrachtung eines ausgedehnten Netzes mit kritischem AC-Leitungsausfall und von korrektiven Maßnahmen betroffenen Umrichtern

Die durch den kritischen Ausfall der AC-Leitung ausgelösten messbaren Fehlercharakteristika ($\Delta\delta_u$ und Δi_{ij}) nehmen mit zunehmender elektrischer Entfernung zur Fehlerstelle ab, was mit Hilfe des roten Farbverlaufs in Abb. 4.6 indiziert wird. Dementsprechend ist eine lokale Identifikation des Ausfalls durch alle Umrichter nicht realisierbar, stattdessen müssen die Umrichter, in direkter Nähe zum Fehlerort (grüner Kreis) den Fehler identifizieren, da nur sie in der Lage sind den ansonsten entstehenden Engpass zu vermeiden. Die übrigen VSC-Umrichter können den AC-Leistungsfluss in der markierten Zone dagegen nur gering bis gar nicht beeinflussen, sondern das DC-Netz eventuell durch Aufgaben der DC-Spannungsregelung (mittels kontinuierlicher P - U -Kennlinie) unterstützen.

Ziel der korrektiven Maßnahmen ist, es Netzengpässe zu beseitigen. Der Einsatz der vorgeschlagenen Methode ist dann als erfolgreich anzusehen, wenn genau dies erfolgreich geschieht, das heißt die lokale Identifikation ausreichend ist, damit alle Umrichter entweder aktiv durch Umschalten auf den korrektiven Arbeitspunkt oder passiv durch die DC-Spannungsregelung einen Arbeitspunkt in der Nähe des korrektiven Arbeitspunkt anfahren. Aus diesem Grund wird in den folgenden Bewertungen der Anzahl lokaler Identifikation vermerkt, ob die Anzahl der Umrichter ausreicht, um die vorberechneten korrektiven Maßnahmen anzufahren, auch wenn nicht alle Umrichter den Fehler lokal identifizieren können. Das eingesetzte Referenznetz zeichnet sich durch den Einsatz von vier VSC-Umrichtern bei 12 AC-Knoten durch eine hohe Umrichter-Dichte aus, weshalb insgesamt eine hohe

Anzahl lokaler Identifikation auftritt, ohne dass die notwendig ist. Bei ausgedehnten Netzen – denkt man beispielsweise im europäischen Kontext – nimmt diese Identifikationsdichte deutlich ab und beschränkt sich auf das vom Ausfall betroffene Netzgebiet.

Für den im Abschnitt 4.1.2 vorgestellten Arbeitspunkt werden die in der Ausfallanalyse als kritisch identifizierten Ausfälle im Simulationssystem abgebildet und die Ergebnisse in Tab. 4.3 dargestellt. Dabei wird aufgeführt, welcher Umrichterknotten den kritischen Ausfall mit Hilfe der entwickelten Methode detektiert und identifiziert. Die erste Kennziffer gibt die Art der Identifikation an, dabei wird zwischen

- eindeutiger (✓),
- keiner Detektion (×)
- sowie einer mehrdeutigen Identifikation mit und ohne Ergebnis (⊙)

unterschieden. Die zweite Kennziffer gibt die Ausfallnummer selbst an, d.h. welcher kritische Ausfall wird durch die vorgeschlagene Methode identifiziert, bzw. welcher hinterlegte korrektive Arbeitspunkt wird abgerufen. Eine 0 steht für keine eindeutige Identifikation am entsprechenden AC-Knoten. Zusätzlich wird in der letzten Spalte vermerkt, ob die Anzahl der Umrichter und deren Anfahren korrektiver Maßnahmen ausreichen, um den Netzengpass zu beseitigen.

Tab. 4.3: Auswertungsstatistik der lokalen Identifikation – Gesamtübersicht

Kritischer Ausfall	Umrichter 1		Umrichter 2		Umrichter 3		Umrichter 4		Resultat
	✓	9	×	0	✓	9	✓	9	
9	✓	9	×	0	✓	9	✓	9	ausreichend
10	✓	10	✓	10	✓	10	✓	10	ausreichend
12	⊙	12	⊙	0	✓	12	⊙	12	ausreichend
17	✓	17	×	0	✓	17	×	0	ausreichend

Tab. 4.3 zeigt, dass der entwickelte Algorithmus zur lokalen Identifikation in allen vier als relevant eingestuften Untersuchungsfällen eine Identifikationsquote erzielt, die das Anfahren der vorberechneten korrektiven Maßnahmen ermöglicht. Um die Leistungsfähigkeit und Funktionsweise der entwickelten Methode zu illustrieren, werden in den folgenden Abschnitten 4.2.1 und 4.2.2 zwei Fälle, in Tab. 4.3 markiert, gesondert betrachtet, da sie repräsentativ für eine vollständige bzw. ausreichende lokale Identifikation stehen (an allen Knoten/an ausreichend vielen Knoten).

4.2.2 Vollständige Identifikation

Die erste Betrachtung gilt dem Ausfall der AC-Leitung 10. In diesem Szenario identifizieren alle vier Umrichterknotten den auftretenden Betriebsmittelausfall auf lokaler Ebene. Die Vorberechnung korrektiver Maßnahmen, sieht für alle vier Umrichter eine deutliche Arbeitspunktkorrektur vor, da die betroffene Leitung eine stark ausgelastete Kuppelleitung zwischen den Regelzonen I und II darstellt. Die dem Ausfall zugeordneten und lokal hinterlegten korrektiven Arbeitspunkt $p_{VSC, \text{kor}}^{\text{VSC}}$ sind in Tab. 4.4 aufgelistet.

Tab. 4.4: Korrektive Arbeitspunkte der VSC-Umrichter für Ausfall der AC Leitung 10

	Umrichter 1	Umrichter 2	Umrichter 3	Umrichter 4
$p_{VSC,korr}$	-5,3 pu	-2,6 pu	5,0 pu	2,5 pu

Die vollständige lokale Identifikation des eintretenden Ausfalls ermöglicht das sofortige Anfahren der vorberechneten korrektiven Arbeitspunkte aller VSC-Umrichter. Der entsprechenden Verlauf der in das AC-Netz eingespeisten Wirkleistung $p_{VSC,AC}$ nach Fehlereintritt, unmittelbarer Identifikation und entsprechender Anpassung des Arbeitspunkte wird in Abb. 4.7 aufgeführt. Die neuen Arbeitspunkte werden innerhalb von 4 s erreicht. Dabei kann davon ausgegangen werden, dass Änderung des Wirkleistungsarbeitspunktes bei entsprechender Parametrierung der VSC-internen Regler auch schneller vollzogen werden können.

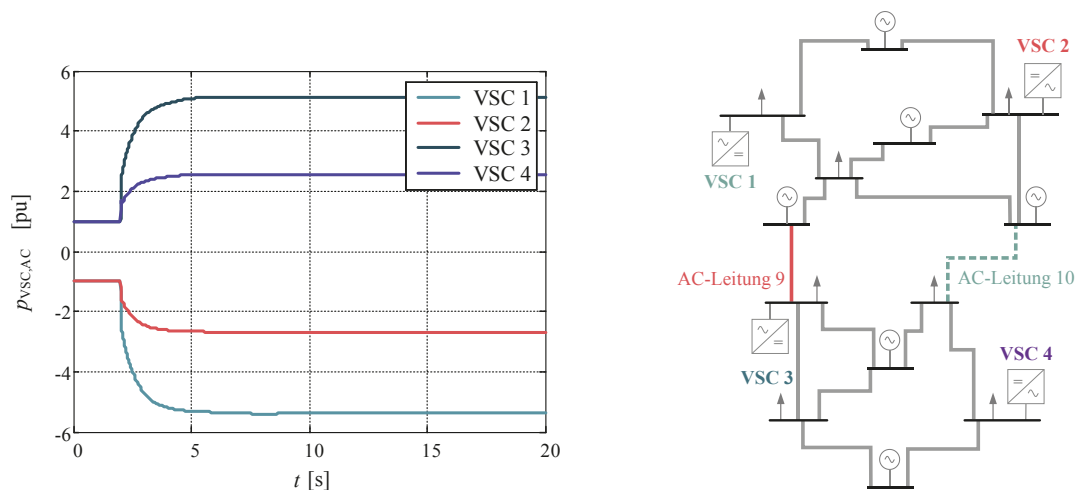


Abb. 4.7: Verlauf der Umrichterleistung $p_{VSC,AC}$ bei Ausfall der AC-Leitung 10 bei $t = 2$ s

In Abb. 4.8 wird der Verlauf der Auslastung der beiden die Regelzonen I und II verbindenden Kuppelleitung gezeigt. Entsprechend des Ausfalls der AC-Leitung 10 bei $t = 2$ s geht deren Auslastung sofort auf 0% zurück. Leitung 9 wird folglich ohne Einsatz korrektiver Maßnahmen stark überlastet (roter Verlauf). Der Verlauf der Leistungsauslastungen bei Einsatz der vorberechneten korrektiven Maßnahmen wird vergleichend gegenübergestellt. Die vorberechneten Arbeitspunkte der Umrichter, sorgen für eine schnelle Entlastung der Leitung nach spätestens 2 s und stabilisieren diese auf 90%. Die Verzögerung innerhalb des gezeigten Verlaufs ist auf das zuvor beschriebene Verhalten der VSC-internen Stromregler zurückzuführen.

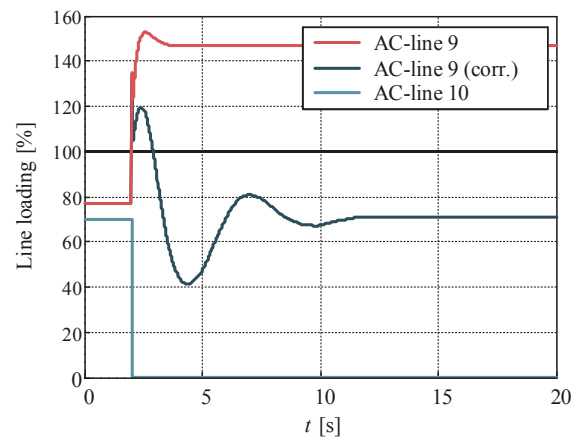


Abb. 4.8: Vergleich der Leitungsauslastung der Kuppelleitungen bei Ausfall der AC-Leitung 10 bei $t = 2$ s

Bei erfolgreicher lokaler Identifikation des Betriebsmittelausfalls, wird die lokale Regelung der DC-Spannung entsprechend der Methode (Abschnitt 3.3) vorgesehene Vorgehensweise von einer Regelung mittels P - U -Kennlinienverfahren auf eine Festwertregelung auf $p_{VSC, \text{kor}}$ umgestellt. Im Falle der beschriebenen vollständigen Identifikation, verbleibt somit keine einzige spannungsregelnde Instanz im DC-System. Minimale Abweichungen in der Berechnung der korrektiven Arbeitspunkte, oder kleine Störungen innerhalb des Systems können zu einem unkontrollierten Abfallen/Ansteigen der DC-Spannung u_{DC} führen, wie Abb. 4.9 für das betrachtete Szenario zeigt.

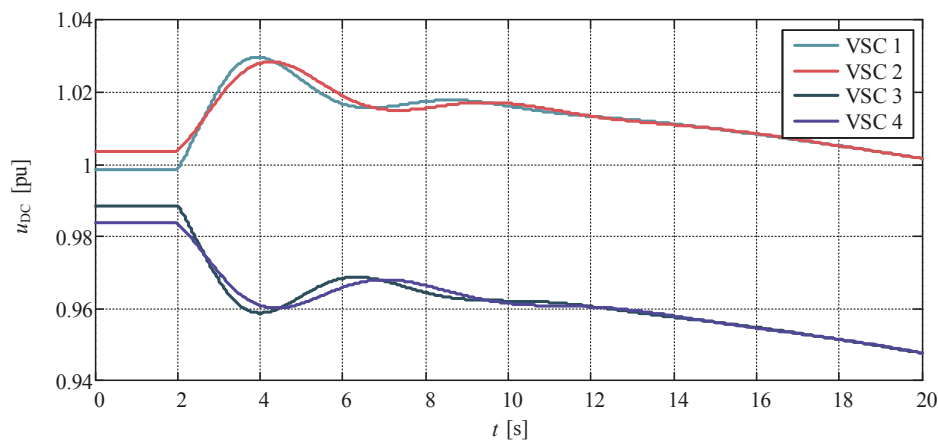


Abb. 4.9: Verlauf der DC-Spannung u_{DC} bei vollständiger Identifikation von Ausfall der AC-Leitung 10 bei $t = 2$ s

Nachdem alle lokal hinterlegten korrektiven Arbeitspunkte entsprechend Abb. 4.7 angefahren wurden, tritt ein stetiger Abfall der DC-Spannung in Folge einer negativen Energiebilanz innerhalb des DC-Netzes auf. Im Falle einer auftretenden Störung kann dieser Effekt deutlich stärker ausfallen und bis zu einem Zusammenbruch des Overlay-Netzes führen. Um dies zu verhindern muss entweder nach kurzer Zeit ein erneutes Umschalten zum P - U -Kennlinienverfahren, das den korrektiven Arbeitspunkten angepasste Kennlinien einsetzt, oder dem generellen Verbleib einer spannungsregelnden Instanz (Slack) realisiert werden.

Dem kann entgegen gehalten werden, dass es in ausgedehnten Netzen (z.Bsp. einem europäischen Overlay-Netz) nicht zu einer vollständigen lokalen Identifikation eines kritischen Ausfalls an allen Umrichter-knoten kommen kann, und das HGÜ-Netz somit niemals gänzlich ohne DC-Spannungsregelung betrieben wird. Das betrachtete Szenario stellt somit ein worst-case Szenario dar. Dennoch wird auf diese Problematik nochmals in Abschnitt 5.1.2 gesondert eingegangen.

4.2.3 Ausreichende Fehleridentifikation

Die folgende Betrachtung stellt das Systemverhalten bei Ausfall der AC-Leitung 9 dar, die ebenfalls eine Kuppelleitung zwischen den Regelzonen I und II darstellt. Das hauptsächliche Unterscheidungskriterium zu dem unter 4.2.1 beschriebenen Szenario ist, dass der Betriebsmittelausfall nicht vollständig, d.h. nicht lokal an jedem Umrichter-knoten, identifiziert werden kann. Dieser Fall ist entgegen dem zuvor betrachteten Szenario besonders relevant für den Betrieb ausgedehnter Netze. Die

Während an den Umrichter-knoten 1, 3 und 4 eine lokale Identifikation und ein Anfahren der korrektiven Maßnahmen (Tab. 4.5) möglich ist, reicht die Veränderung der Messwerte Δx an Knoten 2 nicht für eine lokale Identifikation aus.

Tab. 4.5: Korrektive Arbeitspunkte der VSC-Umrichter für Ausfall der AC Leitung 9

	Umrichter 1	Umrichter 2	Umrichter 3	Umrichter 4
$p_{VSC,korr}$	-5,4 pu	-2,7 pu	5,1 pu	2,6 pu

Trotz dieser Voraussetzungen ist eine aktive Entlastung der ansonsten überlasteten AC-Kuppelleitung 10 möglich, wie der in Abb. 4.10 aufgeführte Vergleich der Leitungsauslastungen zeigt. Ähnlich dem zuvor beschriebenen Szenario kann eine Auslastung der Leitung von über 100% spätestens 2 s nach Störungseintritt verhindert werden. Die gezeigte Auslastung wird entsprechend der korrektiven Arbeitspunkte der Umrichter auf etwa 90% zurück gefahren.

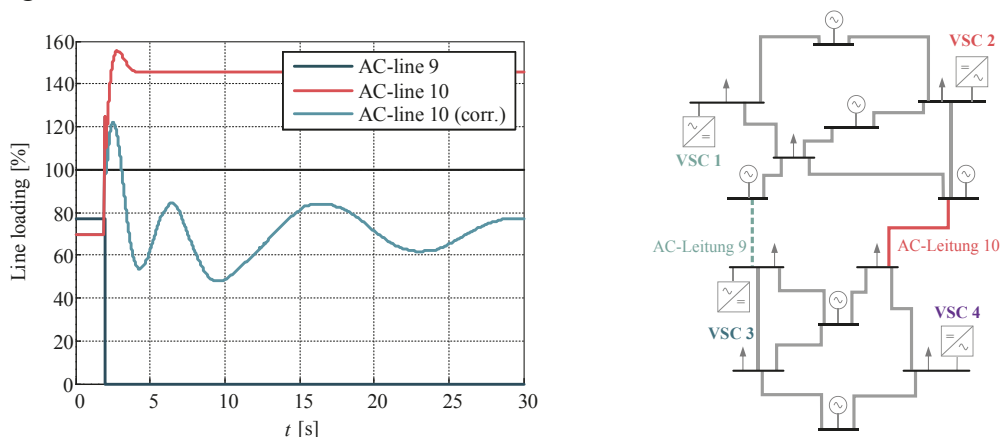


Abb. 4.10: Vergleich der Leitungsauslastung der Kuppelleitungen bei Ausfall der AC-Leitung 9 bei $t = 2$ s

Der Wirkleistungsverlauf der VSC-Umrichter ist in Abb. 4.11 aufgeführt. Die Umrichter 1, 3 und 4 fahren die vorgegebenen korrektiven Arbeitspunkte $p_{VSC,korr}$ innerhalb von 4 s an. Die Leistung an Umrichterknotten 2 verändert sich trotz der lokalen Nicht-Identifikation aufgrund der lokalen DC-Spannungsregelung. Der Wert von $p_{VSC,AC}$ verläuft in einer abklingenden Schwingung um den vorberechneten, jedoch aufgrund der ausbleibenden lokalen Identifikation nicht aktivierten korrektiven Arbeitspunkt. Dieses Verhalten ist auf das weiterhin aktivierte P - U -Kennlinienverfahren zurückzuführen, welches nur noch an Umrichterknotten 2 aktiviert ist, während die verbleibenden Umrichter wegen der lokalen Identifikation auf eine Festwertregelung der Umrichterleistung ($p_{VSC,korr}$) umgeschaltet haben.

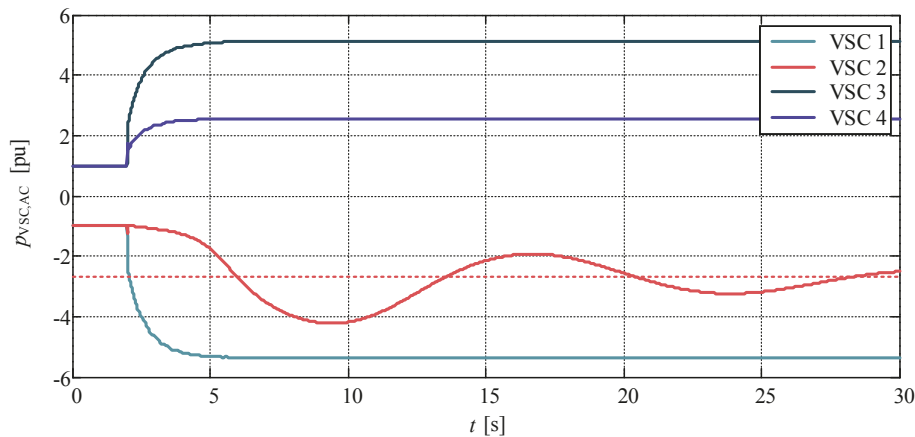


Abb. 4.11: Verlauf der Umrichterleistung $p_{VSC,AC}$ bei Ausfall der AC-Leitung 9 bei $t = 2$ s inklusive Wert des korrektiven Arbeitspunktes $p_{VSC,korr}$ für Umrichter 2

Abb. 4.12 zeigt den Verlauf der kontinuierlichen P - U -Kennlinie (blau), die dem Umrichterknotten zugewiesen ist. Zusätzlich wird der im Zuge der DC-Spannungsregelung von Umrichter 2 abgefahrene Bereich markiert. Der Umrichter passt entsprechend der am DC-Knoten gemessenen Spannung u_{DC} , die als Indiz der Energiebilanz innerhalb des HGÜ-Netzes dient, seine Wirkleistungseinspeisung p_{VSC} an. Der Wert der Wirkleistungseinspeisung p_{VSC} wird so lange angepasst, bis das DC-Energiegleichgewicht wiederhergestellt und die DC-Spannung stabilisiert ist. Auf diese Weise ist das Nachführen des Umrichter-Arbeitspunktes und dessen Anpassung an die korrektiven Maßnahmen des HGÜ-Netzes möglich. So werden diese Maßnahmen, auch bei ausbleibender lokaler Identifikation, zumindest passiv unterstützt. Die Arbeitspunktanpassung verläuft entsprechend der dem Umrichter zugeordneten P - U -Kennlinie. Dem untersuchten Szenario kommt mit Hinsicht auf den Einsatz der Methode in ausgedehnten Netzen eine entsprechende Relevanz zu.

Im untersuchten Fall, bei dem nur ein Umrichter durch die DC-Spannungsregelung nachgeführt wird, kommt entsprechend der DC-Energiebilanz auch nur der angefahrte Arbeitspunkt in Frage. Bei ausgedehnten Netzen, mit einer höheren Anzahl von VSC-Umrichtern ohne lokale Identifikation (im Modus der DC-Spannungsregelung), können dagegen verschiedene Umrichter-Arbeitspunkte erreicht werden, da mehrere Umrichter den Fehler nicht lokal identifizieren und somit mehrere Umrichter an der Ausregelung der DC-Energiebilanz beteiligt sind. Diese entsprechen in der Regel nicht der zentralen OPF-

Berechnung, weshalb weitere Koordinationsmaßnahmen, wie ein Anpassen der P - U -Kennlinien in Betracht zu ziehen sind (siehe dafür Abschnitt 5.1.2).

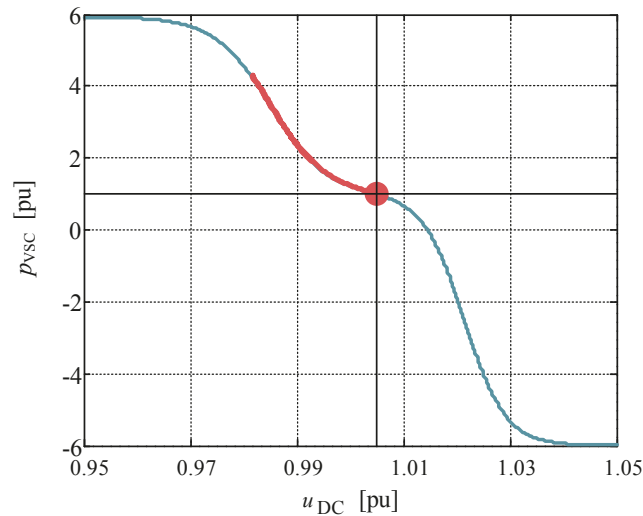


Abb. 4.12: Verlauf der dem Umrichter 2 zugewiesenen P - U -Kennlinie und deren Ausnutzung bei Ausfall von AC-Leitung 9 in Folge einer lokalen Nicht-Identifizierung

4.3 Störanfälligkeit der Methode

Es kann davon ausgegangen werden, dass das Netz unter realen Bedingungen ständigen Schwankungen des Arbeitspunktes unterliegt, hervorgerufen durch Laständerungen, volatile Einspeisungen oder Schalthandlungen in unterlagerten Netzebenen. Ebenfalls ist die zentral durchgeführte dynamische Simulation, auch unter Einsatz detaillierter, hochauflösender Modelle und unter Zuhilfenahme aktueller online-Netzdaten, stets mit Abweichungen behaftet. Um diesem Aspekt Beachtung zu schenken, werden im Folgenden unterschiedliche Berechnungen zur Evaluation der Störanfälligkeit der entwickelten Methode durchgeführt.

4.3.1 Fehldetektion durch Lastsprung

In einer ersten Simulationsreihe wird ein Sprung der vertikalen Lasten an Knoten 6, 9 und 12 durchgeführt, der Schalthandlungen oder Störungen in einer unterlagerten Netzebene abbildet. Insgesamt werden sechs Simulationen, entsprechend einem positiven Sprung von $\Delta p_{\text{Last}} = +10\%$ und einem negativem Sprung $\Delta p_{\text{Last}} = -10\%$ für jeden der genannten Knoten durchgeführt.

In keinem der betrachteten Fälle löst der Identifikationsalgorithmus an den Umrichterknoten aus, da die Abweichung des Spannungswinkels $\Delta \delta_u$ sehr gering ausfällt. Sie liegt damit außerhalb der vorgesehenen Toleranzgrenze (siehe Abschnitt 3.3). Exemplarisch ist der Verlauf von δ_u an AC-Knoten 2 aufgeführt, der bei einem Lastsprung von $+10\%$ am benachbarten Knoten 6 bei $t = 2$ s eintritt. Neben dem Verlauf sind auch der registrierte charakteristische Wert $\Delta \delta_u$ für den Lastsprung, sowie für zwei kritische Ausfälle der AC-Leitungen 1 und 5 aufgeführt.

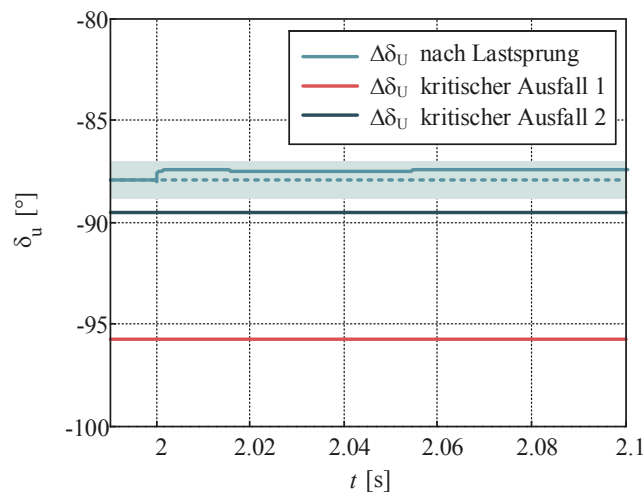


Abb. 4.13: Verlauf von δ_u an AC-Knoten 2 nach Lastsprung von +10% an Knoten 6

Der grüne Streifen in Abb. 4.13 markiert das Toleranzband, innerhalb dessen ein Sprung von δ_u nicht als Störung bzw. kritischen Ausfall detektiert wird. Ein fehlerhaftes „Auslösen“ der Methode und entsprechende Fehlidentifikationen können für den betrachteten Aspekt vertikaler Lastsprünge ausgeschlossen werden.

4.3.2 Abweichung des Lastprofils

Eine weitere Abweichung zwischen der zentral durchgeführten Simulation und dem realen Netz kann durch schwankende vertikale Lasten innerhalb des Fahrplan-Zeitfensters auftreten. Um mögliche Auswirkungen auf die Genauigkeit der Methode zur lokalen Identifikation von kritischen Ausfällen zu überprüfen, werden alle vertikalen Lasten entsprechend der in Anhang A.2 dokumentierten Form in ihrem Wirkleistungsarbeitspunkt p_{last} innerhalb eines Spektrums von $\pm 10\%$ verändert. Die dabei erzielten Ergebnisse werden in Tab. 4.6 aufgelistet.

Tab. 4.6: Auswertungsstatistik der Identifikation bei geändertem Lastprofil (Original, Δp_{Last})

Kritischer Ausfall	Umrichter 1		Umrichter 2		Umrichter 3		Umrichter 4		Resultat
9	✓	9	×	0	✓	9	✓	9	ausreichend
	✓	9	×	0	✓	9	✓	9	ausreichend
10	✓	10	✓	10	✓	10	✓	10	ausreichend
	×	0	×	0	×	0	✓	10	n. ausreichend
12	⊙	12	⊙	0	✓	12	⊙	12	ausreichend
	⊙	12	⊙	0	×	0	×	0	n. ausreichend
17	✓	17	×	0	✓	17	×	0	ausreichend
	⊙	17	×	0	✓	17	⊙	17	ausreichend

Die durchgeführten Änderungen des Lastprofils haben einen direkten Einfluss auf die Leistungsflüsse innerhalb des Netzes und somit auf die Spannungswinkel an den AC-Knoten. Dies hat ebenfalls Auswirkungen auf die sich aus einem Betriebsmittelausfall ergebenden

Fehlercharakteristika. Dementsprechend sinkt die Anzahl der lokalen Identifikationen registrierbar ab. Dies hat ebenfalls zur Folge, dass in zwei von vier kritischen Ausfallszenarien die korrektiven Maßnahmen nicht eingesetzt werden können, um die Netzengpässe zu beseitigen. Der Einsatz weiterer nachgelagerter Instanzen ist somit in jedem Falle notwendig. Dieser Aspekt wird in Abschnitt 5.1.1 aufgegriffen.

4.3.3 Gleichmäßige Variation der Leitungsparameter

Zwischen den Parametern der zentralen dynamischen Simulation zur Bestimmung der Fehlercharakteristika und den tatsächlichen zur Zeit des Fehlereintritts herrschenden Netzparametern sind Abweichungen unvermeidbar. Um die daraus resultierende Effekte auf die Leistungsfähigkeit des entworfenen Identifikations-Algorithmus abzubilden, werden in diesem Abschnitt zunächst in zwei Simulationsreihen alle zuvor als kritisch identifizierten Betriebsmittelausfälle bei einer gleichmäßigen Variation der Leistungslänge Δl von +10% und +15% analysiert. Tab. 4.7 fasst die erzielten Ergebnisse zusammen.

Die Auswertung zeigt, dass die Methode gegenüber einer generellen Abweichung der Parameter nur in einem begrenzten Maße anfällig ist, so dass eine Anwendung auch unter diesem Gesichtspunkt weiterhin sinnvoll und praktikabel erscheint. Die Zahl der erfolgreichen lokalen Identifikationen geht in beiden Untersuchungsreihen leicht zurück. Bei einer Variation von $\Delta l = 10\%$ reicht die Anzahl der lokalen Identifikationen dennoch aus, um im Fall aller vier kritischen Ausfällen die Engpässe durch Korrekturmaßnahmen zu beheben. Bei einer stärkere Variation von $\Delta l = 15\%$ ist dies dagegen nur noch bei einem von vier Ausfällen möglich. Eine zu starke Abweichung der Leitungsparameter ist somit zu vermeiden, um die Leistungsfähigkeit der Methode nicht zu stark zu mindern.

Tab. 4.7: Auswertungsstatistik der Identifikation bei gleichmäßiger Variation der Leitungslänge (Original, $\Delta l_1=10\%$, $\Delta l_2=15\%$)

Kritischer Ausfall	Umrichter 1		Umrichter 2		Umrichter 3		Umrichter 4		Resultat
	✓	⊙	✓	⊙	✓	⊙	✓	⊙	
9	✓	9	✗	0	✓	9	✓	9	ausreichend
	✓	9	⊙	0	⊙	0	✓	9	ausreichend
	⊙	0	⊙	0	⊙	0	✓	9	n. ausreichend
10	✓	10	✓	10	✓	10	✓	10	ausreichend
	✓	10	✗	0	✗	0	✓	10	ausreichend
	✗	0	✗	0	✗	0	✗	0	n. ausreichend
12	⊙	12	⊙	0	✓	12	⊙	12	ausreichend
	⊙	12	✗	0	✓	12	⊙	12	ausreichend
	⊙	12	⊙	0	✓	12	✗	0	ausreichend
17	✓	17	✗	0	✓	17	✗	0	ausreichend
	⊙	17	✗	0	✓	17	✗	0	ausreichend
	✗	0	✗	0	✓	17	✗	0	n. ausreichend

4.3.4 Gestreute Variation der Leitungsparameter

Die im Abschnitt zuvor unternommene Untersuchung von Abweichungen zwischen Simulationsmodell und realen Gegebenheiten wird an dieser Stelle nochmals aufgegriffen. Die Leitungslängen werden in diesem Abschnitt mittels einer Zufallsverteilung im Bereich von

$\pm 10\%$ bzw. $\pm 15\%$ variiert. Die einzelnen eingesetzten Leistungslängen werden im Anhang angeführt und die Ergebnisse in Tab. 4.8 gelistet.

Tab. 4.8: Auswertungsstatistik der Identifikation bei gestreuter Variation der Leitungslänge (Original, $\max(\Delta l_1)=10\%$, $\max(\Delta l_2)=15\%$)

Kritischer Ausfall	Umrichter 1		Umrichter 2		Umrichter 3		Umrichter 4		Resultat
	✓	9	✗	0	✓	9	✓	9	
9	✗	0	✗	0	✓	9	✓	9	ausreichend
	✗	0	✗	0	✓	9	✓	9	ausreichend
	✗	0	✗	0	✓	9	✓	9	ausreichend
10	✓	10	✓	10	✓	10	✓	1	ausreichend
	✓	10	✓	10	✗	0	✗	0	ausreichend
	✓	10	✓	10	✗	0	✗	0	ausreichend
12	⊙	12	⊙	0	✓	12	⊙	12	ausreichend
	⊙	12	⊙	0	✓	12	⊙	12	ausreichend
	⊙	12	⊙	0	✓	12	⊙	12	ausreichend
17	✓	17	✗	0	✓	17	✗	0	ausreichend
	✓	17	✗	0	✓	17	✗	0	ausreichend
	✓	17	✗	0	✓	17	✗	0	ausreichend

Die Untersuchung zeigt, dass die Variation der Leitungslängen, bei beiden Simulationsreihen negative Auswirkungen auf die Gesamtanzahl der lokalen Identifikationen hat. Dennoch kann ungeachtet ob 10% oder 15% Maximalvariation in allen Fällen die Netzengpässe durch ausreichend gezielte Korrektivmaßnahmen der Umrichter behoben werden. Dies unterstreicht nochmals die Aussage, dass eine vollständige lokale Identifikation nicht zwangsläufig notwendig ist.

Der Vergleich mit der Untersuchung in Abschnitt 4.3.2 (Gleichmäßige Variation um $\Delta l = 10\%$ bzw. $\Delta l = 15\%$) zeigt, dass der entwickelte Algorithmus gegenüber zufallsbasierten Abweichungen der Leitungsparameter weniger anfällig ist, als bei gleichmäßigen Abweichungen.

4.3.5 Modifikation der Kraftwerkparameter

Im Zuge der zentral durchgeführten Simulation können ebenfalls Abweichungen zwischen den Modellparametern der Kraftwerke und deren tatsächlichem Betriebsverhalten auftreten, da die Modellierung auf vereinfachten Modellansätzen beruht. Stellvertretend dafür erfährt das in der Anlaufzeitkonstante T_A enthaltene Trägheitsmoment J der Kraftwerke eine Streuung. T_A bewegt sich im Referenzfall zwischen 10-12 s und wird für die folgende Simulationsreihe auf Werte zwischen 5-15 s angepasst.

Diese Änderung berücksichtigt auch den in [91] beschriebenen Effekt, dass sich die akkumulierte Anlaufzeitkonstante von Einspeiseknoten im Zuge eines steigenden Einsatzes erneuerbarer Energieerzeugung reduziert (vgl. PV-Anlagen oder Windenergieanlagen mit doppelt gespeisten Asynchronmaschinen). Der Effekt besitzt eine entsprechende Relevanz für diese Arbeit, da die Einspeisung aus erneuerbaren Energien an den Einspeiseknoten innerhalb des Berechnungszeitfenster von beispielsweise 15 min volatil verlaufen kann,

und somit exakt der beschriebene Effekt sich verändernder Kraftwerkparameter einstellt. Tab. 4.9 fasst die während der durchgeführten Simulationsreihe erzielten Ergebnisse zusammen.

Tab. 4.9: Auswertungsstatistik der Identifikation bei geändertem Trägheitsmoment

Kritischer Ausfall	Umrichter 1		Umrichter 2		Umrichter 3		Umrichter 4		Resultat
	✓	9	✗	0	✓	9	✓	9	
9	✓	9	✗	0	✓	9	✓	9	ausreichend
10	✓	10	✓	10	✓	10	✓	10	ausreichend
12	⊙	12	⊙	0	✓	12	⊙	12	ausreichend
17	✓	17	✗	0	✓	17	✗	0	ausreichend

Wie der in Abb. 4.14 abgebildete Verlauf von δ_u am AC-Knoten 2 bei Ausfall der AC-Leitung 2 zeigt, wirkt sich die geänderte Trägheit der Kraftwerke auf den Gesamtverlauf, nicht aber auf den Sprung bei Fehlereintritt aus. Da dieser der lokalen Detektion und Identifikation dient, bleibt die Zahl der lokalen Identifikation entsprechend unverändert und die Leistungsfähigkeit der Methode unbeschränkt.

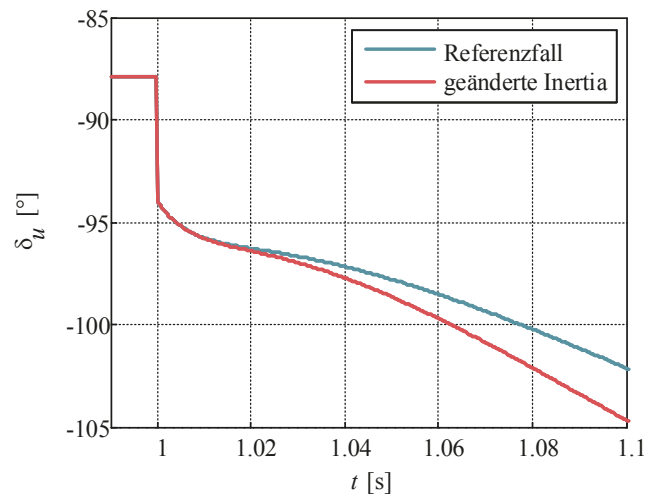


Abb. 4.14: Vergleich der Spannungswinkel δ_u an AC-Knoten 2 für den Ausfall von AC-Leitung 1 bei unterschiedlichen Anlaufzeitkonstanten T_A der Kraftwerke

5 Zusammenfassung und Ausblick

Die zukünftige Einrichtung von HGÜ-Verbindungen und deren darauffolgende Transformation in ein dem AC-Übertragungsnetz überlagertes Overlay-Netz erfordert in vielen Aspekten ein Um- bzw. Weiterdenken hinsichtlich der Netzbetriebsführung und ihren Grundsätzen. Die in Kapitel 1 vorgestellte Diversitäre Redundanz stellt dabei einen wesentlichen Aspekt dar. Das Konzept sieht eine gegenseitige Unterstützung von AC- und HGÜ-Netz vor, beispielsweise bei auftretenden Betriebsmittelausfällen. Aufgrund der Entkopplung beider Netze durch die VSC-Umrichter lässt sich dies nur durch eine kontrollierte Anpassung der Umrichter-Arbeitspunkte realisieren. Darauf aufbauend wird in dieser Arbeit das Konzept der korrektiven Maßnahmen aufgegriffen. Diese sehen ein schnelles Anpassen der Umrichter-Arbeitspunkte bei Eintritt eines Betriebsmittelausfalls vor, um so andernfalls resultierende Netzengpässe und Grenzwertverletzungen zu vermeiden.

Die daraus abgeleiteten Forschungsfragen dieser Arbeit lauten: Wie lassen sich korrektive Maßnahmen für ein vermaschtes HGÜ-Overlay-Netz berechnen und möglichst schnell aktivieren? Und welche Effekte sind dabei besonders zu beachten?

Die in Kapitel 2 durchgeführte State-of-the-Art-Analyse zeigt, dass eine Methode zum Erkennen von Ausfällen und das Anfahren der entsprechenden korrektiven Maßnahmen in einen zentralen und einen lokalen Bestandteil zu untergliedern ist. Bisher existiert kein explizites Verfahren, das eine schnelle Identifikation von auftretenden Betriebsmittelausfällen auf lokaler Ebene kommunikationslos ermöglicht. Diese lokale Identifikation eines Ausfalls wird allerdings als notwendig erachtet, um die korrektiven Maßnahmen schnell durchzuführen und gleichzeitig unabhängig gegenüber Ausfällen der Kommunikationsverbindung zur zentralen SCADA zu sein. Nur mit einer solchen lokalen Ausfallidentifikation kann eine sinnvolle Umsetzung der Diversitären Redundanz erfolgen. Eine OPF-Berechnung der korrektiven Arbeitspunkte erfordert dagegen eine Übersicht über das Gesamtsystem und muss deshalb zentral durchgeführt werden.

Die Umsetzung der zu entwickelnden Methode gliedert sich somit in zwei Teilaspekte. An erster Stelle steht die Generierung der korrektiven Maßnahmen, bzw. der sich daraus ergebenden Umrichter-Arbeitspunkte für kritische Betriebsmittelausfälle. Dieser Aspekt wird in Kapitel 3.1 behandelt. Mittels einer Ausfallanalyse werden kritische Betriebsmittelausfälle identifiziert und für diese unter Anwendung des Differential Evolution Optimierungsverfahrens Arbeitspunkte berechnet, die einen Betrieb des Netzes ohne Engpässe und Grenzwertverletzungen ermöglichen und bei Auftreten des jeweiligen Fehlers aktiviert werden. Die eingesetzte Zielfunktion minimiert dabei die Abweichung zwischen stationärem und korrektivem Arbeitspunkt auf ein Mindestmaß. Mitunter ist es nicht möglich für alle kritischen Ausfälle funktionierende Korrekturmaßnahmen durch die Änderung der Umrichter-Arbeitspunkte zu leisten. Die Ergebnisse der Berechnung werden in definierten Zeitintervallen (z.B. bei regulären Fahrplanwechseln) an die Umrichter übertragen und lokal hinterlegt.

Der zweite behandelte Aspekt stellt die lokale Identifikation eines auftretenden kritischen Ausfalls an den Umrichterknotten dar, mit Hilfe derer die hinterlegten korrektiven Arbeitspunkte abgerufen und angefahren werden können. Diese Methodik wird in Abschnitt 3.2 entwickelt. Auf Basis der erfolgten Ausfallanalyse werden für die kritischen Betriebsmittelausfälle Fehlercharakteristika mittels einer dynamischen Simulation bestimmt und parallel zu den zentral berechneten korrektiven Arbeitspunkten an die Umrichter übertragen.

Im genannten Abschnitt werden aufbauend auf einer Betrachtung der existierenden Messtechnik, Fehlerverläufe nach Betriebsmittelausfällen analysiert und dabei typische Charakteristika identifiziert. Auf diese Weise kann auf einen vollständigen Abgleich von Zeitreihen verzichtet werden. Zusätzlich wird in Abschnitt 3.3 ein Algorithmus entwickelt der anhand der gemessenen und hinterlegten Fehlercharakteristika den vorliegenden Ausfall identifiziert und den ebenfalls lokal gespeicherten korrektiven Arbeitspunkt aktiviert. Dieser Identifikationsalgorithmus basiert auf einem einfachen Entscheidungsnetzwerk. Als charakteristische Werte kommen dabei die im Moment des Ausfalls auftretenden Veränderungen des Spannungswinkels $\Delta\delta_u$ und der Leitungsströme Δi_{ij} am Umrichterknotten zum Einsatz.

Die Leistungsfähigkeit der Methode wird in Kapitel 4 durch ein für diese Arbeit konzipiertes Simulationssystem und Referenznetz evaluiert. Generell ist es nicht nötig an allen Umrichterknotten den auftretenden Ausfall lokal zu erkennen, um die korrektiven Maßnahmen effektiv einsetzen zu können. Die in dieser Arbeit entwickelte Methode ist im Falle aller kritischen Ausfälle fähig, diese lokal zu identifizieren und die Netzengpässe durch Änderung der Umrichter-Arbeitspunkte zu vermeiden. In allen Fällen ist somit eine Diversitäre Redundanz sichergestellt, wobei das klassische $(n-1)$ -Kriterium des AC-Netzes nicht erfüllt ist.

In Abschnitt 4.2 werden dabei ausführliche Betrachtungen von zwei Ausfalls-Szenarien gezeigt. Die untersuchten Leitungsüberlastungen der Kuppelleitungen können innerhalb weniger Sekunden vollständig behoben werden. Der Anteil einer verteilten DC-Spannungsregelung an der Aktivierung korrektiver Maßnahmen, im konkreten Anwendungsfall das kontinuierliche $P-U$ -Kennlinienverfahren, wird ebenfalls vorgestellt.

Weiterhin wird der Identifikationsalgorithmus auf seine Robustheit gegenüber hohen Abweichungen zwischen Parametern der dynamischen Simulation und den Realbedingungen im Netz getestet. Unpräzise Kraftwerkparameter werden als unkritisch identifiziert, während Abweichungen der Leitungsparameter und Arbeitspunkte vertikaler Lasten einen gewissen Rahmen nicht überschreiten dürfen, da andernfalls die Leistungsfähigkeit der Methode deutlich abnimmt und Korrekturmaßnahmen nicht in ausreichendem Maße abgerufen werden können.

Abschließend zeigt die Arbeit, dass die entwickelte Methode – bestehend aus zentraler OPF-Berechnung korrektiver Arbeitspunkte und lokaler Ausfall-Identifikation – ein autarkes und schnelles Handeln der VSC-Umrichter zum Einleiten korrektiver Maßnahmen ermöglicht und sicherstellt. Für den erfolgreichen Betrieb innerhalb eines ausgedehnten Netzes sind alle wesentlichen Grundlagen geschaffen.

5.1 Ausblick

Um den Betrieb eines vermaschten AC-HGÜ-Netz unter dem Gesichtspunkt Diversitärer Redundanz zu ermöglichen, sind aufbauend auf den in dieser Arbeit geschaffenen Ansätze weitere Aspekte zu untersuchen bzw. in die Betriebsführung zu implementieren. Teilaspekte werden im folgenden Ausblick aufgeführt.

5.1.1 Wirkleistungsarbeitspunkt

Eine erfolgreiche lokale Identifikation an einem Umrichterknotten hat den Aufruf und das Anfahren des lokal hinterlegten korrektiven Arbeitspunktes zur Folge. Wie Abb. 5.1 zeigt stellt die entwickelte Methode somit die schnellste Instanz innerhalb des skizzierten Betriebsführungskonzepts dar. Die lokale Identifikation des kritischen Ausfalls und das Ergreifen der korrektiven Maßnahme findet im Zeitbereich von 20-100 ms statt.

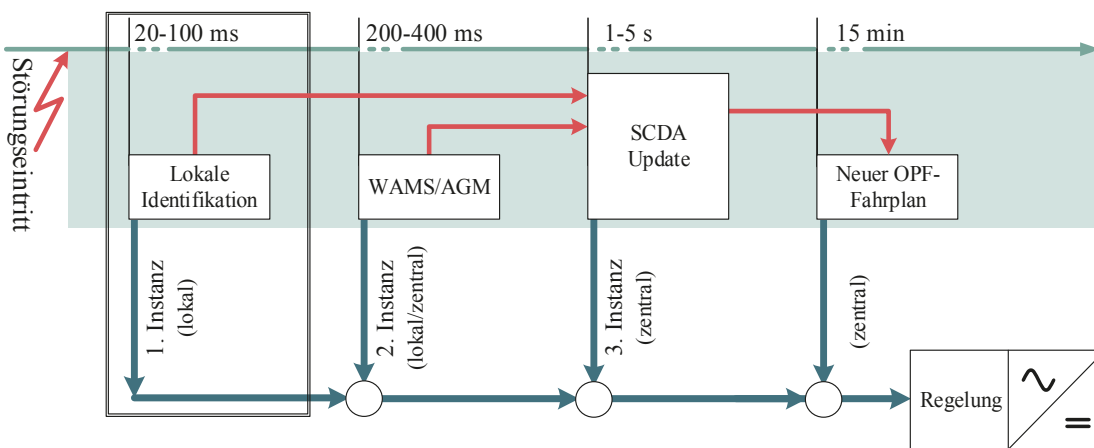


Abb. 5.1: Zeithorizont und Organisation der Betriebsführungsinstanzen

Allerdings besteht die Gefahr, dass im Zuge einer unzureichend genauen Simulation zur Ermittlung der Fehlercharakteristika ($\Delta\delta_u$ und Δi_{ij}) die Anzahl der lokalen Identifikationen nicht ausreicht, wirkungsvolle Maßnahmen in Form aktivierter korrektiver Arbeitspunkte an den Umrichterknotten zu ergreifen. Aus diesem Grund werden im Folgenden weitere Instanzen zur Unterstützung/Erweiterung der entwickelten Methode innerhalb unterschiedlicher Zeitbereiche der Betriebsführung aufgeführt.

- **200-400 ms:** Mittels der in Abschnitt 2.2 vorgestellten AGM kann das AC-Netz durch Anpassen der Umrichter-Arbeitspunkte beim Transport von Austatsuchleistung nach dem Eintritt von kritischen Ausfällen unterstützt werden. Eine sinnvolle Kombination beider Methoden soll in einem weiteren Schritt gezielt untersucht werden.
- **1-5 s:** Sowohl die Methode zur lokalen Ausfallidentifikation als auch die AGM stellen ihre Informationen über das Auftreten von Ausfällen global bereit. Darauf aufbauend lässt sich der Einsatz korrektiver Maßnahmen zentral mittels SCADA weiterführend koordinieren. Somit können fehlerhafte Identifikationen korrigiert und bisher ausgebliebene Maßnahmen aktiviert werden.

- 15 min:** Nach Eintritt eines Ausfalls wird das Netz zunächst durch die korrektiven Maßnahmen der geschilderten Instanzen stabilisiert und in einen zulässigen Zustand zurückgeführt. Der sich daraus ergebende Arbeitspunkt weicht mitunter stark von dem prä-Fehler Arbeitspunkt, der u.a. nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimiert ist, ab. Auf Basis der post-Fehler Topologie und des bestehenden Fahrplans kann ein neuer OPF-Arbeitspunkt berechnet werden, der Umrichter-Arbeitspunkte, Schaltzustände etc. beinhaltet. Entsprechend der roten Pfeile in Abb. 5.2. kann das Netz somit in den Zustand der optimierten Diversitären Redundanz überführt werden.

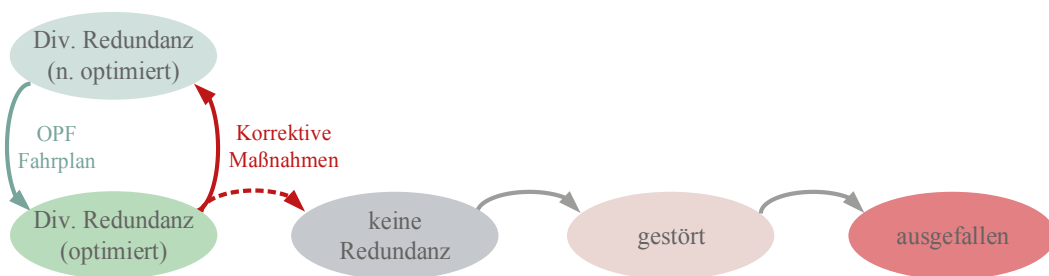


Abb. 5.2: Zustandsdiagramm mit korrektiven Maßnahmen unter Ausnutzung Diversitärer Redundanz zur Wahrung der Netzsicherheit mit neuem Zustand „Optimal“

Die Implementierung der einzelnen Aspekte, sowie die Gesamtkoordination sind in späteren Arbeiten auszuarbeiten und entsprechend zu evaluieren.

5.1.2 DC-Spannungsregelung

Wie bereits herausgearbeitet, sind bei Betrieb eines ausgedehnten Netzes eine vollständige lokale Identifikation und das entsprechende Umschalten aller Umrichterknotten auf eine Leistungsfestwert-Regelung unwahrscheinlich und auch nicht notwendig. Die in Abschnitt 4.2.1 beschriebene Gefahr des Zusammenbruchs der DC-Spannung durch den Wegfall aller spannungsregelnden Instanzen kann somit vernachlässigt werden. Die Umrichter in direkter Nähe zum Ausfall fahren den hinterlegten korrektiven Arbeitspunkt bei deaktivierter DC-Spannungsregelung an, während das Energiegleichgewicht innerhalb des HGÜ-Netzes durch die im Modus des kontinuierlichen P - U -Kennlinienverfahrens verbleibenden Umrichter sichergestellt wird.

Deren Beteiligung an der Ausregelung der DC-Spannung u_{DC} verläuft entsprechend der vorgegebenen P - U -Kennlinie (Abb. 5.3 a)), die eine Überlastung des Umrichters und des den Umrichter umgebenden AC-Netzes verhindert. Je größer die Netzausdehnung ausfällt, desto besser verteilt sich auch der Regelleistungsbedarf der einzelnen Umrichter bei einer passiven Beteiligung an korrektiven Maßnahmen. Dies gilt unter Annahme eines ähnlichen Kennlinienverlaufs an allen Umrichterknotten.

Der Aufbau eines weiträumig vermaschten HGÜ-Overlay-Netzes wird mutmaßlich schrittweise und mit der Vorstufe eines regional beschränkten Netzes erfolgen. Übertragen auf ein europäisches Overlay-Netz, kann beispielsweise ein AC-HGÜ-Netz in Deutschland

eine Vorstufe darstellen. Dementsprechend hoch ist gerade in einer solchen Anfangsphase die Dichte der Umrichter-knoten des Overlay-Netzes in einem sehr begrenzten AC-Netzgebiet, womit die Wahrscheinlichkeit steigt, dass alle Umrichter-knoten einen kritischen Ausfall identifizieren und die DC-Spannung nicht mehr geregelt wird, wie in Abschnitt 4.2.1. Neben der Möglichkeit die DC-Spannungsregelung nach wenigen Sekunden zu reaktivieren, ist auch ein Anpassen der P - U -Kennlinie im Falle einer lokalen Ausfall-identifikation denkbar.

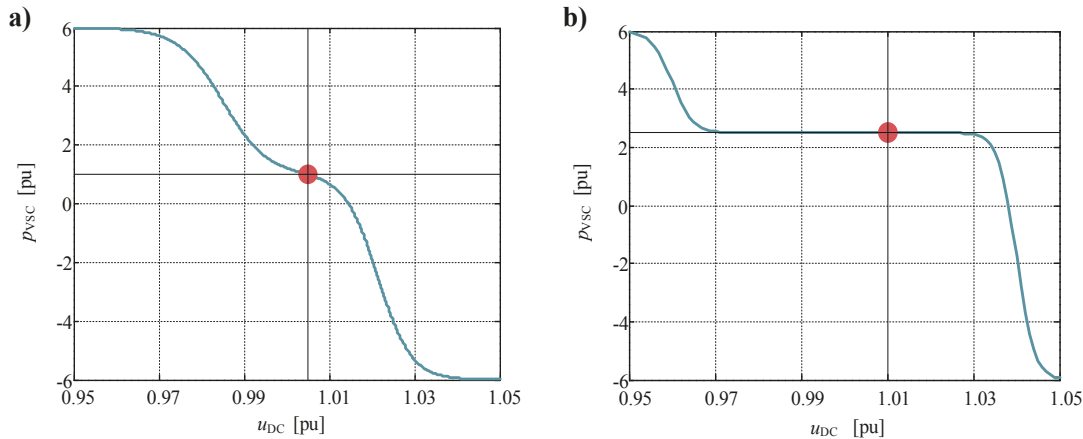


Abb. 5.3: Exemplarischer Verlauf von kontinuierlichen P - U -Kennlinien a) stationärer Betrieb b) gestörter Betrieb als Ersatz für Wirkleistungs-Festwertregelung

Diese wird unter anderem durch den Umrichter-Arbeitspunkt hinsichtlich Wirkleistung $p_{VSC,AP}$ und Spannung $u_{DC,AP}$ beschrieben. Eine zentrale Vorberechnung und lokale Speicherung in Verbindung mit den korrektiven Arbeitspunkten aufbauend auf der OPF-Berechnung kann implementiert werden. Die in Abb. 5.3 b) gezeigte Kennlinie eignet sich gut für dieses Vorhaben. Das breite Totband um den korrektiven Arbeitspunkt garantiert dessen Einhalten für einen gewissen DC-Spannungsbereich. Die Randbereiche der kontinuierlichen P - U -Kennlinie stellen die Einhaltung des DC-Energiegleichgewichts sicher, falls alle Umrichter des HGÜ-Netzes die Störung lokal identifizieren.

5.1.3 Verbleibende Aspekte

Die bisher durchgeführten Untersuchungen zur Evaluierung der Methode bleiben auf korrektive Maßnahmen bei Ausfällen von AC-Übertragungsleistungen beschränkt. Zukünftige Erweiterungen der Betrachtung um Ausfälle von Kraftwerken, VSC-Umrichtern und DC-Verbindungen stellen hinsichtlich der Berechnung korrektiver Maßnahmen keinen Mehraufwand dar. Für die Identifikation von Fehlern im HGÜ-Netz ist ein Einsatz des in [92] entwickelten Verfahrens denkbar, während für den Ausfall von Kraftwerken die Eignung der in dieser Arbeit vorgestellten Methode zu prüfen ist.

Das eingesetzte Optimierungsverfahren und die realisierte Zielfunktion, bieten ebenfalls Raum für weitere Untersuchungen. Eine dabei als besonders relevant erscheinende Frage

lautet, ob die einem kritischen Betriebsmittelausfall zugeordneten korrektiven Maßnahmen auf die Umrichter, die den Fehler mit hoher Wahrscheinlichkeit lokal identifizieren, beschränkt werden können.

Hinsichtlich der Bestimmung der eingesetzten Fehlercharakteristika bleibt zu prüfen, in welcher Detailtiefe die zentral durchgeführte dynamische Simulation erfolgen muss, und welche Vereinfachungen, wie zum Beispiel Ersatznetzbildung, Zusammenfassung von Erzeugungseinheiten, Modellreduktion, etc. möglich sind.

6 Literaturverzeichnis

- [1] *ENTSO-E Network Code on Operational Security*, Jan. 2015.
- [2] *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien: EEG*, 2014.
- [3] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH, and TransnetBW GmbH, *Regionenmodell Stromtransport 2013*. Available: http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Kunden/regionenmodell_stromtransport_2013.PDF (2015, Jan. 09).
- [4] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, *Netzentwicklungsplan Strom 2014: Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Available: <http://www.netzentwicklungsplan.de/> (2015, Jan. 10).
- [5] R. Wiget und G. Andersson, „DC optimal power flow including HVDC grids,” in *Proc. 2013 IEEE Electrical Power & Energy Conference (EPEC)*, pp. 1–6.
- [6] A. Pizano-Martinez, C. R. Fuerte-Esquivel und H. Ambriz-Perez, „Modeling of VSC-Based HVDC Systems for a Newton-Raphson OPF Algorithm,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 4, pp. 1794–1803, Nov. 2007.
- [7] T. M. Haileselassie und K. Uhlen, „Primary frequency control of remote grids connected by multi-terminal HVDC,” in *Proc. 2010 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–6.
- [8] A.-K. Marten, „Integration der Betriebsführung eines HGÜ-Overlay-Netzes in die Leitungs-Frequenz-Regelung eines Drehstrom-Verbundnetzes,” Masterthesis, Institut für Elektrische Energie- und Steuerungstechnik, TU Ilmenau, Ilmenau, 2001.
- [9] T. K. Vrana, J. Beerten, R. Belmans und O. B. Fosso, „A classification of DC node voltage control methods for HVDC grids,” *Electric Power Systems Research*, vol. 103, pp. 137–144, 2013.
- [10] *ENTSO-E Continental Europe Operation Handbook / P3 Operational Security*, Mar. 2009.
- [11] *ENTSO-E Continental Europe Operation Handbook / P1 Load Frequency Control and Performance*, Mar. 2009.
- [12] CIGRE Brochure 533, *HVDC Grid Feasibility Study*, 2013.
- [13] A.-K. Marten und D. Westermann, „Local HVDC Grid Operation with Multiple TSO Coordination at a Global Optimum,” in *Proc. 2014 IEEE International Energy Conference (Energycon)*, pp. 1–7.
- [14] A. Monticelli, M. Pereira und S. Granville, „Security-Constrained Optimal Power Flow with Post-Contingency Corrective Rescheduling,” *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-7, no. 2, pp. 43–44, Feb. 1987.
- [15] O. Alsac und B. Stott, „Optimal Load Flow with Steady-State Security,” *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. 93, no. 3, pp. 745–751, 1974.
- [16] M. Vrakopoulou, S. Chatzivasileiadis, E. Iggland, M. Imhof, T. Krause, O. Makela, J. L. Mathieu, L. Roald, R. Wiget und G. Andersson, „A unified analysis of security-constrained OPF formulations considering uncertainty, risk, and controllability in single and multi-area systems,” in *Proc. 2013 IREP Symposium*, pp. 1–19.
- [17] R. Wiget, E. Iggland und G. Andersson, „Security Constrained Optimal Power Flow for HVAC and HVDC Grids,” in *Proc. 2014 18th Power Systems Computation Conference*
- [18] T. Gönen, *Electrical Power Transmission System Engineering Analysis and Design*, 3te Ausg. New York: Crc Pr Inc, 2008.
- [19] C. Rehtanz, *Intelligente Systeme in der elektrischen Energieversorgung*. Düsseldorf: VDI-Verlag, 2002.

- [20] J. D. McDonald, *Electric Power Substations Engineering*, 3te Ausg. Boca Raton, FL: CRC Press, 2012.
- [21] M. Kezunovic, *Application of Time-synchronized Measurements in Power System Transmission Networks*: Springer, 2014.
- [22] A. Abur und A. Gómez Expósito, *Power System State Estimation: Theory and Implementation*. New York: Marcel Dekker, 2004.
- [23] L. Yue, Z. Liao und S. Huang, „Fault diagnosis based on fault recorder data and temporal constraint network in HV transmission system,” in *Proc. 2010 International Conference on Green Circuits and Systems (ICGCS)*, pp. 561–566.
- [24] A. A. Girgis und M. B. Johns, „A hybrid expert system for faulted section identification, fault type classification and selection of fault location algorithms,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 978–985, Apr. 1989.
- [25] B. F. Wollenberg und T. Sakaguchi, „Artificial intelligence in power system operations,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 75, no. 12, pp. 1678–1685, Dec. 1987.
- [26] J. R. McDonald, G. M. Burt und D. J. Young, „Alarm processing and fault diagnosis using knowledge based systems for transmission and distribution network control,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 7, no. 3, pp. 1292–1298, Aug. 1992.
- [27] B. Graeme, J. R. McDonald, J. Spiller und D. Brooke, „A realtime decision support system for the operation of a 132 kV power network,” in *Proc. 1993 2nd International Conference on Advances in Power System Control, Operation & Management*, pp. 548–553.
- [28] M. Chantler, P. Pogliano, A. Aldea, G. Torielli, T. Wyatt und A. Jolley, „The use of fault-recorder data for diagnosing timing and other related faults in electricity transmission networks,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 15, no. 4, pp. 1388–1393, Nov. 2000.
- [29] M. J. Wooldridge, *An introduction to multiagent systems*, 2te Ausg. Chichester, U.K.: John Wiley & Sons, 2009.
- [30] M. Wolter, „Agent Based Energy Management Systems,” Habilitation, Institut für Energieversorgung und Hochspannungstechnik, TU Hannover, Hannover, 2001.
- [31] M. Wolter, H. Guercke, T. Isermann und L. Hofmann, „Multi-agent based distributed power flow calculation,” in *Proc. 2010 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, pp. 1–6.
- [32] M. Wolter und L. Hofmann, „Agentenbasiertes Energiemanagement zur Spannungshaltung in Verteilnetzen,” *Automatisierungstechnik*, vol. 59, no. 3, pp. 161–166, 2011.
- [33] C. Becker, „Autonome Systeme zur koordinierenden Regelung von FACTS-Geräten,” Ph.D. Dissertation, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, Dortmund, 2000.
- [34] U. Häger, „Agent-based real-time coordination of power flow controllers,” Ph.D. Dissertation, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, TU Dortmund, Dortmund, 2012.
- [35] S. Müller, U. Häger und C. Rehtanz, „Integrated coordination of AC power flow controllers and HVDC transmission by a multi-agent system,” in *Proc. 2013 Workshop on Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES)*, pp. 1–8.
- [36] U. Häger, S. Lehnhoff, C. Rehtanz und H. F. Wedde, „Multi-Agent System for Coordinated Control of Facts Devices,” in *Proc. 2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems (ISAP)*, pp. 1–6.
- [37] A.-K. Marten, „Operation of meshed High Voltage Direct Current (HVDC) Overlay Grids: From Operational Planning to Real Time Operation,” Ph.D. Dissertation, Institut für Elektrische Energie- und Steuerungstechnik, TU Ilmenau, Ilmenau, 2015.

- [38] Z. Lukszo, G. Deconinck und Weijnen, M. P. C, *Securing Electricity Supply in the Cyber Age: Exploring the risks of information and communication technology in tomorrow's electricity infrastructure*. New York: Springer, 2010.
- [39] A.-K. Marten und D. Westermann, „Load frequency control in an interconnected power system with an embedded HVDC Grid,” in *Proc. 2012 IEEE Power & Energy Society (PES) General Meeting*, pp. 1–7.
- [40] A.-K. Marten und D. Westermann, „Schedule for converters of a meshed HVDC grid and a contingency schedule for adaption to unscheduled power flow changes,” in *Proc. 2013 IEEE Power & Energy Society (PES) General Meeting*, pp. 1–5.
- [41] *ENTSO-E Continental Europe Operation Handbook / A3 Operational Security*, Mar. 2009.
- [42] N. Balu, T. Bertram, A. Bose, V. Brandwajn, G. Cauley, D. Curtice, A. Fouad, L. Fink, M. G. Lauby, B. F. Wollenberg und J. N. Wrubel, „On-line power system security analysis,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 80, no. 2, pp. 262–282, Feb. 1992.
- [43] G. Ejebe und B. Wollenberg, „Automatic Contingency Selection,” *IEEE Trans. on Power Apparatus and Syst*, vol. PAS-98, no. 1, pp. 97–109, Jan. 1979.
- [44] G. K. Stefopoulos, Fang Yang, G. J. Cokkinides und A. P. Sakis Meliopoulos, „Advanced contingency selection methodology,” in *Proc. 2005 37th Annual North American Power Symposium*, pp. 67–73.
- [45] V. Brandwajn, „Efficient bounding method for linear contingency analysis,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 3, no. 1, pp. 38–43, 1988.
- [46] V. Brandwajn und M. G. Lauby, „Complete bounding method for AC contingency screening,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 4, no. 2, pp. 724–729, May. 1989.
- [47] J. Carpentier, „Contribution a l’Etude du Dispatching Economique,” *Bullentin Société Francaise de Electriciens*, Aug. 1962, pp. 431–447, 1962.
- [48] D. W. Wells, „Method for economic secure loading of a power system,” *Proc. of the Institution of Electrical Engineers UK*, vol. 115, no. 8, p. 1190, Aug. 1968.
- [49] H. Dommel und W. Tinney, „Optimal Power Flow Solutions,” *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-87, no. 10, pp. 1866–1876, Oct. 1968.
- [50] G. Reid und L. Hasdorff, „Economic Dispatch Using Quadratic Programming,” *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-92, no. 6, pp. 2015–2023, Nov. 1973.
- [51] K. R. Frish, „Principles of Linear Programming: the Double Gradient Form of the Logarithmic Potential Method,” Institute of Economics, University of Oslo, 1954.
- [52] J. A. Momoh, R. Adapa und M. E. El-Hawary, „A review of selected optimal power flow literature to 1993. I. Nonlinear and quadratic programming approaches,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 1, pp. 96–104, Feb. 1999.
- [53] J. A. Momoh, M. E. El-Hawary und R. Adapa, „A review of selected optimal power flow literature to 1993. II. Newton, linear programming and interior point methods,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, no. 1, pp. 105–111, Feb. 1999.
- [54] J. H. Holland, *Adaptation in natural and artificial systems: An introductory analysis with applications to biology, control, and artificial intelligence*, 1te Ausg. Cambridge, Mass.: MIT Press, 1992.
- [55] R. Storm und K. Price, „Differential Evolution: a simple and efficient adaptive scheme for global Optimization over Continuous Spaces,” *Berkley ICSI*, 1995.
- [56] R. Eberhart und J. Kennedy, „A new optimizer using particle swarm theory,” in *Proc. 1995 6th International Symposium on Micro Machine and Human Science (MHS)*, pp. 39–43.

- [57] W. A. Bukhsh, A. Grothey, McKinnon, Ken I. M. und P. A. Trodden, „Local Solutions of the Optimal Power Flow Problem,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4780–4788, 2013.
- [58] T. S. Chung und Y. Z. Li, „A hybrid GA approach for OPF with consideration of FACTS devices,” *IEEE Power Eng. Rev*, vol. 20, no. 8, pp. 54–57, 2000.
- [59] B. Mahdad und K. Srairi, „Differential evolution for optimal power flow considering shunt FACTS under contingency situation,” in *Proc. 2006 6th International Conference on Sciences of Electronic, Technologies of Information and Telecommunications (SETIT)*, pp. 121–127.
- [60] Onate Yumbra, Pablo E, J. M. Ramirez und Coello Coello, Carlos A, „Optimal Power Flow Subject to Security Constraints Solved With a Particle Swarm Optimizer,” *IEEE Trans. Power Systems*, vol. 23, no. 1, pp. 33–40, Jan. 2008.
- [61] J. Vesterstrom und R. Thomsen, „A comparative study of differential evolution, particle swarm optimization, and evolutionary algorithms on numerical benchmark problems,” in *Proc. 2004 Congress on Evolutionary Computation*, pp. 1980–1987.
- [62] C. N. Ravi und C. C. A. Rajan, „A comparative analysis of differential evolution and genetic algorithm for solving optimal power flow,” in *Proc. 2012 5th IEEE Power India Conference*, pp. 1–6.
- [63] M. N. Suharto, M. Y. Hassan, M. S. Majid, M. P. Abdullah und F. Hussin, „Optimal power flow solution using evolutionary computation techniques,” in *Proc. 2011 IEEE Region 10 Technical Conference (TENCON)*, pp. 113–117.
- [64] R. Mallipeddi und P. N. Suganthan, „Ensemble of Constraint Handling Techniques,” *IEEE Trans. Evol. Computat*, vol. 14, no. 4, pp. 561–579, 2010.
- [65] K. Vaisakh und L. R. Srinivas, „Differential Evolution based OPF with Conventional and Non-Conventional Cost Characteristics,” in *Proc. 2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference (POWERCON)*, pp. 1–9.
- [66] P. S. Manoharan, P. S. Kannan, S. Baskar und M. W. Iruthayarajan, „Penalty parameterless constraint handling scheme based evolutionary algorithm solutions to economic dispatch,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 2, no. 4, p. 478, Jun. 2008.
- [67] B. Tessema und G. G. Yen, „A Self Adaptive Penalty Function Based Algorithm for Constrained Optimization,” in *Proc. 2006 IEEE International Conference on Evolutionary Computation*, pp. 246–253.
- [68] W. Feng, L. B. Tjernberg, L. A. Tuan, A. Mannikoff und A. Bergman, „An extended OPF incorporating multi-terminal VSC-HVDC and its application on transmission loss evaluation,” in *Proc. 2013 IEEE Grenoble PowerTech*, pp. 1–6.
- [69] M. Baradar, M. R. Hesamzadeh und M. Ghandhari, „Modelling of multi-terminal HVDC systems in optimal power flow formulation,” in *Proc. 2012 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, pp. 1–7.
- [70] L. Castaing, M.-S. Debry, G. Bareux und O. Beck, „Optimal operation of HVDC links embedded in an AC network,” in *Proc. 2013 IEEE PowerTech*, pp. 1–6.
- [71] A. G. Phadke und J. S. Thorp, *Synchronized Phasor Measurements and their Applications*. New York: Springer, 2008.
- [72] A. G. Phadke und B. Kasztenny, „Synchronized Phasor and Frequency Measurement Under Transient Conditions,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 24, no. 1, pp. 89–95, Dec. 2009.
- [73] W. Sattinger, J. Bertsch und P. Reinhardt, „Operational Experience with Wide Area Monitoring Systems,” *CIGRÉ Session SC B5-216*, 2006.

- [74] D. R. Gurusinghe, A. D. Rajapakse und K. Narendra, „Testing and Enhancement of the Dynamic Performance of a Phasor Measurement Unit,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 29, no. 4, pp. 1551–1560, 2014.
- [75] J. Ren und M. Kezunovic, „An Adaptive Phasor Estimator for Power System Waveforms Containing Transients,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 27, no. 2, pp. 735–745, Feb. 2012.
- [76] *IEEE Standard for Synchronphasor Measurements for Power Systems*, IEEE C37 118-1-2011.
- [77] R. Zivanovic und C. Cairns, „Implementation of PMU technology in state estimation: an overview,” in *Proc. 1996 4th IEEE AFRICON*, pp. 1006–1011.
- [78] K.-P. Brand, W. Wimmer und V. Lohmann, *Substation Automation Handbook*. Bremgarten, Switzerland: Utility Automation Consulting Lohmann, 2003.
- [79] N. Nedjah, L. Macedo Mourelle und J. Kacprzyk, *Innovative Applications in Data Mining*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2009.
- [80] T. B. Littler und D. J. Morrow, „Wavelets for the analysis and compression of power system disturbances,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 14, no. 2, pp. 358–364, 1999.
- [81] W. Neves, N. Brito, B. A. Souza, A. V. Fontes, K. Dantas, A. B. Fernandes und S. Silva, „Sampling rate of digital fault recorders influence on fault diagnosis,” in *Proc. 2004 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 406–411.
- [82] Cigré Working Group B4.58, „Devices for Load flow Control and Methodologies for Direct Voltage Control in a Meshed HVDC Grid,” Cigré, 2015.
- [83] D. Westermann, „Moderne Methoden der Netzregelung bei Verbundbetrieb,” Olten, May. 2005.
- [84] B. R. Oswald, *Berechnung von Drehstromnetzen: Berechnung stationärer und nichtstationärer Vorgänge mit Symmetrischen Komponenten und Raumzeigern*, 2te Ausg. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2013.
- [85] *IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies*, IEEE 421-5-1992, 2006.
- [86] S. Cole, „Steady State and Dynamic Modelling of VSC HVDC Systems for Power System Simulation (Dissertation),” Ph.D. Dissertation, Dep. Electrical Engineering, Katholieke Universiteit Leuven, Leuven, 2010.
- [87] H. Latorre, „Modeling and Control of VSC-HVDC Transmissions (Dissertation),” Ph.D. Dissertation, Royal Institute of Technology Stockholm, Stockholm, 2011.
- [88] M. Imhof und G. Andersson, „Dynamic modeling of a VSC-HVDC converter,” in *Proc. 2013 48th Universities' Power Engineering Conference (UPEC)*, pp. 1–6.
- [89] *ENTSO-E Network Code on High Voltage Direct Current Connections and DC-connected Power Park Modules*, 2014.
- [90] D. Westermann, A. K. Marten, L. Vento und P. Favre, „Factors influencing Oscillations within meshed HVDC Grids and Implications for DC Voltage Control,” in *Proc. 2014 9th Conference on Critical Information Infrastructures Security (CRITIS)*, pp. 1–6.
- [91] A. Ulbig, T. S. Borsche und G. Andersson, „Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation,” in *Proc. 2014 IFAC World Congress*, pp. 1–7.
- [92] C. Troitzsch, „Netzfehler in vermaschten HGÜ-Netzen: Ein Verfahren zur Berechnung, Detektion, Fehlerklärung,” Masterthesis, Institut für Elektrische Energie- und Steuerungstechnik, TU Ilmenau, Ilmenau, 2014.

-
- [93] F. Kiessling, P. Nefger und U. Kaintzyk, *Overhead Power Lines: Planning, Design, Construction*. London: Springer, 2003.
- [94] H. Gremmel, *Schaltanlagen*, 10te Ausg. Düsseldorf: Cornelsen Girardet, 1999.

A. Anhang

A.1 Korrektive OPF-Berechnung

Auf Basis des Arbeitspunktes im Netz, der Netztopologie und der stationären Umrichter-Arbeitspunkte generiert die korrektive OPF-Berechnung die im Falle eines kritischen Ausfalls anzufahrenden korrektiven Umrichter-Arbeitspunkte $p_{VSC,korr}$. Tab. A.1 führt für alle vier Umrichter die den kritischen Ausfällen zugeordneten Abweichungen zwischen korrektivem und stationärem Arbeitspunkt auf (siehe Gleichung (A.1)).

$$\Delta p_{VSC,korr} = p_{VSC,korr} - p_{VSC,stat} \quad (A.1)$$

Die Auflistung berücksichtigt nur die kritischen Ausfälle für die korrektive Maßnahmen der VSC-Umrichter sinnvoll sind, d.h. bei denen auftretende Netzengpässe und Grenzwertverletzungen durch korrektive Umrichter-Arbeitspunkte behoben werden können.

Tab. A.1: Umrichter-Arbeitspunkte der korrektiven OPF-Berechnung

Kritischer Ausfall	$\Delta p_{VSC,korr}$ Umrichter 1	$\Delta p_{VSC,korr}$ Umrichter 2	$\Delta p_{VSC,korr}$ Umrichter 3	$\Delta p_{VSC,korr}$ Umrichter 4
9	-4,4 pu	-1,7 pu	4,1 pu	1,6 pu
10	-4,3 pu	-1,6 pu	4,0 pu	1,5 pu
12	-0,0 pu	-2,2 pu	2,1 pu	0,0 pu
17	-0,0 pu	-1,7 pu	1,7 pu	0,0 pu

Die Berechnung der korrektiven Arbeitspunkte basiert auf der unter Abschnitt 3.1 vorgestellten Implementierung der Differential Evolution.

A.2 Modellierung Referenznetz

Die für die Modellierung des Referenznetzes eingesetzten Daten werden an dieser Stelle aufgeführt. Tab. A.2 zeigt die Parameter für das PI-Ersatzschaltbild zur Modellierung der AC- und DC-Übertragungsleitungen innerhalb des Simulationssystems.

Tab. A.2: Eingesetzte Leitungsparameter für AC- und DC-Leitungen [93], [94]

	R'	X'	C'
AC-Leitung	0,03 Ω /km	0,26 Ω /km	0 nF/km
DC-Leitung	0,01 Ω /km	0,27 Ω /km	12 nF/km

Die Längen der AC-Leitungen werden in Tab. A.3 aufgelistet, einschließlich der Leitungsnummerierung, Anfangs- und Endknoten. Neben der einheitlichen Leitungslänge von 100 km, die im Referenznetz Verwendung findet, sind auch die in Abschnitt 4.3.4 eingesetzten Streuwerte Δl mit $\pm 10\%$ und $\pm 15\%$ aufgeführt.

Tab. A.3: Daten AC-Leitungen inklusive der Längenvariationen für Abschnitt 4.3.4

Nr.	Start	Ziel	Initial Länge	$ Δl < ± 10\%$	$ Δl < ± 15\%$
1	1	2	100 km	93 km	89 km
2	2	6	100 km	96 km	94 km
3	5	1	100 km	102 km	103 km
4	4	5	100 km	109 km	113 km
5	3	6	100 km	94 km	91 km
6	4	6	100 km	109 km	113 km
7	6	7	100 km	100 km	100 km
8	5	7	100 km	106 km	109 km
9	3	8	100 km	94 km	91 km
10	4	9	100 km	99 km	98 km
11	8	10	100 km	108 km	112 km
12	9	10	100 km	106 km	109 km
13	9	11	100 km	102 km	103 km
14	8	12	100 km	92 km	88 km
15	5	12	100 km	107 km	110 km
16	11	12	100 km	104 km	106 km
17	8	11	100 km	98 km	97 km

Die Verbindung zwischen der AC-Seite der eingesetzten selbstgeführten VSC-Umrichter und dem eigentlichen AC-Knoten des Referenznetzes wird mittels Umrichter-Transformatoren realisiert. Vereinfacht kommen dazu standardisierte Daten 3 phasiger 380 kV-Transformatoren zum Einsatz, die in Tab. A.3 aufgeführt werden. Zusätzliche Reaktor-Spulen zwischen Transformator und Umrichter werden in der Simulation nicht berücksichtigt.

Tab. A.4: Daten des Umrichter-Transformators [94]

	u_k	u_r	S
Daten	10%	0,3 %	1000 MVA

Tab. A.5 enthält die Daten der modellierten AC-Knoten. Dies umfasst die Wirkleistungs-Arbeitspunkte der sechs vorgesehenen konventionellen Kraftwerke P_{Gen} und der vier VSC-Umrichter P_{VSC} , die jeweils als PU- bzw. Slack-Knoten ausgeführt werden. Die Werte orientieren sich am Erzeugerzählpeilsystem. Des Weiteren werden ebenfalls die Arbeitspunkte der vertikalen Lasten P_{Last} und Q_{Last} im Verbraucherzählpeilsystem aufgeführt.

Tab. A.5: Daten der AC-Knoten

Nr.	Typ	$P_{\text{Gen}} / \text{MW}$	$P_{\text{VSC}} / \text{MW}$	$P_{\text{Last}} / \text{MW}$	Δp_{Last}	$Q_{\text{Last}} / \text{Mvar}$
1	Slack	949,2	-100,0	–	–	–
2	PQ	–	–	700,0	+8,6 %	300,0
3	PU	800,0	–	–	–	–
4	PU	900,0	–	–	–	–
5	PU		-100,0	700,0		300,0
6	PQ		–	700,0	+4,3 %	300,0
7	PU	900,0	–	–	–	–
8	PU		100,0	700,0	0,0 %	300,0
9	PQ		–	700,0	2,9 %	300,0
10	PU	800,0	–	–	–	–
11	PQ		97,2	700,0	-8,6 %	300,0
12	PQ		–	700,0	+7,1 %	300,0
13	PU	600,0	–	–	–	–

Zusätzlich enthält die Tabelle auch die vorgesehene Variation der Last (Δp_{Las}), die in Abschnitt 4.3.3 zur Bewertung der Methode bei veränderten Lastprofilen zum Einsatz kommt.

A.3 Identifikationsalgorithmus

Der entwickelte Algorithmus zur Fehlerdetektion, der mit den Lösungsmengen aus dem Abgleich der Fehlercharakteristika c_1 (Leistungsschalter), c_2 ($\Delta\delta_u$) und c_3 (Δi_{ij}) gespeist wird, ist in Abb. A.1 einzusehen.

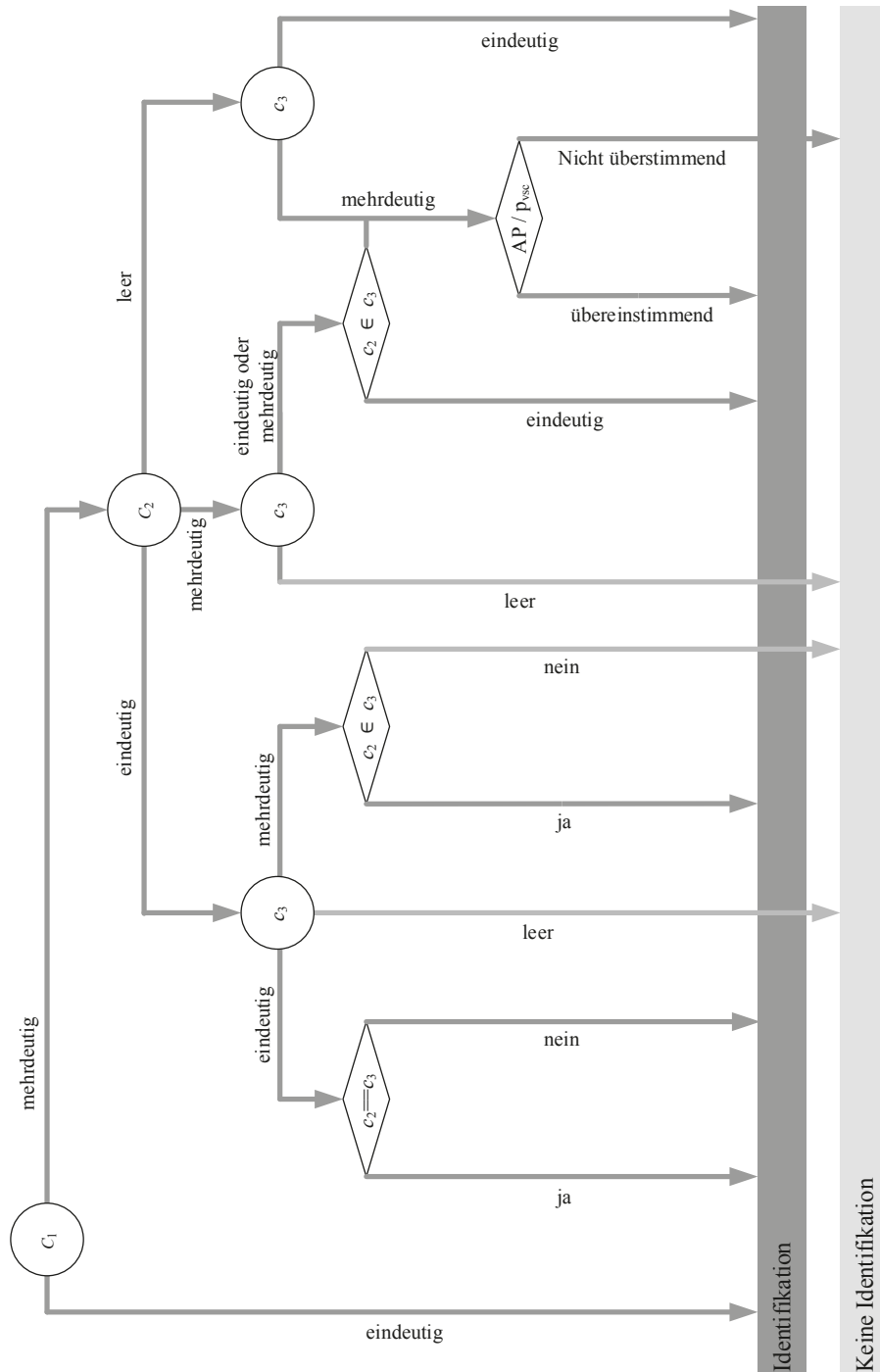


Abb. A.1: Identifikationsalgorithmus

B. Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current / Wechselstrom
ACE	Area Control Error
AI	Artificial Intelligence
AGM	Angle Gradient Method
DC	Direct Current / Gleichstrom
DE	Differential Evolution
DFR	Digital Fault Recorder
DFT	Diskrete Fourier Transformation
EE	Erneuerbare Energie(-Träger)
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
ENTSO-E	European Transmission System Operator - Electricity
EP	Evolutionary Programming
FACTS	Flexible AC-Transmission System
FFT	Fast Fourier Transformation
GA	Genetic Algorithm
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HVDC	High Voltage Direct Current
MAS	Multi Agenten System
NLP	Non-Linear Programming
OPF	Optimal Power Flow
PMU	Phasor Measurement Unit
PSO	Particle Swarm Optimization
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
VSC	Voltage Source Converter
WAN	Wide Area Network
WAMS	Wide Area Monitoring System

C. Formelverzeichnis

$\delta_{u,i}$	Spannungswinkel der AC-Spannung an Knoten i
$\Delta\delta_u$	Fehlercharakteristikum Spannungswinkel
Δi_{ij}	Fehlercharakteristikum Leitungsstrom
$\Delta p_{VSC,kor}$	Abweichung zwischen stationärem und korrektivem Umrichterarbeitspunkt
c_1	Lösungsmenge der Auswertung der Leistungschalterzustände
c_2	Lösungsmenge der Auswertung der Spannungswinkel δ_u
c_3	Lösungsmenge der Auswertung der Leitungsströme i_{ij}
CR	Kreuzungsrate
F	Mutationskonstante
$F(u,x)$	Zielfunktion
$g(u,x)$	Nebenbedingungen, Ungleichungen
$h(u,x)$	Nebenbedingungen, Gleichungen
i_{ij}	Leistungsströme zwischen AC-Knoten i und j
$iter$	Iterationsschritt
$iter_{max}$	Maximalanzahl der Iterationsschritte
$iter_{min}$	Minimalanzahl der Iterationsschritte
k_{OPF}	Optimaler Aufteilungsfaktor zwischen AC- und DC-Leistungsflüssen bei AGM-Einsatz
NP	Populationsanzahl
$p^{(G)}$	Populationen der aktuellen Iterationsstufe G
p_{Gen}	Wirkleistung der Erzeugung
p_{Last}	Wirkleistung der Last
$p_{VSC,AC}$	Wirkleistung des VSC-Umrichters auf AC-Seite
$p_{VSC,DC}$	Wirkleistung des VSC-Umrichters auf DC-Seite
$p_{VSC,AP}$	stationärer Wirkleistungsarbeitspunkt des VSC-Umrichters
$p_{VSC,korr}$	korrektiver Wirkleistungsarbeitspunkt des VSC-Umrichters
$p_{ij,DC}$	Wirkleistungsaustausch zwischen Knoten i und j im DC-Netz
$p_{ij,AC}$	Wirkleistungsaustausch zwischen Knoten i und j im AC-Netz
q_{Gen}	Blindleistung der Erzeugung
q_{Last}	Blindleistung der Last
$\underline{u}_{AC,i}$	Komplexe Spannung an AC-Knoten i

$u_{AC,j}$	Spannungsbetrag an AC-Knoten i
$u_{DC,i}$	Spannung an DC-Knoten i
$u_i^{(G)}$	Trail-Vektor der Population i in der aktuellen Iterationsstufe G
s_{ij}	Wirkleistungsaustausch zwischen Knoten i und j
$v_i^{(G)}$	Mutant-Vektor der Population i in der aktuellen Iterationsstufe G
$x_i^{(G)}$	Lösungsvektor der Population i in der aktuellen Iterationsstufe