

Robert Schmaranz

# Zuverlässigkeits- und sicherheitsorientierte Auslegung und Betriebsführung elektrischer Netze

Technische und organisatorische Maßnahmen unter  
Berücksichtigung neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse

EPS 1

**MONOGRAPHIC SERIES TU GRAZ**  
ELECTRICAL POWER SYSTEMS



**Robert Schmaranz**

**Zuverlässigkeits- und sicherheitsorientierte Auslegung und  
Betriebsführung elektrischer Netze**

Technische und organisatorische Maßnahmen unter Berücksichtigung neuer  
wissenschaftlicher Erkenntnisse

**Monographic Series TU Graz**

**Electrical Power Systems**

Herausgeber

Lothar Fickert

Institut für Elektrische Anlagen

# Monographic Series TU Graz

Electrical Power Systems

Band 1

**Robert Schmaranz**

---

## **Zuverlässigkeits- und sicherheitsorientierte Auslegung und Betriebsführung elektrischer Netze**

Technische und organisatorische Maßnahmen unter Berücksichtigung neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse

---

Diese Schrift wurde als Habilitationsschrift im Juni 2014 an der Technischen Universität Graz eingereicht.

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

Umschlagbild      © instamatics  
Cover              Norbert Prem, der prem;  
                         Christina Fraueneder, TU Graz

Druck              Prime Rate  
                         [www.primerate-druckerei.at](http://www.primerate-druckerei.at)

Unveränderter Nachdruck 2016

© 2015 Verlag der Technischen Universität Graz  
[www.ub.tugraz.at/Verlag](http://www.ub.tugraz.at/Verlag)

ISBN: 978-3-85125-413-6

## **Vorwort des Herausgebers**

Die Tatsache, dass unsere Zivilisation in großem Umfang von der elektrischen Energie als energetischer Grundversorgung abhängt, erfordert für den Betrieb elektrischer Energiesysteme sowohl eine situationsgerechte und alle modernen Erkenntnisse berücksichtigende Betriebsführung als auch eine konsequente und wissenschaftlich fundierte Planung.

Die vorliegende Veröffentlichung „Zuverlässigkeits- und sicherheitsorientierte Auslegung und Betriebsführung elektrischer Netze - Technische und organisatorische Maßnahmen unter Berücksichtigung neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse“ widmet sich dieser anspruchsvollen Verbindung von Wissenschaft und Praxis auf dem Gebiet der Netzgestaltung und Netzführung.

Der Autor stellt dabei erstmalig folgende Themenkreise in einen großen Zusammenhang: rechtlich-organisatorische Rahmenbedingungen, verschiedene Funktionalitäten einer modernen Leitstelle, den Beitrag ausgewogener Schutzkonzepte zur Netzsicherheit, die Bewältigungskonzepte für Großstörungen bis hin zu Zertifizierungsfragen.

Die Praxisorientierung wird dabei immer wieder auf wissenschaftliche Fundamente zurückgeführt. Die Tatsache, dass in diesem Buch ein Praktiker mit profundem theoretischem Hintergrund – oder sollte man sagen: ein Theoretiker mit profundem praktischem Hintergrund – sich des komplexen Themas in spannender und anschaulicher Weise annimmt, ist als Glücksumstand zu werten.

Damit liegt mit dieser Veröffentlichung auch ein Nachschlagewerk für PraktikerInnen vor, das auf Grund seiner umfänglichen Bearbeitung der Materie auch als Lehr- und Lernunterlage herangezogen werden kann.

Als Institutsvorstandes des Institutes für elektrische Anlagen sehe ich die oben beschriebene Anforderung unter dem Aspekt der Hauptaufgabe einer technischen Universität, nämlich die forschungsgeleitete Lehre bzw. Weiterbildung, in gelungener Weise erfüllt. Ich wünsche den Leserinnen und Lesern viel Freude bei der Lektüre und bei der Anwendung der von Dr. Robert Schmaranz beschriebenen Themen.

**Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Lothar Fickert**  
Institutsvorstand des Institutes für Elektrische Anlagen  
der Technischen Universität Graz

# Vorwort des Autors

In den letzten 12 Jahren hatte ich die Möglichkeit, unterschiedliche wissenschaftliche Arbeiten zu verfassen und an einigen mitzuwirken. Die Themenbereiche waren dabei vielfältig und umfassten betriebliche, anlagentechnische, organisatorische und rechtliche Aspekte im Zusammenhang mit Elektrizitätsversorgungssystemen. Diese Habilitationsschrift stellt im Wesentlichen eine Zusammenfassung meiner bisherigen wissenschaftlichen Publikationen und Fachvorträge sowie der Erfahrungen in der Auslegung und insbesondere im Betrieb elektrischer Anlagen dar.

Meine ersten Schritte in der „Welt der Energietechnik“ ermöglichte mir Univ.-Prof. Manfred Heindler (†). Er war nicht nur ein ausgezeichnete Lehrmeister, sondern auch eine herausragende Persönlichkeit. Ihm verdanke ich, dass ich diese berufliche Richtung eingeschlagen habe.

Univ.-Prof. Lothar Fickert war mein Mentor während meiner Dissertation und hat bereits während meines Studiums an der Technischen Universität Graz mein Interesse an der Energie- und Anlagentechnik geweckt. Er hat es immer wieder verstanden, komplexe Sachverhalte auf unkonventionelle Art und Weise transparent und einfach darzustellen.

Im Speziellen möchte ich mich bei Ao.Univ.-Prof. Herwig Renner für die Zusammenarbeit der letzten Jahre bedanken. Er war ein wesentlicher Richtungsweiser während dieser Arbeit und hat mich mit offener Diskussion und zahlreichen Anregungen bei vielen meiner Publikationen maßgeblich unterstützt.

An dieser Stelle möchte ich mich auch bei all jenen Verwandten, Freunden und Kollegen bedanken, die mich in den letzten Jahren ermutigt und mir somit auch die Möglichkeit geboten haben, meiner wissenschaftlichen Tätigkeit nachzugehen.

Meiner Frau Hanni und meinen Kindern Sophie und Philip gebührt der größte Dank. Sie haben mir über viele Jahre großen Freiraum gegeben, um diese Arbeit durchführen zu können. Dabei haben Sie viel Geduld bewiesen und in diesen Jahren selbst auf einiges verzichtet.

# Kurzfassung

## **Zuverlässigkeits- und sicherheitsorientierte Auslegung und Betriebsführung elektrischer Netze**

Die zentralen Aufgaben jedes Netzbetreibers sind die Errichtung und die Betriebsführung von elektrischen Anlagen in den konzessionierten Netzgebieten. Dabei stehen die Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität sowie der sichere, effiziente und wirtschaftliche Betrieb im Vordergrund. In dieser Arbeit werden technische, organisatorische und rechtliche Aspekte von Elektrizitätsversorgungssystemen näher beleuchtet und neue, wissenschaftliche Erkenntnisse präsentiert. Es werden Systemapplikationen für Leitstellen ebenso behandelt wie Schutz- und Automatisierungskonzepte, Erdschluss- und Stabilitätsthemen. Weitere Schwerpunkte sind der Vorbereitung auf Großstörungen und deren Bewältigung sowie den Rahmenbedingungen für Krisenorganisationen gewidmet. Den Abschluss bilden sicherheitsorientierte Zertifizierungen und damit die systematische Analyse der Kernaufgaben von Netzbetreibern.

*Schlüsselwörter: Netzbetrieb, Anlagenkonzepte, Leitstelle, Großstörung, Zertifizierung*

## **Abstract**

### **Reliability- and security-based design and operation of electrical grids**

The central tasks of each grid operator are the design, the implementation and the operation of the electrical devices within the licensed grid areas. The main focus lies hereby on the service reliability and the quality of supply as well as on the secure, efficient and economic grid operation. In this work technical, organisational and legal aspects of electrical power systems are highlighted and new, scientific knowledge is presented. In this context system applications for operation centres, protection and automation concepts, earth-fault topics and rotor angle instabilities are discussed. Furthermore, the preparation for and the dealing with blackouts as well as the general requirements for crisis organisations are specified. Finally, security-based certifications with a systematic analysis of the core-tasks of grid operators are addressed.

*Key words: grid operation, grid concepts, operation centre, blackout, certification*



# Inhaltsverzeichnis

<b>VORWORT .....</b>	<b>I</b>
<b>KURZFASSUNG .....</b>	<b>II</b>
<b>INHALTSVERZEICHNIS .....</b>	<b>III</b>
<b>1 EINLEITUNG .....</b>	<b>1-1</b>
1.1 Überblick .....	1-1
1.2 Kurzübersicht über die einzelnen Kapitel .....	1-2
<b>2 RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE BETRIEBSFÜHRUNG .....</b>	<b>2-1</b>
2.1 Einleitung .....	2-1
2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen .....	2-2
2.3 Organisatorische Rahmenbedingungen .....	2-3
2.4 Sicherheitsorientierte Aus- und Weiterbildung .....	2-11
2.5 Training des Betriebspersonals .....	2-18
<b>3 FUNKTIONEN EINER MODERNEN LEITSTELLE .....</b>	<b>3-1</b>
3.1 Einleitung .....	3-1
3.2 Basisdaten für Netzleitsysteme .....	3-3
3.3 SCADA Standard-Funktionalitäten .....	3-5
3.4 Visualisierungsebenen .....	3-9
3.5 Höhere Entscheidungs- und Optimierfunktionen .....	3-18
3.6 Abschaltmanagement .....	3-24
3.7 Störungsmanagement .....	3-29
3.8 Blitzortung in SCADA .....	3-34
3.9 Visualisierung des frequenzabhängigen Lastabwurfs .....	3-42
3.10 Phasor Measurement Units .....	3-45
3.11 Austrian Awareness System .....	3-47
3.12 Wetterinformationen .....	3-49
3.13 Workforce Management .....	3-52
3.14 Elektronische Dienstübergabe .....	3-55
3.15 Kommunikation .....	3-57
3.16 Notfallebenen .....	3-59

---

3.17	Forschungsprojekte zu aktuellen Themen der Betriebsführung .....	3-60
3.17.1	Rahmenbedingungen .....	3-60
3.17.2	Hochspannungsebene .....	3-61
3.17.3	Mittelspannungsebene .....	3-63
3.17.4	Niederspannungsebene .....	3-68
3.18	Visionen für künftige Systemapplikationen .....	3-73
<b>4</b>	<b>NETZ- UND SCHUTZKONZEPTE IN DER BETRIEBSFÜHRUNG .....</b>	<b>4-1</b>
4.1	Einleitung .....	4-1
4.2	Schutzeinrichtungen und Netzautomatisierung .....	4-2
4.2.1	Anforderung an Schutzsysteme .....	4-2
4.2.2	Lebensdauer von Schutzeinrichtungen .....	4-3
4.2.3	Erneuerungsstrategie von Schutzeinrichtungen .....	4-7
4.2.4	Prüfstrategie von Schutzeinrichtungen .....	4-10
4.2.5	Schutz- und Automatisierungskonzepte .....	4-14
4.3	Impedanzmessung an Freileitungen als Basis für eine exakte Fehlerortung .....	4-19
4.3.1	Schutzstaffelung .....	4-19
4.3.2	Theoretische Grundlagen .....	4-20
4.3.3	Messtechnik und Messverfahren .....	4-25
4.3.4	Impedanzmessung an einem 110-kV Freileitungssystem .....	4-29
4.3.5	Erkenntnisse aus den Messungen .....	4-31
4.4	Reduzierung von Störeinträgen in ein 110-kV Netz .....	4-34
4.4.1	Ausgangssituation .....	4-34
4.4.2	Besondere Gegebenheiten des Freileitungszuges .....	4-35
4.4.3	Simulationsmodell und -ergebnisse .....	4-38
4.4.4	Gesetzte Maßnahmen an der Freileitung .....	4-41
4.4.5	Erkenntnisse aus den Feldversuchen .....	4-44
4.5	Wirkleistungsinstabilität in Verteilnetzen .....	4-46
4.5.1	Theoretische Grundlagen .....	4-46
4.5.2	Wirkleistungsinstabilität in einem 110-kV Verteilnetz .....	4-48
4.5.3	Wirkleistungsinstabilität in einem 20-kV Verteilnetz .....	4-57
4.5.4	Maßnahmen in Verteilnetzen .....	4-66
4.6	Erdschlussortung und Berührungsspannung .....	4-67
4.6.1	Sicherheitstechnische Rahmenbedingungen .....	4-67
4.6.2	Erdungsanlagen und Berührungsspannung .....	4-69
4.6.3	Erdschluss(tiefen)ortung in gelöschten Netzen .....	4-75
4.6.4	Erdschlussversuch in einem 20-kV Netz .....	4-82
4.6.5	Erkenntnisse und weitere Vorgangsweise .....	4-88

<b>5</b>	<b>STRATEGIEN FÜR DIE BEWÄLTIGUNG VON GROßSTÖRUNGEN .....</b>	<b>5-1</b>
5.1	Einleitung .....	5-1
5.2	Blackout .....	5-2
5.2.1	Ursachen für ein Blackout .....	5-2
5.2.2	Folgen und zeitlicher Ablauf eines Blackouts .....	5-6
5.2.3	Kosten eines Blackouts in Österreich .....	5-10
5.3	Rechtliche Rahmenbedingungen .....	5-12
5.4	Netzwiederaufbau .....	5-16
5.4.1	Strategien für einen Netzwiederaufbau .....	5-16
5.4.2	Dauer eines Netzwiederaufbaus in Österreich .....	5-17
5.4.3	Vorteile regionaler Netzwiederaufbaukonzepte .....	5-18
5.4.4	Rechte und Pflichten im Netzwiederaufbau .....	5-20
5.4.5	Kosten regionaler Netzinseln .....	5-21
5.5	Technische Schlüsselfaktoren für einen Netzwiederaufbau .....	5-24
5.6	Organisatorische Schlüsselfaktoren für einen Netzwiederaufbau .....	5-38
5.7	Weitergehende Untersuchungen in Österreich .....	5-43
5.8	Inselbetriebsversuche in einem Verteilnetz .....	5-44
5.8.1	Rahmenbedingungen .....	5-44
5.8.2	Versuchsvorbereitung .....	5-46
5.8.3	Entwicklung eines Simulationsmodells .....	5-50
5.8.4	Erkenntnisse aus den Versuchen .....	5-60
5.8.5	Optimierung des Netzwiederaufbaukonzeptes .....	5-78
5.9	Krisenorganisation und -kommunikation .....	5-80
5.9.1	Definitionen .....	5-80
5.9.2	Notfall- und Krisenorganisation .....	5-81
5.9.3	Kommunikation mit Medien .....	5-83
<b>6</b>	<b>SICHERHEITSORIENTIERTE ZERTIFIZIERUNGEN IM NETZBETRIEB... 6-1</b>	
6.1	Überblick .....	6-1
6.2	Leitstellen- und Netz-Sicherheitsmanagement .....	6-2
6.3	Technisches Sicherheitsmanagement .....	6-11
6.4	Erfahrungen mit Zertifizierungen .....	6-14
<b>7</b>	<b>LITERATURVERZEICHNIS .....</b>	<b>7-1</b>
<b>8</b>	<b>ABKÜRZUNGEN UND SYMBOLE .....</b>	<b>8-1</b>



# 1 Einleitung

## 1.1 Überblick

Die Kernaufgaben eines Netzbetreibers sind die Errichtung und der Betrieb von elektrischen Anlagen. Unter der Errichtung sind der Bau elektrischer Komponenten und die Implementierung neuer Technologien und Betriebsmittel unter Berücksichtigung der aktuellen und künftigen Erfordernisse des Elektrizitätsversorgungssystems zu verstehen. Die Betriebsführung umfasst alle Maßnahmen für den Einsatz dieser Betriebsmittel mit dem Ziel, den Netzbetrieb zuverlässig, sicher und so wirtschaftlich wie möglich zu gestalten. Bei beiden Themen befindet sich die Versorgung jedes einzelnen Kunden – mit entsprechend hoher Versorgungszuverlässigkeit [5.44] unter Einhaltung der Netzspannungsqualität [5.44] – im Mittelpunkt.

Die fortschreitenden Änderungen der technischen aber auch rechtlichen Rahmenbedingungen stellen die Unternehmen vor immer neue Herausforderungen. Aus diesem Grund ist es für einen Netzbetreiber notwendig, die technologischen Fortschritte in der Anlagen- und Systemtechnik zu nutzen um den Stand der Technik im Unternehmen aufrecht zu erhalten. Dafür müssen system- und gerätetechnischen Konzepte für den Bau und Betrieb zukünftiger Netze entwickelt und angewandt werden.

Fokus dieser Arbeit ist es, diese anlagentechnischen Themen aus der Perspektive einer zentralen Netzleitstelle näher zu beschreiben und die derzeitigen und zukünftigen Anforderungen an einen modernen Netzbetrieb darzustellen. Dabei werden vor allem die Auslegung und die Betriebsführung von Anlagenkomponenten in Verteilnetzen betrachtet. Die Inhalte und Erkenntnisse einzelner Kapitel sind jedoch auch für Übertragungsnetze anwendbar. Der Schwerpunkt der Untersuchungen liegt im Bereich Strom. Die Themen Gas, Wasser, Fernwärme und Telekommunikation werden nur an jenen Stellen erwähnt, an denen es Schnittstellen zum Bereich Strom gibt.

Aufgrund der Vielfalt der Aufgaben im Netzbetrieb werden vor allem ausgewählte Kerntätigkeiten, die mit praktischen Anwendungsbeispielen aus betrieblichen Erfahrungen des Autors hinterlegt werden können, im Detail erläutert. Neben den zahlreichen technischen Themen wird ein weiterer Fokus auf die Bereiche Aus- und Weiterbildung sowie Training des Betriebspersonals gelegt. Aufgrund der ständig abnehmenden Personalressourcen sind diese Bereiche Schlüsselfaktoren in jedem Unternehmen. Im Vordergrund steht dabei die Personensicherheit, die im Netzbetrieb immer eine vorrangige Bedeutung haben muss.

## **1.2 Kurzübersicht über die einzelnen Kapitel**

### **Rahmenbedingung für die Betriebsführung (Kapitel 2)**

In diesem Kapitel werden die grundlegenden Rahmenbedingungen für die Betriebsführung von elektrischen Netzen erläutert. Hierzu zählen vor allem die einheitlichen, rechtlichen Grundlagen aber auch die vielfältigen organisatorischen Möglichkeiten für die Umsetzung der Kernaufgaben des Netzbetriebes. Des Weiteren wird auf die Themen Aus- und Weiterbildung sowie Training des Betriebspersonals näher eingegangen.

### **Funktionen einer zentralen Leitstelle (Kapitel 3)**

Der Schwerpunkt dieses Kapitels ist den Funktionen einer zentralen Leitstelle und deren Schnittstellen zu anderen Applikationen gewidmet. Es wird einerseits auf klassische SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) Funktionen eingegangen und andererseits werden neu entwickelte Applikationen und zukünftige Erweiterungen vorgestellt. Weiters wird eine Vielzahl zusätzlicher, für die Operatoren einer Leitstelle unterstützender Applikationen außerhalb von SCADA erläutert.

### **Netz- und Schutzkonzepte (Kapitel 4)**

Dieses Kapitel befasst sich mit Aufgabenstellungen und Forschungsprojekten rund um die Auslegung und Betriebsführung von elektrischen Anlagen. Es wird auf die Themen Schutztechnik und Leitungsimpedanzmessungen sowie Netzautomatisierung eingegangen. Maßnahmen zur Reduktion von Störeinträgen in Verteilnetze werden ebenso behandelt wie die Bereiche Wirkleistungsstabilität, Erdschlussortung und die Erdungsthematik. Sämtliche Kapitel sind mit praktischen Versuchen oder Anwendungsbeispielen näher beschrieben.

### **Strategien für die Bewältigung von Großstörungen (Kapitel 5)**

Die Vorbereitung auf und die Strategie bei Großstörungen bis hin zum Blackout nehmen durch die geänderten Rahmenbedingungen im Netzbetrieb eine immer bedeutendere Rolle ein. Diese Themen werden von den rechtlichen und organisatorischen Voraussetzungen über das Training bis zum Krisenmanagement betrachtet. Anhand von praktischen Versuchen und Simulationen wird eine umfangreiche Darstellung aller technischen Voraussetzungen für einen Netzwiederaufbau durchgeführt.

### **Zertifizierung des Netzbetriebes (Kapitel 6)**

Den Abschluss bildet die Beschreibung derzeit vorhandener Möglichkeiten der sicherheitsorientierten Zertifizierung von Leitstellen und des Netzbetriebes. Dabei wird auf die systematische Vorgangsweise ebenso eingegangen wie auf den Aufwand und den Nutzen von Zertifizierungen. Der Großteil der Inhalte der zuvor beschriebenen Kapitel findet sich in dieser externen Überprüfung in unterschiedlichem Detailgrad wieder.

## **2 Rahmenbedingungen für die Betriebsführung**

### **2.1 Einleitung**

Im Zuge der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft kam es für die Strom- und Gasnetzbetreiber zu umfangreichen Veränderungen der Rahmenbedingungen. Durch die Entflechtung der vormals vertikal integrierten Unternehmen wurde die Allgemeine Anschluss- und Versorgungspflicht durch die Allgemeine Anschlusspflicht für den Verteilnetzbetreiber ersetzt [2.2, 2.27]. Die Überwachung des Strom- und Gasmarktes wurde dabei der Regulierungsbehörde Energie-Control übertragen.

Durch diesen Umbruch kam es für die Verteilnetzbetreiber zu einem geänderten und teilweise sogar gestiegenen Aufgabenumfang. Gleichzeitig wurde in den letzten Jahren ein erheblicher Kostendruck aufgebaut, da durch die Regulierungsbehörde die Effizienzsteigerung bei den Netzbetreibern und die Kosteneinsparungen für die Konsumenten in den Vordergrund gestellt wurden. Dies zeigt sich deutlich im Strombereich, da es vom Beginn der Liberalisierung bis zum Jahr 2011 zu Netztarifsenkungen im Haushaltsbereich um bis zu 30% [2.28] gekommen ist. Bei den vielerorts notwendigen organisatorischen Anpassungen mussten Netzbetreiber vor allem darauf achten, ihre Kernaufgaben – die Aufrechterhaltung der Versorgungszuverlässigkeit und Netzspannungsqualität – auch weiterhin in vollem Umfang gewährleisten zu können.

Die wesentlichen Einflussfaktoren sind dabei die Instandhaltungsstrategien, der Einsatz von Leit- und Automatisierungstechnik sowie die Organisation und die Prozessabläufe im Netzbetrieb. Durch die Vorgaben der Europäischen Union mit den 20-20-20 Zielen und den daraus resultierenden rasanten Anstieg des Stromaufkommens durch Wind, Wasser und Sonne [3.56, 2.26] kam es in den letzten Jahren zu einem weiteren, markanten Wandel im Netzbetrieb. Besonders die volatilen Energieträger wie Wind und Sonne haben die Lastsituation in den Verteilnetzen stark verändert [3.56, 2.34] und stellen die Netzplanung und die Betriebsführung vor neue Herausforderungen [2.31, 2.33].

In diesem Spannungsfeld ist es die ständige Aufgabe des Netzbetreibers, geeignete Maßnahmen für einen sicheren, zuverlässigen und wirtschaftlichen Netzbetrieb zu setzen und Optimierungen weiter voranzutreiben [2.20]. Die Bündelung von Kompetenzen und damit auch von Informationen bei sinkendem Personalstand und gleich bleibender Qualität spielt hierbei eine wesentliche Rolle. In Deutschland wird aufgrund der starken Fragmentierung der Verteilnetze in der Sparte Strom [2.23] davon ausgegangen, dass es zu

einer stärkeren unternehmensübergreifenden Bündelung und teilweise auch Auslagerungen an spezialisierte Dienstleister von betrieblichen Kompetenzen kommen wird [2.23].

Bei der Zentralisierung der Betriebsführung aber auch bei einem Leitstellen-Querverbund [3.1] ist dabei auf eine Ausgewogenheit zwischen einer zentralen Leitstelle, ausgestattet mit den notwendigen technischen Hilfsmitteln, und einer dezentraler Organisation, integriert in den zentralen Betriebsführungsprozess, zu achten. Solche grundsätzlichen Anpassungen setzen klare Organisationsstrukturen und Arbeitsabläufe sowie die dafür notwendigen Personalkapazitäten voraus.

Im Zuge der immer knapper werdenden Ressourcen erhält insbesondere die Qualifizierung der Mitarbeiter ein immer stärker werdendes Gewicht. Hierbei ist ein Schwerpunkt auf regelmäßige, dem Verantwortungsbereich angepasste Ausbildung für das Betriebspersonal zu legen. Die in diesem Bereich sehr speziellen Schulungen müssen teilweise unternehmensintern angeboten und abgehalten werden. Neben der Qualitätssicherung in den Prozessabläufen ist dabei aber vor allem die Sicherheit im Netzbetrieb und damit die Arbeitssicherheit der Mitarbeiter in den Vordergrund zu stellen.

## **2.2 Rechtliche Rahmenbedingungen**

Die grundsätzlichen Rahmenbedingungen für den Elektrizitäts- bzw. Erdgasbinnenmarkt wurden auf europäischer Ebene mit der Richtlinie 2009/72/EG neu gestaltet. Neben dem Aufbau eines wettbewerblich organisierten Marktes sind die Stärkung und Absicherung von Verbraucherrechten sowie die Wahrung der individuellen Versorgungssicherheit zwei Hauptzielsetzungen dieser Richtlinie. Die geänderten europarechtlichen Rahmenbedingungen führten in Österreich im Jahr 2010 zu einer Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetzes (ELWOG) [2.2], wobei der verbindliche Rechtsrahmen im jeweiligen Landesrecht verankert wurde, wie z.B. für Kärnten in [2.3].

Die technischen und organisatorischen Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen (TOR) [5.3] stellen ein mehrteiliges und umfassendes nationales technisches Regelwerk dar, welches von der Energie-Control GmbH in Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern erarbeitet wurde. Ergänzt bzw. teilweise ersetzt werden diese Regelungen künftig durch die Network Codes, die sich derzeit auf europäischer Ebene in Ausarbeitung befinden und auf welche im Kapitel 5.2.3 näher eingegangen wird. Im TOR-Teil A werden dem Begriff Betriebsführung *alle Aufgaben eines Netzbetreibers im Rahmen des koordinierten Einsatzes der ihm zur Verfügung stehenden Kraftwerke (z.B. für die Frequenzhaltung, Engpassmanagement) und der Netzführung (Überwachung, Revisionskoordination, Schalten, Setzen von Maßnahmen usw.) sowie des nationalen und gegebenenfalls internationalen Verbundbetriebes durch zentrale, jeweils eigenverantwortliche Leitstellen*

---

*zugeordnet. Unter dem Begriff (Netz-)Leitstelle wird dabei eine Kommandostelle verstanden, von der aus ein elektrisches Netz überwacht und alle Handlungen und Maßnahmen für einen sicheren Betrieb und zur Störungsbehebung gesetzt und veranlasst werden.*

Für die Detailumsetzung im Bereich der Betriebsführung sind von jedem Netzbetreiber, auf Basis der gültigen Normen und Vorschriften - insbesondere der ÖVE/ÖNORM EN 50110-1 [3.46] - unternehmensinterne Festlegungen zu treffen und verbindlich niederzuschreiben. Hierbei sollte es sich um praktische Anleitungen handeln, welche in den Organisationseinheiten verteilte Kompetenzen und Berechtigungen regeln und die Prozesse der Netzführung beschreiben. Als Beispiel für die organisatorische Umsetzung der rechtlichen Rahmenbedingungen kann das Betriebsführungshandbuch in [3.47] angeführt werden, welches konzernintern verbindlich erklärt wurde und das Bedienen und Arbeiten an, mit oder in der Nähe von elektrischen Anlagen aller Spannungsebenen sowie die Schnittstellen der Netzführung eindeutig regelt.

Für Alarmempfangsstellen sind neben örtlichen, baulichen und technischen Anforderungen auch Vorgaben für die betrieblichen Abläufe und Anforderungen einzuhalten. Diese sind seit 2011 in der neuen ÖVE/ÖNORM EN 50518-3 [3.7] geregelt. Ob diese Regeln in vollem Umfang auch beim Neu- bzw. Umbau von Netzleitstellen zutreffen wird derzeit diskutiert [2.22] und konnte bis dato noch nicht vollständig geklärt werden.

## **2.3 Organisatorische Rahmenbedingungen**

Trotz gleichlautender Kernaufgaben sind die Art der Betriebsführung und die Aufteilung der Verantwortung im Netzbetrieb in den verschiedenen Unternehmen organisatorisch auf unterschiedliche Art und Weise geregelt. Auffallend sind insbesondere der Grad der Zentralisierung der Betriebsführung und damit einhergehend auch der unterschiedlichen Einsatz von Systemunterstützungen in Leitstellen. Prinzipiell unterscheidet man hierbei zwischen der dezentralen Betriebsführung – einer Organisationsform mit dezentral verteilten Einheiten mit entsprechender Betriebsführungsverantwortung – und der zentralen Betriebsführung – einer zentral verantwortlichen Stelle für sämtliche Belange der Betriebsführung. Die zentrale Form der Betriebsführung inkludiert jedoch immer auch dezentrale Unterstützungsprozesse, wobei die wesentlichen Faktoren dezentrale Kompetenzen, Steuerungsmöglichkeiten, Personaleinsatz sowie der Einsatz von technischen Hilfsmitteln sind. Die Frage nach der Ausprägung dieser Prozesse ist wiederum wesentlich bei der Entscheidung der Organisationsstruktur.

In der Praxis ergibt sich – auch bei gleichen gesetzlichen Rahmenbedingungen - bei den meisten Netzbetreibern eine Variante zwischen diesen beiden Extremen. Eine ähnlich gelagerte Organisationsform setzt aber nicht gleichzeitig auch ähnliche Prozessabläufe

voraus, da es bei der Aufgabenzuteilung ebenfalls unterschiedliche Schwerpunkte gibt. In der Vergangenheit sind bei Neustrukturierungen in der Betriebsführung in den verschiedenen Unternehmen somit verschiedene Organisationsformen mit unterschiedlichen Verantwortungsbereichen entstanden, zumeist abhängig von historischen Gegebenheiten sowie wirtschaftlichen und strategischen Überlegungen. Die Reduktion von Leitstellen ist hierbei eine der zu treffenden Entscheidungen, wobei auch eine zentrale Leitstelle mit unterschiedlichen Aufgaben betraut werden kann.

Leitstellen können, getrennt nach den Leitungsträgern, als betriebsführende Stelle – oftmals auch als netzführende Stelle bezeichnet – oder als Meldestelle definiert sein. Die betriebsführende Stelle trifft alle Entscheidungen hinsichtlich der Netzführung und überwacht den Betriebszustand der zugehörigen Netze. Ihr obliegen die Durchführung, Anweisung und Überwachung von Schalthandlungen. Zu den Aufgaben der betriebsführende Stelle gehört die Beurteilung und Genehmigung von Schaltanträgen sowie die Protokollierung des jeweiligen Schaltzustandes. Die betriebsführende Stelle muss über den aktuellen Schaltzustand sowie über alle Aktivitäten an oder in der Nähe der in ihrem Zuständigkeitsbereich liegenden elektrischen Anlagen informiert sein. Bei Störungen ist die betriebsführende Stelle für die Fehlereingrenzung und die Einleitung der Maßnahmen zur Störungsbehebung verantwortlich [2.5].

Ist die Leitstelle für einen Leitungsträger hingegen nur eine Meldestelle, so geben die Operatoren die anstehenden Meldungen an die zuständige betriebsführende Stelle weiter und dokumentiert diese. Die Operatoren der Meldestelle haben grundsätzlich keinen weiteren Handlungsbedarf, sofern keine zusätzliche Unterstützung angefordert wird. Unabhängig von diesen Definitionen kann die Leitstelle auch die Funktion einer Notrufstelle übernehmen. Das ist dann der Fall, wenn die Leitstelle auch die Verantwortung für eine Notrufnummer trägt, wie z.B. im Bereich Gas mit der Rufnummer 128.

Eine Möglichkeit den Netzbetrieb wirtschaftlicher zu gestalten, ist die Optimierung der Anzahl und Größe vorhandener Leitstellen [2.17, 2.18] sowie die Einführung von spartenübergreifenden Strukturen bei der Überwachung und Steuerung der Netze. Durch sogenannte Querverbundwarten [3.1] können Ersparnisse erzielt werden, da sowohl die Investitions- als auch die laufenden Kosten bei gemeinsam genutzten Räumlichkeiten oder einem gemeinsamen Leitsystem als geringer zu betrachten sind. Die zweite Optimierung ergibt sich über den gemeinsamen Einsatz des Leitstellenpersonals für mehrere Sparten, wobei ein erhöhter Schulungsbedarf für die einzelnen Mitarbeiter einzurechnen ist [3.1, 2.19]. In einer Spartenintegration können neben den klassischen Bereichen wie Strom- und Gasnetz auch die Bereiche Fernwärme, Kommunikationsinfrastruktur oder das Wassernetz zusammengefasst werden.

In der Vergangenheit war bei vielen Netzbetreibern zumeist nur die Betriebsführung der Hochspannungs- und Umspannwerksebene zentral zusammengefasst. Mit den Umstrukturierungen der letzten Jahre wurde in vielen Fällen auch die Betriebsführung der gesamten Mittelspannungsebene, und damit die Hoheit über die Schalthandlungen und den Netzzustand, zentralisiert. Der nächste logische Schritt wäre nun die Zentralisierung der Niederspannungsebene. Dies stellt unter Einsatz derzeitiger Technologien weniger ein technisches als ein Mengenproblem dar.

Für jeden Schritt Richtung Zentralisierung ist es notwendig sämtliche dafür notwendigen Informationen in einer entsprechenden Datenqualität und -aktualität zentral zur Verfügung zu stellen. Das betrifft alle Netzkomponenten und Schaltzustände, Daten über jedes Schaltelement, Kabel und Freileitungen als auch Informationen über das zur Verfügung stehende Personal für z.B. Störungseinsätze. Dies ist mit der Zusammenführung bestehender aber auch der Entwicklung neuer IT-Systeme möglich. Die Unterstützung der zentralen Betriebsführung durch neue technische Hilfsmittel setzt aufgrund ihres zeitlichen Prozessablaufs zum Teil auch wieder organisatorische Anpassungen in betriebsführungsnahen Bereichen voraus. Organisationsänderungen sind zumeist jedoch viel schwieriger umzusetzen als die Einführung technischer Neuerungen, wobei bei einer erfolgreichen Zentralisierung folgende Aufgaben in dargestellter Reihenfolge zu bewerkstelligen sind [3.3<sup>RS</sup>]:

- Organisatorische Um- oder Neustrukturierung
- Information und Integration der betroffenen Mitarbeitern
- Systemintegration und Software-Implementierungen

Bei Organisationsänderungen, die zumeist auch Prozessänderungen zur Folge haben, ist nicht nur die Information, sondern insbesondere auch die rechtzeitige Integration der betroffenen Mitarbeiter ein wichtiger Meilenstein. Mit dieser Vorgangsweise ist im Vorfeld der Umstellung zwar erhöhter Diskussionsbedarf gegeben, sie stellt aber mittelfristig einen geordneten und effizienten Übergang in die neuen Abläufe sicher.

### **Die Flächenorganisation**

Als Flächenorganisation werden im Zusammenhang mit der Netzführung jene Bereiche verstanden, welche in den dezentralen Organisationsstrukturen für betriebliche Belange zuständig sind. In den verschiedenen Unternehmen sind dabei unterschiedliche Ausprägungen zu finden. Die dezentral angesiedelten Bereiche und Mitarbeiter können der Betriebsführung entweder direkt unterstellt sein oder diese im Auftrag unterstützen. Die dezentralen, betrieblichen Arbeiten können beispielsweise die Zuständigkeit für die Niederspannungs-Betriebsführung, aber auch die Abnahme des Parallelbetriebs von Kleinkraftwerken oder Power Quality Messungen an Kundenanlagen umfassen.

Idealerweise sind diese Mitarbeiter auch mit der Instandhaltung der Netzanlagen betraut und haben somit ständigen Praxisbezug und entsprechende Anlagen-Detailkenntnisse.

Losgelöst von der Linienorganisation [3.24], welche auch als hierarchische Organisation bezeichnet wird, gibt es den Bereich jener Mitarbeiter, die auch außerhalb der Dienstzeit rund um die Uhr für die Betriebsführung in Bereitschaft stehen. Diese, oftmals als Störungsmonteur bezeichnete Mitarbeiter werden vor allem für die Eingrenzung und Behebung von Störungen, für die Wiederversorgung von Netzteilen aber auch für die lokale Koordination bei Störungsbehebungen herangezogen. Hierbei kann es sich um Mitarbeiter des Netzbetreibers oder auch um externe Fachkräfte handeln, wie dies im Niederspannungsbereich zum Teil bereits vollzogen wird.

Unabhängig von den handelnden Organisationseinheiten oder Firmen sind in jedem Fall klare Strukturen zu schaffen und diese verbindlich zu vereinbaren. Die zuständigen Personen sind ihren Aufgaben entsprechend regelmäßig zu schulen, worauf im Kapitel 2.4 näher eingegangen wird. Auch wenn der Faktor Zeit, insbesondere beim Thema Wiederversorgung, eine wichtige Rolle spielt, steht das Thema Arbeitssicherheit in der Betriebsführung immer an erster Stelle. Der Informationsaustausch zwischen den Operatoren der Leitstelle und dem Personal vor Ort sollte durch den Einsatz geeigneter Hilfsmittel, wie in Kapitel 3 näher beschrieben, unterstützt werden. Durch die immer weiter fortschreitende Personalreduktion in allen Bereichen ist die Flexibilität der Mitarbeiter und ein organisatorisch übergreifendes Arbeiten eine weitere zukünftige Herausforderung.

### **Das betriebliche Back Office**

Der Begriff „Back Office“ kommt in vielen Unternehmen sehr unterschiedlich zum Einsatz. In dieser Arbeit werden damit jene Bereiche zusammengefasst, welche die operative Leitstelle durch verschiedene Tätigkeiten zentral unterstützt. Diese Aufgaben können z.B. die Planung und elektronische Aufbereitung von Schalthandlungen, die Störungs- und Ausfalldokumentation, der Datenimport ins Leitsystem, die Abschaltverständigung von Netzkunden, eine nachträgliche Störungsverortung für das Instandhaltungsmanagement, das Schadens- und Beschwerdemanagement, etc. umfassen. Mitarbeiter der Leitstelle führen außerhalb ihres Schichtdienstes betriebliche Vorbereitung, wie z.B. die Abschaltplanung, im Back Office durch.

Zusätzlich laufen in einigen Unternehmen – wie z.B. in [3.3<sup>RS</sup>] – sämtliche störungsrelevanten Kundenanrufe im Back Office auf. Der Vorteil gegenüber einem externen Call Center ist die Nähe zur Leitstelle und damit die aktuelle Information über das Störungsgeschehen. Sollte der Kunde störungsrelevante Informationen haben, können diese Informationen unmittelbar an die Operatoren der Leitstelle weitergegeben werden.

---

Eine entsprechende Ausbildung, z.B. als „Call Center Agent“ nach [2.13], sollte für diese Mitarbeiter angedacht werden.

Idealerweise haben die Mitarbeiter des Back Office direkten Zugang zum SCADA-System oder zu einer Plattform mit den notwendigen SCADA-Daten und können somit alle notwendigen Informationen elektronisch abrufen bzw. störungsrelevante Kundeninformationen elektronisch dokumentieren und gegebenenfalls auch weiterleiten. Die verschiedenen Möglichkeiten einer engen Kupplung zwischen Back Office und Leitstelle durch angepasste technische Hilfsmittel werden in Kapitel 3 näher beschrieben. Aus diesem Grund sollte das Back Office zentral und auch in Leitstellennähe angesiedelt sein. Das Back Office ist üblicherweise nur zu den Normalarbeitszeiten besetzt und kann – je nach zugeordnetem Aufgabenumfang – bei größerem Störungsausmaß auch außerhalb der Dienstzeit aktiviert werden.

### **Die zentrale Leitstelle**

Die grundsätzliche Aufgabe der zentralen Leitstelle besteht aus dem Einsatz des Verteilnetzes und aller dazugehörenden Betriebsmittel in den zu verantwortenden Spannungsebenen. In Verteilnetzen ist dies üblicherweise die Hochspannungs- und die Mittelspannungsebene und zum Teil auch bereits die Niederspannungsebene. Die Netzführung umfasst somit insbesondere folgende Aufgaben [3.4, 2.5]:

- Analysieren, Überwachen und Regeln des Betriebszustandes und der Netzsituation. Hierzu gehören u. a.
  - Kontrolle der elektrischen Betriebsparameter
  - Sicherstellen von Spannungshaltung, Blindleistungseinsatz und –optimierung
  - Einsatz bzw. Überwachung der Erdschlusskompensation (abhängig von der Art der Sternpunktbehandlung)
  - Einhalten der Parameter für die Kurzschlussfestigkeit der Schaltanlagen
- Steuern und Schalten
- Einsetzen und Überwachen von Rundsteueranlagen
- Letztkontrolle von Freischnitt- und Arbeitsprogrammen
- Erteilung und Rücknahme von Erlaubnissen für Arbeiten oder Prüfungen an Netzanlagen
- Erfassen und Bearbeiten von Stör- bzw. Warnmeldungen
- Einleiten aller erforderlichen Maßnahmen zur Wiederherstellung einer stabilen Netzsituation nach Störungen
- Koordination mit anderen Verteilnetz- oder Übertragungsnetzbetreibern, Kraftwerksbetreibern oder Kunden
- Dokumentieren und Berichten über Maßnahmen der Netzführung

Überwacht und beobachtet werden dabei das statische und dynamische Verhalten des Netzes im Normalfall und bei Störungen, der Zustand und das Verhalten von Betriebsmitteln sowie der Einfluss und die Auswirkungen eigener und fremder Maßnahmen.

Vorrangiges Ziel bei Störungen ist es, die Sicherheit im Netzbetrieb zu gewährleisten und eine rasche und effiziente Wiederversorgung von Kunden zu ermöglichen. Unterstützung finden die Operatoren dabei durch das SCADA-System und einer Vielzahl von Applikationen, auf die im Kapitel 3 näher eingegangen wird. Der technologische Fortschritt hat die Art der Betriebsführung in Leitstellen und deren systemtechnische Ausstattung in den letzten Jahrzehnten massiv verändert, wie in Abbildung 2-1 an der Leitstelle eines Verteilnetzbetreibers prinzipiell zu sehen ist. Besonders markant ist der Sprung vom vorletzten zum letzten Bild. Diese Umstellung wurde aufgrund der Zentralisierung der Betriebsführung und der damit einhergehenden Adaptierung und Neimplementierung von Systemen und Applikationen notwendig [3.3<sup>RS</sup>].



**Abbildung 2-1: Netzleitstelle im technologischen Wandel**

Unabhängig vom Thema der Zentralisierung oder eines Querverbands ist in einer Leitstelle auf ausreichende Redundanz der Systeme und Arbeitsplätze zu achten. Im Rahmen einer Risikoanalyse [2.4] gilt es alle möglichen Risiken in Kombination mit möglichen Ausfallszenarien unterschiedlicher Komponenten und Leitungswege zu erfassen und zu bewerten. In diesem Verfahren sollte auch die örtliche Redundanz – und somit eine Zweit- oder Notwarte – näher untersucht werden. Sollte die Entscheidung für eine Notwarte fallen, so ist darauf zu achten, dass sich diese Warte ständig im Einsatz befindet oder regelmäßig in Betrieb genommen wird, um ihre Funktionsfähigkeit zu überprüfen und sicherzustellen.

Die Operatoren in der zentralen Leitstelle sind bei Störungseintritt zuständig für die Einleitung geeigneter Maßnahmen zur Entstörung und damit einhergehend für den Einsatz der zugeordneten Bereitschaftsdienste. Diese werden von den Operatoren der Leitstelle aktiviert und unterstützen die Fehlereingrenzung sowie die Fehlerbehebung. In der Netzleitstelle selbst muss eine eindeutige Kommandostruktur vorhanden sein, verbunden mit der Möglichkeit eine flexible Zuordnung der Verantwortungsbereiche einschließlich einer Informationsselektion zu den einzelnen Arbeitsplätzen vornehmen zu können. Nur mit dieser höchstmöglichen Flexibilität kann auf jede Störungsart angemessen reagiert werden.

In [3.1] wurde in einer Erhebung evaluiert, das bis zu 70% der Gesamtkosten einer Netzleitstelle auf Personalkosten entfallen. Die restlichen 30% sind Sachkosten, die sich im Wesentlichen in Betriebskosten, Kosten für die Infrastruktur und Kosten für das Netzleitssystem aufteilen. Der effiziente Einsatz von Personal ist somit eine wesentliche Grundlage für die Wirtschaftlichkeit einer Netzleitstelle. Im Betrieb von Netzleitstellen mit seiner Mischung aus planbaren und störungsbedingten Vorgängen werden besondere Anforderungen an eine zeitlich gestaffelte Besetzung und an die Verfügbarkeit von Bereitschaftsdiensten gestellt. Hier sind geeignete Schichtmodelle festzulegen [2.6] und gegebenenfalls historisch vorhandene Strukturen zu überarbeiten. Für das Notfall- und Krisenmanagement sind klare Regeln festzulegen, worauf in Kapitel 5.9 näher eingegangen wird.

Die Operatoren sind in ihrer Tätigkeit täglich mit geplanten Ab- und Umschaltungen und Störungsbehebungen beschäftigt und mit sämtlichen Netzsituationen vertraut. Im Rahmen der strategischen Netzplanung, die zumeist in einer anderen Organisationseinheit stattfindet, ist es aus diesem Grund ratsam, Mitarbeiter der Leitstelle in den Diskussionsprozess miteinzubeziehen. Mit dieser Vorgangsweise kann sichergestellt werden, dass praktische Überlegungen in die neu entwickelten Konzepte einfließen und somit eine Gesamtoptimierung der Netzkonzepte ermöglicht wird.

In einer weiteren Funktion sind Netzleitstellen sehr oft auch Meldekopf des Unternehmens gegenüber der Feuerwehr, Polizei und der Öffentlichkeit und sind häufig die einzige erreichbare Stelle zu jeder Tages- und Nachtzeit. Ihre Aufgabe ist es, Fragen oder Entscheidungen, die nicht selbst beantwortet oder getroffen werden können bzw. getroffen werden dürfen, in geregelter Weise intern weiterzuleiten.

Die Leitstelle selbst ist entsprechend organisatorischer, ergonomischer und arbeitssicherheitstechnischer Anforderungen aufzubauen. Hierbei sind insbesondere die Themen Beleuchtung [2.29], Tageslicht, Akustik, Lüftungs- und Klimatisierungstechnik zu betrachten, um die Anforderungen eines 24-Stundenbetriebs zu erfüllen. Bei den Arbeitsplätzen der Operatoren ist auf die Ausstattung [2.32] sowie auf den Abstand

zwischen Bedienpult und Anzeigeeinheit in Kombination mit der Schrift- und Zeichengrößen zu achten. Für eine übersichtliche Lagebeurteilung und der damit verbundenen Darstellung von größeren Netzausschnitten einschließlich Zusatzinformationen ist die Anzeige über ein größeres Darstellungsmedium vorzusehen. Die Anzahl der Arbeitsplätze sollten so ausgelegt sein, dass auch der Großstörungsfall abgedeckt werden kann.

Zukünftige Leitstellen werden zunehmend zentralisiert und, sofern vorhanden, im Rahmen eines Querverbands betrieben. Voraussetzung dafür sind geeignete organisatorische Rahmenbedingungen, eindeutig geregelte Verantwortungsbereiche und systemtechnische Unterstützung am aktuellen Stand der Technik. Dabei ist im Detail auf eine Ausgewogenheit zwischen zentraler und dezentraler Kompetenzen zu achten. Die Monteure vor Ort stellen die „Augen und Ohren“ der Betriebsführung dar und sollten in ausgewählte Entscheidungsprozesse unterstützend miteingebunden werden.

### **Der Krisenraum**

Notfälle und Krisen erfordern neben den Tätigkeiten in der Leitstelle und im Back Office auch intensive Stabsarbeit mit interner und externer Kommunikation (siehe Kapitel 5.9). Zu diesem Zweck ist ein Krisenraum [3.6] in Leitstellennähe unbedingt erforderlich. Neben der notwendigen kommunikationstechnischen Ausstattung sollten in diesem Raum auch alle Informationen zum aktuellen Störungsgeschehen dargestellt werden können. Weiters kann dieser Raum aber auch als Besprechungs- und eventuell als Besucherraum Verwendung finden.

## 2.4 Sicherheitsorientierte Aus- und Weiterbildung

Eine regelmäßige und umfassende Aus- und Weiterbildung aber auch das Training von Mitarbeitern ist – wie in jedem Unternehmensbereich – auch im Netzbetrieb der Schlüssel für einen sicheren und effizienten Ablauf. Die Schwierigkeit im Bereich der Betriebsführung liegt darin, dass aufgrund der unterschiedlichen Strukturen und Aufgabenzuteilungen unternehmensübergreifend kaum einheitliche und abgestimmte Ausbildungsprogramme vorliegen. Hauptursache für diese fehlenden Standards sind einerseits die historisch gewachsenen Aufgabenfelder, die sich von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterscheiden, aber auch die geringe Koordination zwischen den einzelnen Unternehmen. Oftmals ist es schon schwierig innerhalb eines Konzerns eine gemeinsame Ausbildung umzusetzen, wie z.B. beim Thema Schaltberechtigung für den Netz- und Kraftwerksbereich. Da es sich bei betrieblichen Schulungen im Allgemeinen um sehr spezialisierte Bereiche handelt, werden diese von externen Stellen nicht oder nur teilweise angeboten.

Im Falle einer zentralisierten Betriebsführung ist somit eine zentrale Aus- und Weiterbildung der Betriebsmitarbeiter durchzuführen. Diese sollte in enger Zusammenarbeit mit den Mitarbeitern der Leitstelle erfolgen, um das gegenseitige betriebliche Verständnis zwischen der zentralen Stellen und der Flächenorganisation zu stärken. Damit können einerseits Abläufe optimiert sowie die Sicherheit im Netzbetrieb erhöht werden [2.8] und andererseits historisch gewachsene unterschiedliche Vorgangsweisen einzelner dezentralen Organisationseinheiten bereinigt werden. Das Ziel ist es Ausbildungsprogramme zu entwickeln, die einerseits eine standardisierte Qualifizierung je Aufgabenbereich vorsehen, gleichzeitig auf die Vorbildung der einzelnen Mitarbeiter eingehen und letztlich auch Spielraum für eine persönliche Weiterentwicklung bieten. Für eine durchgängige Qualifikation der Mitarbeiter in einem Unternehmen ist es weiters notwendig, den Fokus auf den Wissenstransfer von erfahrenen Mitarbeitern zu jüngere Kollegen zu legen. Mit fortschreitender Technologie werden zu Ausbildungszwecken und zur Wissensvermittlung mittlerweile auch schon intelligente Computerspiele entwickelt, wie z.B. in [2.10]. Dieser Trend, der in andere Trainingsbereiche bereits Einzug gehalten hat, könnte sich künftig auch in der technischen Ausbildung verstärkt durchsetzen.

Bei einer starken systemtechnischen Vernetzung von zentralen und dezentralen Stellen, wie im Kapitel 3 mehrmals dargestellt, ist ein gegenseitiger Erfahrungsaustausch zwischen den betroffenen Mitarbeitern von wesentlichem Vorteil für das gegenseitige Verständnis und somit für eine Optimierung des Gesamtablaufs. Dies kann z.B. durch eine tageweise Einbindung von Mitarbeitern aus der jeweilig anderen Organisationseinheit in die eigenen Abläufe erfolgen.

Im Bereich der Betriebsführung eines Stromverteilnetzes können – je nach unternehmensinterner Benennung und Zuordnung der einzelnen Tätigkeiten – prinzipiell folgende Bereiche und somit Ausbildungsschwerpunkte unterschieden werden:

#### Mitarbeiter in der Leitstelle

- Operator in der HS-Leitstelle (Schaltanweisungsberechtigung HS)
- Operator in der MS-Leitstelle (Schaltanweisungsberechtigung MS)

#### Mitarbeiter in direkter Zuordnung zur Leitstelle

- Schaltberechtigte in der Fläche
- Störungsmonteur (gleichzeitig auch Schaltberechtigte)
- Betriebsmitarbeiter der Flächenorganisation (z.T. Schaltberechtigte)

#### Mitarbeiter in unterstützenden Bereichen

- Mitarbeiter des Back Office
- Mitarbeiter der GIS-Datenerfassung (sofern betriebsführungsrelevant)
- Schutz- und Leittechniker (z.T. Schaltberechtigte)
- Systembetreuer Netzleitsystem

Die angeführten Bereiche und Ausbildungskonzepte können sich überlappen und in weitere Teilbereiche gegliedert sein. Eine einheitliche, durchgängige, nachvollziehbare und regelmäßige Schulung ist für jeden dieser Bereiche zu erstellen und sollte insbesondere für die betrieblichen Kernaufgaben im Rahmen einer Zertifizierung auch durch externe Institutionen auf ihre Vollständigkeit überprüft werden (siehe Kapitel 6). In den nachfolgenden Kapiteln sind einige Ausbildungsprogramme beispielhaft näher beschrieben, wobei der Fokus auf die Themen Schaltberechtigung, Schaltsprache und Schaltanweisungsberechtigung gelegt wird.

### **Schaltberechtigung**

Da trotz fortgeschrittenem Automatisierungsgrad bei Verteilnetzbetreibern nur ein kleiner Teil der Mittelspannungsschalter fernsteuerbar ausgeführt sind, müssen viele Schalthandlungen durch Personal vor Ort durchgeführt werden. Diese Monteure sind somit der „verlängerte Arm“ der Operatoren der Leitstelle und zumeist auch „Augen und Ohren“ während Störungseingrenzungen und –behebungen. In elektrischen Anlagen im Mittel- und Hochspannungsbereich dürfen Schalthandlungen jedoch ausschließlich durch eigens dafür qualifiziertes Personal durchgeführt werden. Aufgrund fehlender externer Regelungen für den Erwerb einer Schaltberechtigung sind die exakten Vorgaben unternehmensintern festzulegen.

Ziel einer Schaltberechtigung ist insbesondere die Vermeidung von Fehlschaltungen [2.8] und Unfällen durch unsachgemäßes Bedienen oder fehlende Kenntnisse der internen und externen Vorschriften. Bei dem in Frage kommenden Personenkreis handelt es sich

zumeist um „Elektrofachkräfte“, in besonderen Fällen auch um „elektrotechnisch unterwiesene Personen“ im Sinn der ÖVE/ÖNORM EN 50110-1[3.46]. Als Elektrofachkraft ist in dieser Norm eine Person mit geeigneter fachlicher Ausbildung, Kenntnissen und Erfahrung definiert, welche Gefahren erkennen und vermeiden kann, die von der Elektrizität ausgehen können.

Für die Schulung der Mitarbeiter wurden von vielen Verteilnetzbetreibern interne Schulungsprogramme durch eigenes Personal entwickelt, die auf die Spezifika der einzelnen Anlagen und internen Vorschriften eingehen. Als Unterstützung kann aber auch auf externe Dienstleister zurückgegriffen werden, die aufgrund ihrer Erfahrungen mit anderen Unternehmen sowie entsprechender Kenntnis der Normen in der Lage sind, Fachfragen und gegebenenfalls auch organisationstechnische Fragestellungen zu klären. Schulungen zum Thema Schaltberechtigung sollten sich im Zeitfenster von ca. zwei bis vier Jahren wiederholen, da aufgrund des technologischen Wandels im Bereich der Schaltanlagen und der Änderung von externen und internen Vorschriften eine regelmäßige Anpassung des Wissensstandes notwendig ist.

Die Vergabe der Schaltberechtigung für Mitarbeiter sollte in schriftlicher Form erfolgen und die Namen dieser Mitarbeiter in SCADA hinterlegt sein. Damit kann einerseits das Unternehmen seine vom Gesetzgeber auferlegte Sorgfaltspflicht erfüllen, andererseits hat der Operator in der Leitstelle eine Übersicht der möglichen Schaltberechtigten für die unterschiedlichen Bereiche bzw. Spannungsebenen. Neben den notwendigen organisatorischen und technischen Kenntnissen, sollte der Mitarbeiter auch über wichtige Persönlichkeitsmerkmale verfügen, um die gestellten Schaltaufträge sicher durchführen zu können. Die Anforderungen an einen Schaltberechtigten können zusammengefasst folgendermaßen definiert sein [2.7]:

- geistige und körperliche Eignung sowie Durchsetzungsvermögen
- gute und umfangreiche Anlagen- und Ortskenntnisse
- Kenntnisse des Anlagenverhaltens bei Lastflussänderungen
- gültige Erste-Hilfe-Ausbildung
- sicherer Umgang mit bzw. sichere Benutzung der zur Verfügung gestellten persönlichen Schutzausrüstung

Nachfolgend soll an einem Beispiel die Ausbildung sowie die regelmäßige Schulung von Hoch- und Mittelspannungs-Schaltberechtigten [2.12<sup>RS</sup>] dargestellt werden. Hierbei handelt es sich um eine gemeinsame Ausbildung für Mitarbeiter eines Verteilnetzbetreibers und für Mitarbeiter des konzernzugehörigen Kraftwerksbereichs. Grundsätzlich wird eine Unterscheidung getroffen, ob es sich um neue Schaltberechtigte oder um die periodisch stattfindende Schulung für die Aufrechterhaltung bereits bestehender Schaltberechtigungen handelt.

Für neue Schaltberechtigte ist dabei folgender modularer Aufbau vorgesehen:

- Schulung der Mitarbeiter in den einzelnen Fachbereichen
- zentraler, themenübergreifender Ausbildungsblock
- praktischer Ausbildungsblock inklusive der Durchführung von Schalthandlungen in den Fachbereichen
- Abschlussprüfung und Zertifikatsvergabe

Zu Beginn der Ausbildung neuer Schaltberechtigter werden in den einzelnen Fachbereichen anlagentechnische Spezifika geschult. Anschließend werden im zentralen Ausbildungsblock interne und externe Vorschriften, Anlagentechnik, Schaltsprache, Schutz/Leittechnik und Kraftwerkstechnik präsentiert und diskutiert. Diese Vorträge finden unter Mitwirkung sämtlicher Fachbereiche sowie der Operatoren der Leitstelle statt und werden durch praktische Erläuterungen und Vorführungen im SCADA-System ergänzt. Dadurch erhalten die neuen Schaltberechtigten einen Einblick in die Abläufe und die Visualisierung im Leitsystem, welche für die Operatoren ein Abbild des realen Netzzustandes darstellen. Das Verständnis der Schaltberechtigten für den Gesamtprozess konnte mit diesem Ansatz maßgeblich verbessert werden. Den Abschluss bildet eine mündliche Prüfung, in welcher das vorhandene Wissen abgefragt und die Fähigkeit zur Erlangung einer Schaltberechtigung bestätigt wird.

Die Schulungen zur Aufrechterhaltung der HS- oder MS-Schaltsberechtigung finden in einem festgelegten 3-Jahresintervall statt und werden ebenfalls in einem zentralen Ausbildungsblock inklusive SCADA-Vorführungen abgehalten. Voraussetzung für eine Teilnahme und damit für eine Verlängerung der Berechtigung ist einerseits die neuerliche Überprüfung der betrieblichen Notwendigkeit, die z.B. durch einen organisatorischen Wechsel nicht mehr gegeben sein kann, und andererseits die Durchführung einer jährlich festgelegten Mindestzahl an Schalthandlungen des Mitarbeiters. Ist die geforderte Mindestanzahl an Schalthandlungen nicht vorhanden, wird dem Mitarbeiter die Schaltberechtigung entzogen. Eine neuerliche Qualifikation erfordert die Absolvierung des gesamten Grundkurses für neue Schaltberechtigte. Die Überprüfung der durchgeführten Schalthandlungen soll einen regelmäßigen Einsatz des Mitarbeiters und damit die zwingend erforderliche Praxis für diese Tätigkeit sicherstellen.

Die Abfrage über die Anzahl der Schalthandlungen erfolgt bei diesem Netzbetreiber in einer Intranet-Applikation, welche auf SCADA-Daten zurückgreift und für einen Zeitraum von einem Jahr anonymisiert je Schaltberechtigten in Abbildung 2-2 dargestellt ist. Voraussetzung für eine derartige Auswertung ist eine durchgängig zentralisierte Betriebsführung mit entsprechender Dokumentationspflicht. Das bedeutet, dass jede Schalthandlung, die von Mitarbeitern der Flächenorganisation durchgeführt wird, von der

zentralen Leitstelle angewiesen und in SCADA zeitgleich nachgeführt und dem Schaltberechtigten zugeordnet wird.

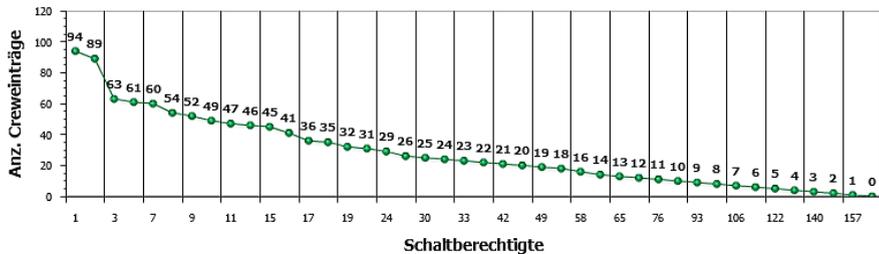


Abbildung 2-2: Anzahl der Schalthandlung je Schaltberechtigten (anonymisiert) [2.25]

Um bereits bei der Erstellung von geplanten Um- oder Abschaltungen eine Übersicht der aktuellen Anzahl der Schalthandlungen je Mitarbeiter zu bekommen und eine entsprechende Einteilung der Schalthandlungen für alle schaltberechtigten Mitarbeiter zu ermöglichen, werden diese Informationen automatisiert auch im Freischaltantrag (siehe Kapitel 3.6) dargestellt. Damit obliegt dem Zuständigen für die Arbeitseinteilung die Verantwortung für die notwendige Praxis der Schaltberechtigten.

Nach erfolgreicher Abschlussprüfung für neue Schaltberechtigte und Teilnahme an der Schulung für bereits bestehende Schaltberechtigte wird ein Ausbildungsnachweis in der Form eines internen Zertifikats [2.11<sup>RS</sup>] ausgestellt. Dieser berechtigt den Mitarbeiter zur Durchführung von Schalthandlungen in elektrischen Anlagen der jeweils zugeordneten Organisationseinheit bis auf Widerruf.

### Schaltanweisungsberechtigung

Die Mitarbeiter einer Leitstelle, in der vorliegenden Arbeit als Operatoren bezeichnet, müssen für eine sichere und kontinuierliche Arbeitsleistung eine Vielzahl von Handlungskompetenzen [2.30] aufweisen. Ausgehend von einem zentral geführten Netzbetrieb, sind sie in ihrer Funktion verantwortlich für die Betriebsführung des Mittel- und/oder Hochspannungsnetzes und damit Schaltanweisungsberechtigte in diesen Netzgebieten. Damit verbunden ist die Berechtigung des Schaltens aus dem SCADA-System oder der Anweisung zur Durchführung von Schalthandlungen an schaltberechtigte Mitarbeiter.

Bei der Ausbildung für die Schaltanweisungsberechtigung wird in den meisten Unternehmen zwischen einer Mittelspannungs- und Hochspannungsberechtigung unterschieden, da für jede dieser Spannungsebenen verschiedene Detailkenntnisse notwendig und unterschiedliche Funktionen im Leitsystem in Verwendung sind. Die

---

Kriterien zur Befähigung von Mitarbeitern können dabei prinzipiell wie folgt aussehen [2.5]:

- Elektrofachkraft
- arbeitsmedizinische Bestätigung zur Eignung
- theoretische Ausbildung in der zutreffenden Spannungsebene
- Ausbildung am Trainingssimulator (sofern vorhanden)
- praktisches Schalthandlungstraining unter Aufsicht im Netzleitsystem
- erfolgreich abgeschlossene Prüfung im Einsatzbereich

Die gesamte Ausbildungsdauer ist – je nach Vorwissen – mehrjährig und zumeist mehrstufig und beinhaltet eine Vielzahl von fachspezifischen Themen sowie die Bedienung des Leitsystems und sämtlicher unterstützender IT-Komponenten. Als Beispiel kann das Ausbildungsprogramm einer HS-Schaltanweisungsberechtigung angeführt werden [2.11<sup>RS</sup>]. Voraussetzung zur Teilnahme an diesem Ausbildungsprogramm ist die abgeschlossene Ausbildung für das Back Office und für die MS-Schaltanweisungsberechtigung sowie mehrjährige Erfahrung in beiden Bereichen. Die Themenblöcke des Ausbildungsprogramms umfassen dabei Grundlagen (z.B. interne und externe Vorschriften), System- und Praxiskenntnisse, betriebsführungsspezifische Themen (z.B. Wiederversorgungskonzepte, Erdschlusssuchkonzepte) und den Abschluss von betriebsinternen und externen Seminaren.

Hinter jedem der angeführten Punkte befinden sich Ausbildungsinhalte mit entsprechenden Unterlagen, die bis zur Prüfung erlernt bzw. geübt und mit Datum abgeschlossen werden müssen. Die Abschlussprüfung selbst wird in ähnlicher Struktur abgehalten und dokumentiert [2.35<sup>RS</sup>]. Mit dieser Vorgangsweise erfolgt eine lückenlose Dokumentation von Beginn bis Ende der Ausbildung. Wesentlicher Punkt bei dieser Ausbildung ist die Rolle des Mentors, welcher als erster Ansprechpartner für alle Fragen zum Ausbildungsplan zur Verfügung steht. Diese Rolle wird von einem erfahrenen Operator der Leitstelle übernommen, um den Wissenstransfer optimal zu fördern. Die Bestätigung der erfolgreich bestanden Prüfung erfolgt auch in diesem Fall mit der Ausstellung eines internen Zertifikats, ähnlich wie bei der Schaltberechtigung.

Operatoren in Netzleitstellen sind immer in Schichträdern integriert, die sich je nach Besetzung mehr oder weniger überlappen. Die Problematik hierbei ist zumeist der unzureichend soziale Kontakt mit Kollegen bzw. die stark eingeschränkte Kommunikationsmöglichkeiten zu den anderen Operatoren, sofern diese sich nicht im selben Schichtrad befinden. Eine klassische Gruppen- oder Teambildung, wie dies in anderen Bereichen üblich ist, kann somit kaum bzw. nur unzureichend erfolgen. Dies behindert den Informationsaustausch und Wissenstransfer und hat somit auch Auswirkungen auf die Qualität und die Sicherheit der Arbeit. Technische Plattformen, wie

zum Beispiel ein elektronisches Betriebstagebuch (siehe Kapitel 3.14) können dieses Manko zum Teil beheben.

Aus diesem Grund ist auch darauf zu achten, dass regelmäßig interne Besprechungen unter der Teilnahme möglichsste vieler Operatoren stattfinden. Ein entsprechender Dienstplan sollte diesen Zeitraum sowie Tage für die Durchführung von Tätigkeiten im Back Office vorsehen. Eine weitere mögliche Maßnahme sind aber auch teambildende Seminare, in welchen Probleme außerhalb des beruflichen Alltags besprochen und geklärt werden können.

### **Schaltsprache**

Die korrekte Anwendung der Schaltsprache [2.21] ist eines der wesentlichsten Instrumente für eine sichere Betriebsführung. Sie verbindet die zentrale(n), betriebsführende(n) Stelle(n) mit den handelnden Personen vor Ort und ist entscheidend für eine ordnungsgemäße Abwicklung von Schalthandlungen. Bei der Analyse von Fehlhandlungen im Netzbetrieb [2.8] wurde erkannt, dass die häufigsten Probleme bei Routinehandlungen auftreten, worunter insbesondere die täglich stattfindenden, geplanten Schalthandlungen fallen. Kommt es hier zu Unsicherheiten oder Fehlern, kann es zu Personen- als auch Sachschäden kommen.

Aus diesem Grund sollte als Präventionsmaßnahme das Thema Schaltsprache einen wichtigen Bestandteil in sämtlichen relevanten Ausbildungs- und Schulungsprogrammen darstellen und ist – wie bereits bei der Ausbildung für Schaltberechtigten dargestellt – in regelmäßigen Abständen zu schulen. Zu empfehlen ist ein gemeinsamer Termin mit Schaltberechtigten der Fläche und Operatoren der Leitstelle um gegebenenfalls Unklarheiten und damit Unsicherheiten zwischen den Beteiligten direkt klären zu können.

## 2.5 Training des Betriebspersonals

Im Rahmen ihrer Verantwortung für eine weitgehend unterbrechungsfreie Stromversorgung müssen sich Verteilnetzbetreiber auch auf außergewöhnliche Störungssituationen vorbereiten. Dazu gehört eine schlagkräftige Organisation für den Krisenfall, deren Abläufe und technische Hilfsmittel im betrieblichen Alltag regelmäßig überprüft werden müssen. Ergänzend zu den bereits erwähnten Aus- und Weiterbildungsprogrammen ist es daher notwendig, regelmäßige Planspiele und Krisenübungen in einem weitgehend realen Umfeld durchzuführen, um für den Ernstfall bestmöglich vorbereitet zu sein. Die Art der Übungen kann dabei unterschiedlich sein, Teilbereiche umfassen oder in größerem Umfang stattfinden, wie an nachfolgenden Beispielen angeführt:

- **Kommunikationsübungen**

Hierbei wird die Handhabung mit Funkgeräten oder Satellitentelefonen sowie die Erreichbarkeit an verschiedenen Örtlichkeiten trainiert. Diese Tests sind für jene Komponenten sinnvoll, die sich nicht im täglichen Einsatz befinden und deren Verfügbarkeit regelmäßig überprüft und die Anwendung durch den Benutzer geübt werden soll. Dieser Test bedarf keiner gesonderten Vorbereitung und kann wöchentlich durchgeführt werden.

- **Krisenübungen**

In Krisenübungen sollten jene Notfallpläne geübt werden, die für den Fall von großflächigen Störungen ausgearbeitet wurden. Zusätzlich kann der Ausfall von Kommunikationseinrichtungen oder Fernwirk- bzw. Leitsystemkomponenten simuliert werden. Die Übungen sollten die Aktivierung von weiteren Arbeitsplätzen und, sofern vorhanden, Ersatz-Leitstellen sowie die Beteiligung von externen Partnern, wie z.B. das Bundesheer, beinhalten. Hierbei kann es sich um Planspiele aber auch um Übungen mit der Einbindung der Leitstelle(n) handeln. Da diese Trainings einen größeren Planungs- und Durchführungsaufwand beinhalten, sollten sie 1-2-mal im Jahr abgehalten werden.

- **Übungen an einem internen Trainingssimulator**

Alle großen Anbieter von Leitsystemen bieten Trainingssimulatoren für ihre Systeme als zusätzliche Applikation an, wie z.B. in [2.16]. Diese bestehen aus den Simulatoren für Kraftwerke, Netz, Lasten und Leittechnik sowie dem Szenarieneditor, der realitätsnahe Abläufe im Lehrer-Schüler-Dialog ermöglicht. Simuliert werden hierbei üblicherweise das Wirkleistungs-Frequenz-Verhalten und das Blindleistungs-Spannungs-Verhalten des lokalen Energiesystems. Eine Trainingssession besteht dabei aus einer Vorbereitung, dem Ablauf mit Interaktionen und der Auswertung des

Verlaufs [3.6]. Der interne Trainingssimulator sollte je nach Ausbildungsstand der Mitarbeiter in regelmäßigen Zeitabständen zum Einsatz kommen.

- Übungen an einem externen Trainingssimulator

Aufgrund des hohen Aufwands existieren bei Verteilnetzbetreibern kaum noch Trainingssimulatoren im eigenen Leitsystem. Viele Netzbetreiber haben diese Ausbildung an externe Unternehmen ausgelagert, die sich ausschließlich auf diese Art von Trainings spezialisiert haben (siehe Kapitel 5.6). In dieser Umgebung können Antihavarietrainings [2.14], umfassende Störungsszenarien aber auch vollständige Netzwiederaufbauszenarien mit externen Netz- und Kraftwerksbetreibern geübt werden, wie z.B. in [2.9<sup>RS</sup>]. Aufgrund des zeitlichen Aufwands für diese externen Trainings kann für Verteilnetzbetreiber ein 2-Jahres-Rhythmus empfohlen werden.

- Inselbetriebsversuche (realer Netzwiederaufbau)

Realitätsnahe Netzwiederaufbauübungen werden nur bei wenigen Netzbetreibern durchgeführt. Diese können mehrstufig erfolgen (siehe Kapitel 5.5) und erfordern eine sehr intensive Vor- und Nachbereitung. Nach Möglichkeit sollten hierzu entsprechende Kraftwerke zur Verfügung stehen, die für den Stillstand üblicherweise eine entsprechende Vergütung erhalten. Aus diesen Gründen werden diese Übungen in größeren Zeitabständen von ca. 3 Jahren durchgeführt.

Jede dieser Übungen benötigt eine Vorbereitung, eine Begleitung bei der Durchführung und Dokumentation sowie eine entsprechende Auswertung. Bei diesen Auswertungen sind insbesondere jene Punkte von Interesse, die Verbesserungspotentiale enthalten, um in weiterer Folge die einzelnen Abläufe oder technische Hilfsmittel zu optimieren. Bei einigen Übungen können diese Unterstützungen intern erfolgen, bei anderen Versuchen, wie z.B. den Inselbetriebsversuchen, empfiehlt es sich zusätzliche, externe Ressourcen zur Unterstützung beizuziehen.



## 3 Funktionen einer modernen Leitstelle

### 3.1 Einleitung

Leitstellen haben sich unter den geänderten Rahmenbedingungen und dem technologischen Fortschritt im Hard- und Softwarebereich in den letzten Jahrzehnten maßgeblich verändert. Wurde die Betriebsführung in der Vergangenheit über Pinnwände, Mosaiktafeln und händischen Aufzeichnungen geführt, sind heutzutage vorwiegend digitale Applikationen im Einsatz. Die Zentralisierung von Netzleitstellen sowie die Zusammenlegung spartenübergreifender Systeme resultierten in weiteren technischen aber insbesondere auch organisatorischen Herausforderungen [3.1].

In Netzleitstellen ist die Einhaltung der technischen Grenzen ein wesentliches Kriterium für den zuverlässigen und stabilen Netzbetrieb. Diese können durch beeinflussbare Faktoren (Schalthandlungen) oder durch nicht-beinflussbare Faktoren (Störungen, Last, Erzeugung) überschritten werden (Abbildung 3-1). Insbesondere die steigende Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern in Kombination mit dem nicht mithaltenden Netzausbau in Übertragungs- und Verteilnetzen lässt die betrieblich notwendigen Netzreserven immer weiter schrumpfen. Ein Netzbetrieb an den technischen Grenzen bedeutet aber die Notwendigkeit von Systemunterstützungen der Operatoren in der Leitstelle durch geeignete on-line Applikationen.

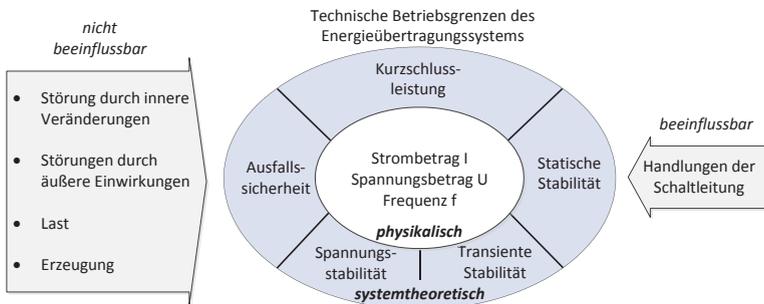


Abbildung 3-1: Technische Betriebsgrenzen des Energieübertragungssystems [4.25]

Eine technische Kernkomponente im Prozess der Betriebsführung ist die Netzleittechnik. Zu deren Grundaufgaben zählt die Übertragung von Prozessinformationen wie Meldungen, Messwerte und Zählwerte an eine zentrale Leitstelle, die intelligente Aufbereitung dieser Daten sowie eine entsprechende Visualisierung auf den Bildschirmen und Großbildprojektoren. Bei der Aufbereitung der Daten gilt es den Operatoren der Leitstellen Entscheidungshilfen an die Hand zu geben und diese so weit wie möglich bei

Routinearbeiten zu entlasten. Von der Leitstelle nach außen besteht die Aufgabe der Netzleittechnik darin, Steuer- und Stellbefehle an die verschiedenen Anlagenelemente auszugeben und diese auf Durchführung zu überwachen.

Das Überwachen und Steuern der technischen Prozesse in einer Leitstelle erfolgt computerunterstützt in einem SCADA-System. Neben den klassischen SCADA-Funktionen zur Netzüberwachung und Netzsteuerung sind in Leitsystemen Programmsysteme integriert, die höherwertige Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen abbilden. Hierfür gibt es heutzutage vielfältige Möglichkeiten, wie z.B. die Nutzung von Expertensystemen zur automatisierten Fehleranalyse, die automatische Erstellung von Schaltvorschlägen für eine rasche Wiederversorgung von Netzkunden bis hin zur Simulation von Netzzuständen für Trainings- und Schulungszwecke.

Neben diesen zentralen SCADA-Funktionen gibt es mittlerweile bereits eine Vielzahl von weiteren Applikationen außerhalb des Leitsystems, die dem Operator zusätzliche Informationen zur Verfügung stellen und damit weitere Unterstützung bieten. Dies sind z.B. Kommunikationssysteme mit Applikationen auf mehreren Bildschirmen, eine elektronische Dienstübergabe, Wetter- und Blitzdaten, Systeme zur Visualisierung von Phasor Measurement Units (PMU), etc. Vermehrt wird die Netzleittechnik auch in die betriebliche Ablaufplanung eingebunden. Kopplungen zur Materialwirtschaft sowie Werkzeuge zur Personaleinsatzplanung kommen hierbei immer häufiger zum Einsatz.

Das Thema Benchmarking und damit auch die Bewertung von Prozessen und die Anstrengungen zur Erhöhung der Effizienz erfordern fortlaufend Erweiterungen des Detailgrads der Dokumentation in zahlreichen Unternehmensbereichen, wie auch im Bereich der Betriebsführung. Die immer größer werdenden Datenmengen sowie die steigende Anzahl von Applikationen benötigen intelligente Systeme als Unterstützung für die Operatoren.

Dieses Kapitel soll eine Übersicht über die wesentlichen Applikationen einer zentralen Leitstelle für eine sichere und effiziente Betriebsführung geben. Grundfunktionen wie Archivierung, Meldungsverarbeitung, Alarmierung, etc. werden der Vollständigkeit halber nur kurz erwähnt. Im Vordergrund steht vielmehr die einfache und übersichtliche Aufbereitung von Daten aus verschiedenen Datenquellen mit der Unterstützung von intelligenten Systemen sowie eine benutzerorientierte Visualisierung. Der Fokus ist auf Applikationen für Verteilnetze gerichtet; auf Spezifika von Übertragungsnetzen wird nicht näher eingegangen. In einem weiteren Kapitel werden neue Möglichkeiten für künftige Anwendungen vorgestellt.

## 3.2 Basisdaten für Netzleitsysteme

Eine Vielzahl neuer Funktionen in SCADA-Systemen beruht einerseits auf neuartigen bzw. erweiterten System-Algorithmen und andererseits auf der Möglichkeit des Zugangs zu Daten, deren Quellen sich in verschiedenen IT-Systemen befinden und in Zukunft für die Betriebsführung verstärkt genutzt werden sollten. Diese Systeme, welche primär die Aufgabe einer Datenbank erfüllen, stellen im Gegensatz zu SCADA keine Echtzeitanwendungen dar und werden vollständig entkoppelt betrieben. Die Integration dieser offline-Daten in SCADA, wie z.B. aus dem Geo-Informationssystem (GIS) oder Kundendaten aus dem SAP, trägt somit weiter zur Konzentration von Informationen im Netzleitsystem bei, setzt jedoch intelligente Systeme voraus, die dem Operator eine übersichtliche Handhabung der immer grösser werdenden Datenmengen gewährleisten. Wesentlich hierbei ist von Anfang an die eindeutige Festlegung des Daten-Masters für die unterschiedlichen Datengruppen.

Eine entscheidende Rolle bei der Dokumentation von Anlagenkomponenten kommt heutzutage den Geo-Informationssystemen zu. Diese bieten die Möglichkeit einer lagerichtigen und detaillierten Erfassung sämtlicher Betriebsmittelinformationen in Kombination mit deren Netztopologie. Neben der Rolle als Netz-Dokumentationssystem und dem Einsatz bei der Netzplanung, Bau und Instandhaltung bilden GIS-Systeme bereits derzeit eine Plattform, um mobile Prozesse in der Instandhaltung und im Störungsmanagement zu optimieren. Für SCADA-Systeme bilden diese GIS-Daten bereits vielfach die Grundlage für die Netzführung.

SAP bildet in zahlreichen Unternehmen die kaufmännischen Prozesse unter Einbeziehung sämtlicher Kundendaten ab. SAP-ISU (Industry Solution Utilities) ist eine branchenspezifische Softwarelösung für Elektrizitäts-, Gas- und Wasserversorgungsunternehmen. Diese beinhaltet die Verwaltung von Kundenstammdaten, Abrechnung von Energiedienstleistungen bzw. Netznutzungsentgelten, Gerätemanagement, etc.

Abbildung 3-2 zeigt eine Möglichkeit der Integration von GIS- und SAP-ISU-Daten in ein SCADA-System. GIS stellt dabei zyklisch die topographischen Informationen für den Adressabgleich mit SAP zur Verfügung. Zusätzlich werden von GIS alle für die Betriebsführung notwendigen Betriebsmitteldaten sowie deren Netztopologie nach SCADA übergeben. Schaltzustände werden dabei nicht übernommen und ausschließlich im Leitsystem dokumentiert. Im SAP wird eine Korrelation zwischen den Kundendaten (Adresse, Lastprofil, etc.) und den übermittelten Netzdaten hergestellt. Diese Informationen werden über eine angepasste Schnittstelle in das SCADA-System importiert. Durch diese Vorgangsweise ist sichergestellt, dass jeder Netzkunde im Leitsystem mit seinen zugehörigen Daten auffindbar und topologisch zuordenbar ist.

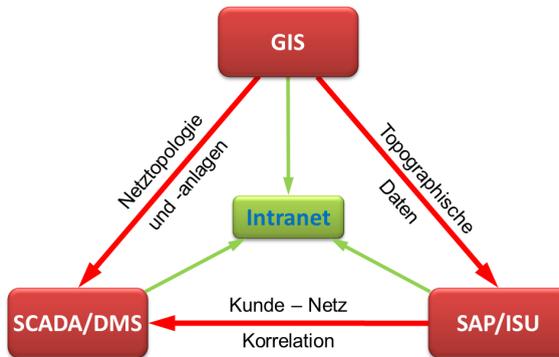


Abbildung 3-2: Systemschnittstellen eines Leitsystems [3.3<sup>RS</sup>]

Prinzipiell ist anzustreben, sämtliche betriebsrelevanten Informationen, wie die erwähnten SAP-ISU oder GIS-Daten, so ausführlich wie möglich aber auch nur so detailliert wie notwendig in ein gemeinsames SCADA-System zu importieren. Weiters empfiehlt es sich auch zusätzliche Sparten wie z.B. Gas- oder Wassernetze im selben SCADA-System wie das Stromnetz zu überwachen und gegebenenfalls zu steuern, wenn auch mit verschiedenen Detailapplikationen. Diese Zusammenführung erleichtert die Bedienung für den Operator aber auch die Pflege eines, anstatt mehrerer Systeme und kann verschiedene Synergien, wie z.B. gemeinsame Kundendaten nutzen.

Ein wesentlicher Vorteil der Vernetzung dieser Informationen und der digitalen Dokumentation sämtlicher Prozesse ist neben der Übersicht in der Betriebsführung die effiziente und rasche Auswertbarkeit sämtlicher vorliegender Daten. Dies wird in dem angeführten Beispiel durch Schnittstellen in ein Intranet-Portal mit entsprechender Auswerte-Applikation gewährleistet. In der Abbildung 3-2 nicht dargestellt sind weitere mögliche Schnittstellen wie z.B. zu einem Workforce-Management-System (Kapitel 3.13), zu einer elektronische Dienstübergabe (Kapitel 3.14), zu Systemen für Wetterinformationen (Kapitel 3.12) oder zu Kommunikationssystemen (Kapitel 3.15). Je nach Anwendung können Daten dieser Applikationen ebenfalls in SCADA dargestellt oder die externen Applikationen mit Daten aus SCADA unterstützt werden.

Die Nutzung von Informationen aus verschiedenen Quellen im Netzleitsystem setzt aufgrund des zeitlich geforderten Prozessablaufs zum Teil jedoch abgestimmte organisatorische Rahmenbedingungen voraus. So muss z.B. sichergestellt werden, dass ein Betriebsmittel rechtzeitig vor der Inbetriebsetzung in das GIS eingepflegt und somit in das SCADA-System übernommen werden kann. Weiters muss der Betriebsführungsverantwortliche bei Fehlern in der GIS-Erfassung jederzeit die Möglichkeit der Richtigstellung von Datensätzen und somit aber auch die Möglichkeiten des raschen Zugriffs auf dieses Personal haben. Die Anpassung des Gesamtprozesses setzt damit eine

kritische Überprüfung der Organisation und deren Abläufe voraus. Nur wenn die Prozesse und die Organisationsstruktur gemeinsam betrachtet und gegebenenfalls angepasst werden, ist eine erfolgreiche Gesamtoptimierung möglich.

### **3.3 SCADA Standard-Funktionalitäten**

Die Grundfunktionen eines SCADA-Systems beinhalten im Wesentlichen Applikationen für die Überwachung und Steuerung von betrieblichen Prozessen sowie für die Dialogführung während der Netzführung im Normal- und Störbetrieb. Die Hauptaufgabe dieses Systems ist es, den Operatoren Informationen zur Verfügung zu stellen, um den Netzzustand rasch zu erkennen und richtig einzuschätzen. Die Visualisierung erfolgt in der Regel über Monitore auf den Arbeitsplätzen sowie Großbildprojektionssysteme zur Darstellung größerer Netzzusammenhänge.

Für die Operatoren steht die Bedienerfreundlichkeit an vorderster Stelle der Anforderungen an ein Leitsystem. Die Visualisierung sowie die Dialogführung müssen harmonisierten und intuitiven Grundsätzen [4.25, 3.75] folgen und sind ausschlaggebend für die Qualität der Bedienung. Schnelle Antwortzeiten sind hierbei ebenso notwendig wie die Möglichkeit einer raschen Übersicht. Die grafische Oberfläche muss dabei flexibel und durchgängig gestaltet sein und verschiedene Möglichkeiten, wie z.B. einfache Navigation, Zoomfunktion mit Decluttering (Vergrößern/Verkleinern des Darstellungsmaßstabes mit Unterdrückung bzw. Ausgabe zusätzlicher vorher definierter Informationen), Multi-Cursor, Drag&Drop, etc. zur Verfügung stellen. Da unterschiedliche Operatoren auch verschiedene Grundeinstellungen bevorzugen, bieten Leitsysteme heutzutage auch die Möglichkeit von user-spezifischen Einstellungen, wie z.B. eine individuelle Anordnung von Übersichts-, Protokoll- und Applikationsfenstern auf den Bildschirmen.

Für eine geeignete Visualisierung sind in SCADA neben den Basisfunktionen noch zusätzliche Standard-Funktionen notwendig. Diese können wie folgt beschrieben werden [3.5, 3.6, 4.25]:

#### **Meldungs-, Messwert- und Zählwertverarbeitung**

Die eingehenden Meldungen und Messwerte bilden die Grundlage für Entscheidungen der Operatoren und die Basis vieler weiterer Funktionen eines Leitsystems. Meldungen entstehen in zentral oder dezentral installierten Primär- oder Sekundärkomponenten in den unterschiedlichsten Anlagenbereichen und werden in SCADA chronologisch in Protokollen abgearbeitet. Ziel ist es, über eine Zuteilung zu einem oder mehreren Protokollen, einfache und überschaubare Listen zu erzeugen um somit eine schnelle Übersicht zu gewährleisten. Dies erfolgt einerseits durch optische und akustische Alarmierung gemäß Alarmkonzept und andererseits durch unterschiedliche Protokolltypen

mit entsprechender Prioritätszuordnung, wie z.B. Betriebs-, Warn- und Gefahrenmelde Listen.

Wesentlich hierbei ist die Standardisierung des gesamten Meldungsumfangs. Diese beinhaltet einerseits alle bereits bestehenden Meldungen, aber vor allem auch die Vielzahl an neuen Meldungstexten, die oftmals im Zuge von Anlagenerneuerungen zusätzlich in die Leitstelle übertragen werden. Bei dieser Standardisierung ist nicht nur auf den Meldungstext zu achten, sondern es ist zusätzlich die Datenquelle der Meldungen und somit deren Bedeutung und die für die Operatoren zu setzenden Maßnahmen aufzulisten. Viele Meldungen sind dabei selbsterklärend, wie z.B. Schalterstellungsmeldung oder Schutzanregungen, wogegen bei anderen Meldungen wie z.B. bei einer durch den Schutz erkannten Pendelung [4.56], die Handlungsoptionen für die Operatoren exakt festzulegen sind. Meldungen, die für die Betriebsführung ohne Relevanz sind aber für spätere Detailauswertung trotzdem übertragen werden sollen, sind in eigenen Protokollen aufzulisten.

Messwerte hingegen können zyklisch oder spontan erneuert und verschiedenen Prüfungen, wie z.B. einer Eingangsprüfung oder Plausibilitätsprüfung, unterzogen werden. Bei fehlerhaften Daten kann es zur automatischen Ersatzwertbildung über Ersatzmessstellen oder manuell vorgegebene Größen kommen. Grenzwertüberwachungen mit statischen Grenzwerten können ebenfalls Meldungen erzeugen. Aufgrund der steigenden Netzbelastung ist zu erwarten, dass in Leitstellen künftig auch vermehrt dynamisch angepasste Grenzwerte zum Einsatz kommen, wie in Kapitel 3.17.2 beschrieben. Neben der Signalisierung und Alarmierung werden Meldungen und Messwerte für weitere Bearbeitungen oder Analysen in zyklisch vorgegebenen Abständen oder ereignisgetriggert archiviert.

Zählwerte werden ähnlich wie Messwerte behandelt und in Leitsystemen zyklisch verarbeitet. Es kann ein Plausibilitätscheck mit maximaler und minimaler Impulsanzahl je Zyklus durchgeführt werden und bei Überschreitung eines konstanten oder auch variablen Grenzwertes eine Alarmierung erfolgen.

### **Meldungs- und Messwertvisualisierung**

Die stetig steigende Anzahl von Meldungen führt in Leitstellen zur Überfüllung von Protokollen und damit auch zu einem möglichen Informationsverlust [3.2<sup>RS</sup>]. Zur Unterstützung der Operatoren wird es somit künftig immer wichtiger, einzelne Meldungen oder Meldungsgruppen optisch zu visualisieren. So ist z.B. bei einer Erdschlusssuche eine einfache Anzeige der Erdschlussrichtung an den Abzweigen bereits eine wesentliche Unterstützung bei der Fehlereingrenzung.

Messwerte können einerseits an geeigneter Stelle angezeigt oder auch graphisch visualisiert werden. So kann z.B. die Belastungen von Betriebsmitteln, wie z.B. von

Transformatoren, als Balken mit den Farben Grün (normaler Betriebsbereich), Gelb (starke Belastung) und Rot (Überbelastung) angezeigt werden. Ein weiteres Beispiel wäre das Blinken möglicher Fehlerorte in der graphischen Netzdarstellung aufgrund von übertragenen Fehlerreaktanzen aus Distanzschutzgeräten.

Kurven, Kreis- oder Balkendiagrammen dienen der graphischen Anzeige von Messwerten wie Ströme, Spannungen, Leistungen, etc. Diese sind für den Operator vor allem zum Abschätzen von Lastverläufen, zur Überwachung von Bezügen aber auch zur nachträglichen Analyse von Zuständen von Bedeutung.

### **Befehlsverarbeitung**

In Schaltanlagen existieren je nach internen Unternehmensstandards unterschiedliche mechanische, elektrische und/oder leittechnische Verriegelungen. Im SCADA-System werden bei Schalthandlungen zusätzliche, regelbasierte Verriegelungsprüfungen durchgeführt, um menschliche Schaltfehler in einer weiteren Sicherheitsebene zu blockieren. Zusätzlich kann auch eine Kontrolle von Befehlslaufzeiten erfolgen.

Das Ergebnis einer Verriegelungsprüfung kann die Schaltung entweder erlauben und somit freigeben, oder die Schalthandlung mit entsprechenden Kommentaren verweigern. Somit kann verhindert werden, dass z.B. in undefinierten Zuständen geschaltet wird, auf spannungsführende Netzgebiete geerdet wird, Schaltgeräte in falscher Reihenfolge oder undefiniertem Betriebszustand aber auch fehlerhafte oder gestörte Betriebsmittel geschaltet werden. In weiterer Folge können auch Ergebnisse aus der Netzsicherheitsrechnung bei der Verriegelung berücksichtigt werden.

Zusätzlich besteht die Möglichkeit, routinemäßige Schaltfolgen oder komplexe Schalthandlungen (z.B. einen Sammelschienenwechsel) zum Zwecke der zeitlichen Ablaufoptimierung und der Erhöhung der Sicherheit, anstatt in vielen Einzelschaltungen, durch automatische Schaltfolgen abzuwickeln.

### **Parameterumschaltungen**

Die Betriebsführung von Netzen erfordert in verschiedenen Sekundäreinrichtungen immer wieder die Umstellung diverser Parameter. Dies kann vor Ort durch das Wartungspersonal, aber auch zentral in der Leitstelle bei entsprechender Fernwirkanbindung erfolgen. Vor Implementierung dieser zentralen Funktionen ist der Mehraufwand für die Realisierung in SCADA mit der gewonnenen Flexibilität abzuwägen.

Prinzipiell kann es sich um Sollwertvorgaben für Regeleinrichtungen, Umschaltung von freigegebenen Schutzparametern aber auch die Aktivierung oder Deaktivierung von Funktionen, wie z.B. eine Automatische Wiedereinschaltung handeln. Bei der Vorgabe von Sollwerten für Regeleinrichtungen kann eine Zeitüberwachung aber auch eine Soll-Ist

Differenzüberwachung erfolgen. Eine Empfangs-Rückmeldung stellt dabei sicher, dass der neue Wert auch angenommen wurde.

### **Auftragsmanagement**

Bei der Betriebsführung in einer zentralen Leitstelle ist es zwingend erforderlich, dass zu jedem Zeitpunkt die Übersicht über alle bereits abgeschlossenen, derzeit aktuellen sowie noch anstehenden Arbeiten im Netzgebiet zur Verfügung steht. Dabei ist zu unterscheiden, ob es sich um eine geplante Tätigkeit oder um eine Störung handelt.

Leitsysteme besitzen mittlerweile ein Auftragsmanagement, in welchem sämtliche SCADA-Aufträge inklusive Status (z.B. abgeschlossen, in Arbeit, offen) aufgelistet sind. Zusätzlich können diese Aufträge weitere Informationen wie Art der Tätigkeit, Beginn und geplantes Ende der Arbeiten, den bearbeitenden Operator, die Auflistung sämtlicher Schalthandlungen, die Anzahl der unversorgten Kunden, ein Crew-Management, etc. enthalten. Die abgeschlossenen Aufträge dienen der lückenlosen Dokumentation aller Arbeiten im Netz und können in weiterer Folge teilautomatisiert für statistische Auswertungen herangezogen werden.

### **Archivierung**

Die Speicherung der Meldungen sowie der Messwerte erfolgt in eigenen Archiven im Leitsystem. Üblicherweise werden die Meldungslisten vollständig und die Messwerte in vordefinierten Zeitrastern bzw. bei Messwertänderungen gespeichert. Diese Archivierung ist einerseits gesetzlich vorgeschrieben [3.7] und andererseits notwendig, um Prognosen zu erstellen oder auch nachträglich Störungsabläufe zu überprüfen. Sie müssen in der Leitstelle über einen gewissen Zeitraum verfügbar sein und können anschließend in externe Archive ausgelagert werden.

### 3.4 Visualisierungsebenen

Eine übersichtliche Visualisierung der aktuellen Netztopologie ist ein wesentlicher Bestandteil jedes Netzleitsystems. Das Grafik- und Bedienkonzept sollte hierbei eine Darstellung auf mehreren Ebenen sowie die Verknüpfung zwischen diesen einzelnen Visualisierungsstufen beinhalten. Das in diesem Kapitel vorgestellte Konzept stellt eine künftige Möglichkeit für eine durchgängige Visualisierung dar, und basiert im Wesentlichen auf folgenden Publikationen: [3.3<sup>RS</sup>, 3.8, 3.9, 3.10, 3.79, 4.25, 3.104].

Für moderne Netzleitsysteme ist bei der Visualisierung auf eine einheitliche und durchgängige Darstellung in allen Ebenen sowie auf ein durchgängiges Koordinatensystem zu achten. Die Darstellung der Schaltanlagen sollte dabei in den unterschiedlichen Ebenen - soweit wie möglich - identisch sein. Dies ist insofern eine Neuerung, da in der Vergangenheit die Schaltebene und die Ebene für die Visualisierung der Netztopologie unabhängig voneinander dargestellt und somit zweimal gezeichnet wurden. Mit der neu vorgeschlagenen Vorgangsweise kann neben der einheitlichen Darstellung ein Zoomen über alle Ebenen ermöglicht werden. Dieser Ansatz wird nachfolgend näher erläutert.

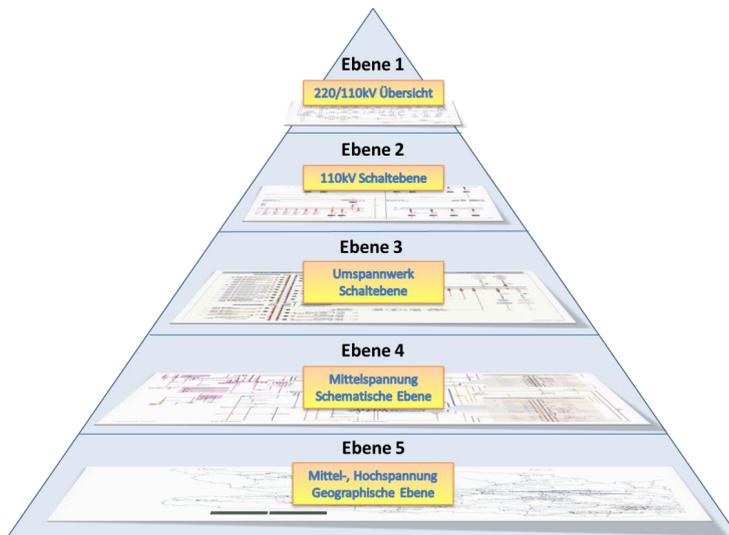


Abbildung 3-3: Visualisierungsebenen in einem Leitsystem [3.9]

Die unterschiedlichen Visualisierungsebenen in einem Leitsystem sind in Abbildung 3-3 dargestellt. Diese umfassen die einzelnen Spannungsebenen, eine schematische und/oder geographische Übersicht sowie zusätzliche Ebenen mit sämtlichen Steuerungsmöglichkeiten. Ein gemeinsames Koordinatensystem gewährleistet hierbei einen durchgängigen Zusammenhang zwischen den einzelnen Bereichen. Darüber hinaus

sollten in den Visualisierungsebenen folgende Funktionalitäten durchgängig vorhanden sein:

- topologische Netzeinfärbung
- alphanumerische Bildanwahl
- zoomen inkl. Decluttering (unterschiedliche Darstellung in verschiedenen Zoomstufen)
- Topologieanalyse (z.B. Tracing, Verbindung zwischen Punkten, Maschenerkennung)
- setzen temporärer Netzänderungen (Brücken, Trennstellen, Erder, Aggregate)
- selektieren, markieren, abfragen von Betriebsmitteln
- durchgängige Wechselmöglichkeit zwischen den einzelnen Bereichen
- Zoomfunktion über alle Ebenen

### Georeferenzierte Darstellung des Mittel- und Hochspannungsnetzes (Ebene 5)

In der Ebene 5 wird das Hoch- und Mittelspannungsnetz geografisch lagerichtig dargestellt. Idealerweise ist das GIS der Daten-Master und dafür verantwortlich, dass alle hinterlegten Informationen auf aktuellem Stand sind. Über eine eigens definierte Schnittstelle werden die Sachdaten und die geografischen Informationen für das Hoch- und Mittelspannungsnetz inkrementell aus dem GIS übernommen. Dieser Abgleich ist – abhängig von den organisatorischen Rahmenbedingungen – ein- bis zweimal in der Woche durchzuführen.

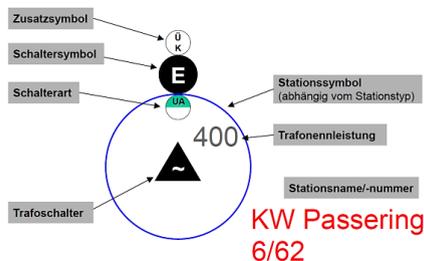


Abbildung 3-4: Ausprägungen verschiedener Betriebsmittel in SCADA

Besonderes Augenmerk ist hierbei auf die Datenqualität im GIS zu legen, die für diesen Ablauf ein sehr hohes Niveau aufweisen muss. Ebenso von Bedeutung ist die Schnittstellen-Definition. Es müssen dabei all jene Daten festgelegt werden, die aus dem GIS in das SCADA-Datenmodell übernommen werden. Für die Visualisierung der verschiedenen Komponenten wie z.B. Transformatorstationen, Schaltelemente, etc. ist in einem nächsten Schritt die graphische Ausprägung festzulegen, wie in einem Beispiel in Abbildung 3-4 dargestellt.

Der Vorteil dieses automatisierten Datentransfers liegt in der Nutzung sämtlicher, bereits digital vorliegender Netzdaten. Diese werden somit nur einmal im GIS erfasst und müssen im Netzleitsystem nicht ein zweites Mal eingegeben werden. Zusätzliche Informationen wie Straßen, Gewässer, Wald, Ortsnamen, besiedelte Gebiete oder auch Orthophotos können optional im Leitsystem eingeblendet werden und ergänzen die Übersicht für die Operatoren (Abbildung 3-5).

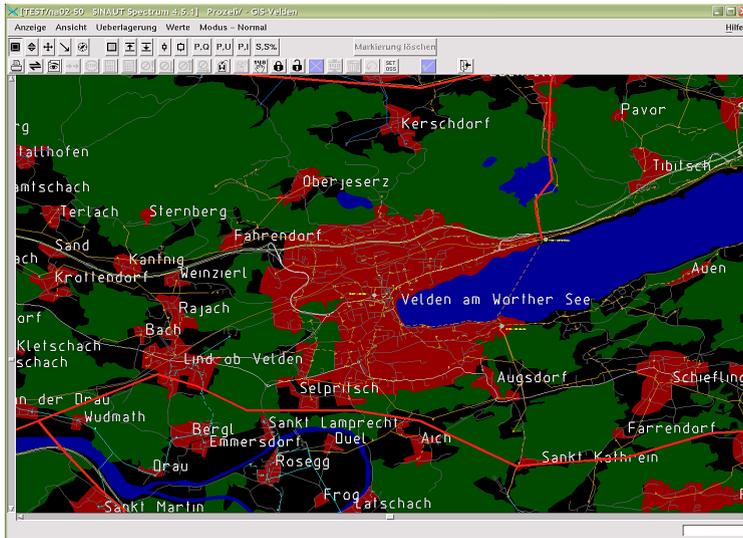


Abbildung 3-5: Geographische Netzdarstellung mit hinterlegtem Kartenmaterial

### **Schematische Darstellung des Mittelspannungsnetzes (Ebene 4)**

Neben der geographischen Netzdarstellung, in welcher sich die Operatoren insbesondere bei größeren Störungen einen raschen Überblick über die räumliche Ausdehnung des Störungsgeschehens verschaffen und den Störungseinsatz gezielt koordinieren, ist die schematische Netzdarstellung eine weitere Visualisierungsebene. In dieser kompakten und übersichtlichen Darstellung stehen die topologischen Zusammenhänge im Vordergrund. Schalternachführungen und damit topologische Änderungen werden von den Operatoren vorwiegend in der schematischen und nicht in der geographischen Ebene durchgeführt. In der Vergangenheit wurden die schematischen Pläne – zusätzlich zur geographischen Eingabe in das GIS – im Leitsystem händisch gezeichnet. Dies erforderte eine parallele Eingabe ein- und derselben Daten in zwei unterschiedliche Systeme und führte oftmals zu Abweichungen zwischen diesen beiden Datensätzen.

Eine andere Möglichkeit ist die automatisierte Erstellung schematischer Netzbilder aus den bereits in das SCADA-System importierten GIS-Daten. Dazu wurde in einem Projekt eines österreichischen Verteilnetzbetreibers in einem ersten Schritt eine Schnittstelle entwickelt,

die eine weitgehend automatisierte Datenübernahme aus dem GIS-System ermöglicht [3.3<sup>RS</sup>]. In einem zweiten Schritt wurde ein Algorithmus entwickelt, welcher die geographischen Daten automatisiert schematisiert. Die geographische und die schematische Darstellung werden dabei zuerst in ein Testsystem übernommen und nach einer manuellen Überprüfung in das produktive SCADA-System eingespielt. Der Datenimport und die Schematisierung erfolgen dabei in fünf Phasen:

**Export aus dem GIS:** In einem ersten Schritt werden alle erforderlichen Daten aus dem GIS-System exportiert. Die geografischen Daten werden im dxf-Format, die gesamten Sachdaten (Topologie, Stations- und Leitungsbezeichnungen, Betriebsmitteldaten und organisatorische Informationen) als kommaseparierte ASCII-Files abgelegt.

**Tiling und inkrementelles Update:** Für ein einfacheres Datenhandling werden die gesamten Netzdaten in sogenannte Tiles (Bereiche) aufgeteilt. Für jedes dieser Tiles werden wiederum entsprechende dxf- und ASCII-Files generiert, die nur die Netzdaten dieses Teilnetzbereiches enthalten. Weiters erfolgt ein Alt-Neu-Vergleich mit den Daten des letzten Imports. Für das Update der Netzdaten werden dann nur jene Tiles verwendet, in deren Netzbereich Änderungen vorkommen.

**SCADA-Import:** Für jedes Tile werden aus den ASCII-Files spezielle Importfiles generiert, die in die Datenbank des SCADA-System eingespielt werden.

**Grafik-Import:** Die dxf-Files jedes Tiles werden ebenfalls in Importfiles umgewandelt, die für die Erzeugung der Netzbilder im SCADA-System verwendet werden. Die Darstellung der Stationen ist im GIS-System für die Übernahme ins SCADA-System nicht geeignet. Mittels einer speziellen Funktion wird die Stationsdarstellung aus den Sachdaten und der Topologie für die SCADA-Bilder generiert.

**Schematisierung:** Der aus dem GIS-System exportierte dxf-File enthält die geografisch lagerichtige Netzdarstellung. Mit Hilfe eines Optimierungsalgorithmus wird daraus automatisiert ein weiteres dxf-File erzeugt, welches eine orthogonale schematische Netzdarstellung enthält (siehe Abbildung 3-6). Für dieses File erfolgt ebenfalls ein Tiling sowie der Grafikimport für jene Tiles, in denen Änderungen gegenüber dem letzten Import vorhanden sind.

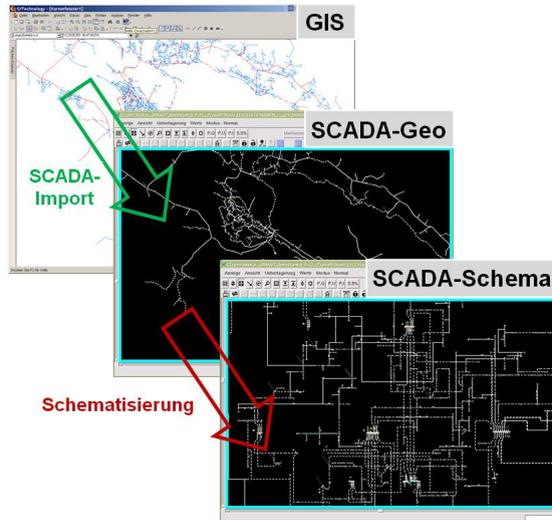


Abbildung 3-6: Prozess der automatischen Schematisierung in SCADA [3,3<sup>RS</sup>]

Der Optimierungsalgorithmus für die automatische Schematisierung muss dabei folgende Kriterien beachten:

- möglichst kreuzungsfreie Darstellung
- möglichst orthogonale Leitungsdarstellung
- Einhaltung von Mindestabständen zwischen Stationen bzw. Leitungen
- Reduktion von langen Leitungen
- Berücksichtigung von händisch gezeichneten Stationen wie z.B. ferngesteuerten Anlagen

Die gestellten Forderungen an den automatischen Schematisierer konnten mit den derzeit eingesetzten Algorithmen noch nicht zur vollen Zufriedenheit erfüllt werden. Aus diesem Grund ist es in diesem Projekt noch nicht gelungen, automatisierte Pläne des gesamten Mittelspannungsnetzes mit einer gewohnten Übersicht zu erstellen. Das Ziel ist es, mehrere Umspannwerke inklusive der zugehörigen Leitungsverbindungen übersichtlich auf einem Bildschirm darstellen zu können, wobei die Symbole noch zu erkennen bzw. die Bezeichnungen noch lesbar sein müssten.

Eine weitere Variante der Visualisierung eines schematischen Bereiches wird durch einen automatischen Abzweigs- und Stationsgenerator [3.104] ermöglicht. In diesem System wird die Schematisierung eines einzelnen Abzweigs oder einer Station auf Anforderung, aber vollständig automatisch durchgeführt (siehe Abbildung 3-7). Beim Schließen des Fensters wird die Darstellung wieder verworfen. Der Vorteil liegt darin, dass kein personeller Aufwand für eine manuelle Schematisierung notwendig ist. Der Nachteil liegt

in der eingeschränkten Darstellung des Netzes, da immer nur der jeweilige Abzweig inklusive Umschaltmöglichkeiten, nicht jedoch größere Netzbereiche dargestellt werden können. Eine Gesamtübersicht ist somit nur in der geographischen Ebene vorhanden.

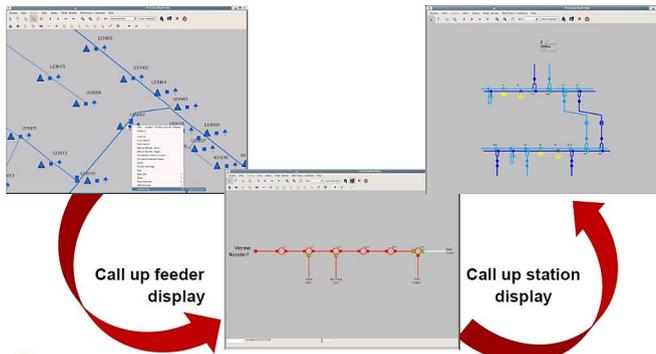


Abbildung 3-7: Automatischer Abzweigs- und Stationsgenerator [3.104]

Eine andere Möglichkeit zur Erstellung einer schematischen Visualisierung in SCADA sowie eines ausdrucksfähigen Schemaplans ist die teilautomatische Schemaplan-Erstellung in GIS, welche in einem Projekt in [3.18] umgesetzt wurde. Hierbei wird wiederum auf die bereits vorhandenen Betriebsmitteldaten und die Topologie aus dem GIS zurückgegriffen – eine doppelte Dateneingabe ist somit nicht erforderlich. Jedes geänderte oder neue Betriebsmittel in der geographischen Ebene wird automatisch in eine schematische Ebene übernommen. Der Vorteil liegt, neben der Zeitersparnis, in der einheitlichen Datenquelle und somit der Eliminierung einer zusätzlichen Fehlerquelle bei doppelter Dateneingabe. Um jedoch die geforderte Optimierung der Gesamtübersicht zu erhalten, erfolgt die endgültige Anordnung der visualisierten Betriebsmittel manuell. Der dafür notwendige Prozessablauf ist in Abbildung 3-8 dargestellt.

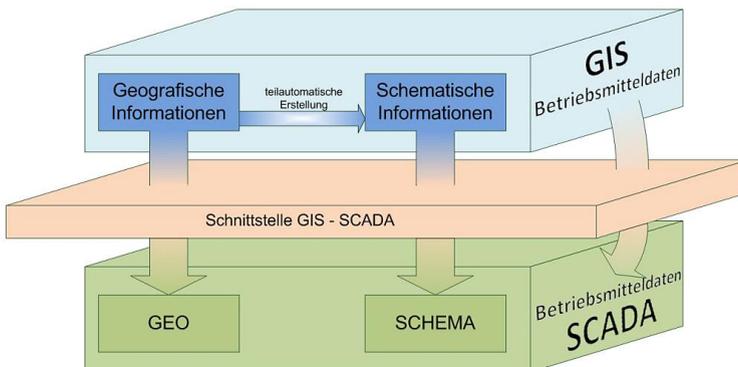


Abbildung 3-8: Teilautomatisierte Schematisierung in GIS und Datentransfer

In GIS sind in diesem Ansatz zwei Plansätze mit der geographischen und der schematischen Lageinformation vorhanden, die jedoch auf dieselben Betriebsmitteldaten zugreifen. In das SCADA-System werden beide Pläne parallel importiert, wobei die Betriebsmitteldaten auch hier nur jeweils einmal als Basisdaten vorhanden sind. Papierpläne können individuell für jeden Netzbereich aber auch für das gesamte Netz erstellt werden. Der wesentliche Vorteil mit dieser Vorgangsweise ist, dass im Unternehmen auf einen einheitlichen, ausdrückbaren Schemaplan zurückgegriffen werden kann und dieser ident mit der Anordnung in SCADA ist. Einzig die Ausprägung der Elemente kann sich in den beiden Systemen unterscheiden.

Störungsmonteur und Schaltberechtigte sollten diese Netzpläne ebenfalls zur Verfügung gestellt bekommen. Damit wäre gewährleistet, dass die Kommunikation zwischen der Leitstelle und den Monteuren aufgrund eines identen Plansatzes erleichtert und somit die Sicherheit im Netzbetrieb erhöht wird. Für die Leitstelle selbst können die ausdrückbaren Netzpläne in weiterer Folge auch als Notebene bei Leitsystemstörungen Verwendung finden (siehe Kapitel 3.16).

Die georeferenzierte und die schematische Darstellung in SCADA enthalten – bis auf die Lagedarstellung – durchgehend dieselben Informationen. Besonders markante Zustände von Netzteilen oder Betriebsmittel, wie z.B. unversorgte, geerdete oder mit einer Verfügungsurlaubnis versehenen Betriebsmittel, müssen in beiden Ebenen gleichermaßen visualisiert werden. Vom Normalbetrieb abweichende Zustände sind bereits im Übersichtsbild markant hervorzuheben. In einzelnen Fällen kann die Durchgängigkeit in beiden Ebenen jedoch nicht sichergestellt werden, wie z.B. beim manuellen Setzen von Notstromaggregaten. Für diese Sonderfälle ist ein entsprechendes Regelwerk für die Handhabung zu erstellen.

### **Detailbild von Umspannwerken (Ebene 3)**

In der nächsthöheren Ebene befinden sich die Detailbilder von Umspannwerken und ferngesteuerten Stationen, in welche sämtliche Steuerungsmöglichkeiten integriert sind. Wesentlich ist die Möglichkeit der layergesteuerten Darstellung der Informationen in diesen Bildern, um eine Überladung der Graphiken zu vermeiden. In Abbildung 3-9 ist eine Visualisierungsmöglichkeit dargestellt, die es dem Operator ermöglicht ein gezeichnetes Bild in drei verschiedenen Darstellungsvarianten aufzuschaltet: MS-Ebene, HS-Ebene oder Gesamtsicht auf alle Spannungsebenen des Umspannwerkes – in diesem Fall die 20-kV und die 110-kV Ebene. Eine Umschaltung erfolgt durch entsprechende Anwahl-Buttons. Zusatzinformationen wie Betriebs- und Selektivschutzinformationen, Reaktanzwerte aus Distanzschutzgeräten nach Schutzanregungen, etc. können in einem zusätzlichen Informationsbild aufgeschaltet werden. Zu beachten ist hierbei eine klare Trennung zwischen der Schalt- und Regelebene sowie der reinen Informationsebene.

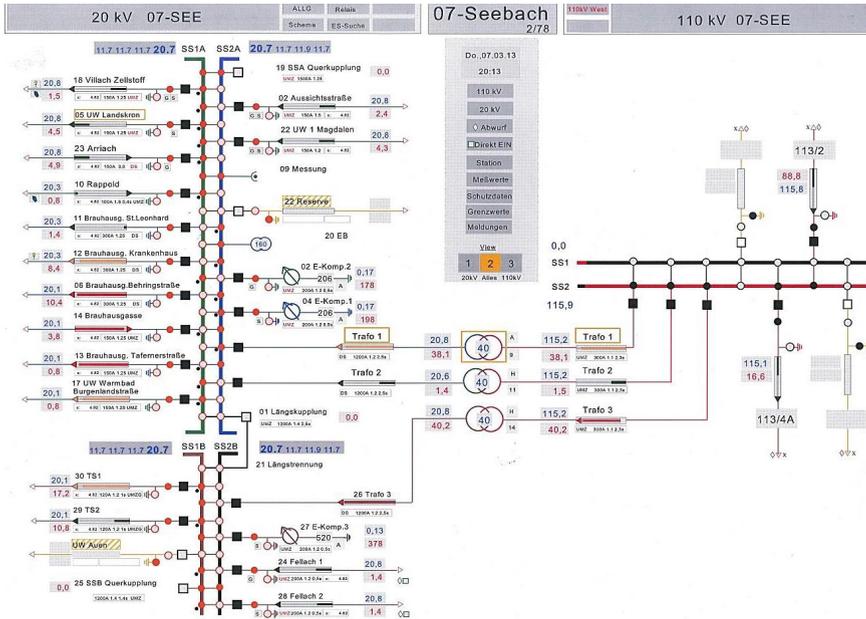


Abbildung 3-9: Detailbild eines 110/20-kV Umspannwerkes [3.9]

Üblicherweise erfolgt die Darstellungen der Umspannwerks-Schaltebene (Ebene 3) und jene in der schematischen Ebene (Ebene 4) aufgrund des Platzproblems auf unterschiedliche Art und Weise. Das bedeutet einerseits für die Systembetreuer einen erhöhten Arbeitsaufwand für die Erstellung und Pflege dieser Bilder und andererseits für die Operatoren zwei verschiedene Darstellungen für ein und dasselbe Umspannwerk. Der in diesem Beispiel vorgestellte Ansatz ermöglicht zukünftig eine einheitliche Gestaltung dieser Visualisierungsebenen. Dabei erfolgt, wie in Abbildung 3-10 dargestellt, die Integration der Detailbilder der Ebene 3 in die schematische Übersicht der Ebene 4, womit sich der Aufwand für die Pflege reduziert und die Übersicht für die Operatoren wesentlich erhöht.



### 3.5 Höhere Entscheidungs- und Optimierfunktionen

Eine Erweiterung des Funktionsumfangs eines herkömmlichen SCADA-Systems bilden die sogenannten Höheren Entscheidungs- und Optimierfunktionen für elektrische Energieversorgungsnetze, kurz HEO genannt. Diese Funktionen umfassen verschiedene Algorithmen und Prozesse, die das Betriebsführungspersonal bei der Führung des Netzes zusätzlich unterstützen. Dabei werden komplexe Zusammenhänge bewertet und Handlungsvorschläge für das Betriebspersonal erarbeitet. Die unterschiedlichen Applikationen, die derzeit jedoch nur teilweise in Netzleitstellen Verwendung finden, werden in diesem Kapitel aufgezählt. Weiterführende Systemapplikationen, welche in Detailprozessen wie z.B. dem Abschalt- oder Störungsmanagement zur Anwendung kommen und per Definition ebenfalls zu den HEOs zählen, werden in den nachfolgenden Kapiteln beschrieben.

#### Intelligente Meldungsverarbeitung

Die Zusammenlegung von Leitstellen, der vermehrte Einsatz von Stationsleittechnik sowie die Erweiterung der Automatisierung und Fernmeldung von dezentralen Stationen führen zu einer ständig steigenden Anzahl von Meldungen. Insbesondere während Störungen kann eine große Anzahl von Meldungen einlaufen, die ein und dieselbe Ursache haben. Ein gleichzeitiges Überlappen mehrerer Ereignisse macht den Überblick noch schwieriger. Die dadurch entstehende Meldungsflut belastet die Operatoren und erschwert eine schnelle und zuverlässige Situationsanalyse. Aus diesem Grund besteht die Notwendigkeit, zusammengehörige Meldungen automatisiert zu erkennen und den Operatoren die Ursache und die Folge eines Ereignisses in kompakter Form zu präsentieren. Expertensysteme ermitteln auf Basis logischer Verknüpfungen zusammenhängender Meldungen eine konzentrierte Analyse der Ereignisse und stellen diese sowohl als Meldungstext und teilweise auch bereits graphisch dar.

In bestehenden Expertensystemen, wie z.B. in [3.77, 3.78, 3.94], werden SCADA-Meldungen logisch verknüpft und mögliche Fehlerursachen und Störungsorte für die Operatoren aber auch für nachfolgende Störungsanalysen in Klartext aufbereitet. Der betrachtete Meldungsumfang umfasst dabei in erster Linie Schutzmeldungen sowie Meldungen aus Erdschlussrelais und kombiniert diese mit topologischen Meldungen, wie z.B. Schalterstellungen. Beispiel hierfür wäre eine erfolgreiche Wiedereinschaltung, die eine Vielzahl von zusätzlichen Meldungen - insbesondere aus dezentralen Anlagen - auslöst. Die zusammengefasste Aussage „Erfolgreiche Wiedereinschaltung am Abzweig XY“ wäre für die Operatoren ausreichend. Sicherheitsrelevante Meldungen wie z.B. Brandmeldungen aus Umspannwerken, die zeitgleich mit Störungen auftreten und somit ebenfalls mit dem Störungsgeschehen in Zusammenhang stehen, sollten dabei ebenfalls angezeigt werden.

Eine intelligente Meldungsverarbeitung hat weiters die Aufgabe, fehlende Meldungen in typischen Meldungssequenzen zu erkennen sowie Schutz- oder Schaltgeräte zu identifizieren, die im Fehlerablauf nicht korrekt gearbeitet haben. Die Intelligenz der Meldungsverarbeitung steckt dabei in einem vordefinierten, statischen Regelwerk, welches im Zuge der Implementierung des Systems von Experten erstellt werden muss. Mit der Zunahme der Datenflut wird dieses Thema künftig maßgeblich an Bedeutung gewinnen. Von einer Erweiterung der bestehenden Applikationen, z.B. durch selbstlernende Systeme, kann somit ausgegangen werden.

### **Automatische Fehlerisolierung und Wiederversorgung**

Eine weitere Möglichkeit für die Nutzung höherwertiger Funktionen ist die automatisierte Fehlerisolierung und Wiederversorgung. Ziel dieser Funktion ist es, nach Ausfall eines Netztes eine voll- oder teilautomatisierte Fehlereingrenzung und/oder Fehlerlokalisierung vorzunehmen und einen Schaltvorschlag für die vollständige Isolierung dieses Fehlers sowie für die Wiederversorgung des Restnetzes zu erarbeiten. Randbedingung ist einerseits die Versorgung aller Kundenanlagen – soweit topologisch möglich – sowie die Einhaltung sämtlicher Grenzwerte mit gleichzeitiger Optimierung des Spannungsbandes aber auch die Priorisierung von Schaltstellen (fernsteuerbar bzw. nicht-fernsteuerbar). Als Basisdaten müssen dazu folgende Informationen vorhanden sein:

- SCADA: Meldungen, Messwerte, Schutzdaten, Schalterstellungen, Netztopologie, Information fernsteuerbar oder nicht fernsteuerbar
- SAP-ISU: Versorgungsanlagen, Lastprofile
- GIS: Hoch- und Mittelspannungsspannungsnetz, Betriebsmitteldaten

Diese HEO-Applikation könnte bei jeder Fehlerabschaltung automatisiert gestartet werden. In einem ersten Schritt muss der Fehlerort bzw. das betroffene Netzteilgebiet lokalisiert werden. Dies ist automatisiert nur mit Unterstützung ferngemeldeter Anlagenelemente (z.B. Kurzschlussanzeiger) möglich. Für eine exakte Eingrenzung bedarf es jedoch in den meisten Fällen der Informationen der Monteure vor Ort und damit der Nachführung durch die Operatoren. Nach der Eingrenzung der Fehlerstelle kann die Applikation eine vollständige bzw. partielle Lösung für die Wiederversorgung erstellen. Die Schaltvorschläge für den Operator müssen dabei zeitnah erfolgen und sollten anschließend bereits in der für den Operator gewohnten Art – z.B. in Form eines Schaltbriefes – vorliegen. Der Operator entscheidet anschließend, ob er einen Vorschlag annimmt, adaptiert oder vollständig verwirft.

Die Akzeptanz derartiger Applikationen geht einher mit der Bedienerfreundlichkeit und den gesammelten Erfahrungen mit diesem Werkzeug. Bei trivialen Abschaltungen wird auf diese Applikation kaum zurückgegriffen. Bei komplexeren Umschaltungen kann sie jedoch eine wesentliche Unterstützung darstellen. Die Erfahrungen im Betrieb zeigen, dass mit

diesem Werkzeug auch neue, bisher noch nicht angedachte Schaltvarianten entstehen, die für ein erweitertes Detailverständnis von Netzgebieten sorgt. Diese Applikation kann somit auch zu Schulungs- und Trainingszwecken verwendet werden und sollte ebenfalls im Studienmodus zur Verfügung stehen.

Die Erreichbarkeit der vorhandenen nicht-fernsteuerbaren Schaltstellen und damit die Anfahrzeiten der Störungsmonteure werden in den zurzeit bekannten Applikationen noch unzureichend berücksichtigt. Eine Kombination mit den Daten aus Workforce Management Applikationen – und den damit bekannten Standorten der Störungsfahrzeuge – in Verbindung mit einem Routingsystem für die Evaluierung der Fahrstrecke zu den einzelnen Schaltstationen könnte diese HEO-Funktion künftig erweitern.

### **State Estimation**

Die State Estimation, die ebenfalls zu den HEOs gezählt wird, berechnet den aktuellen Zustand von Lasten und Einspeisungen. Es werden bestehende Messwerte überprüft, falsche Messwerte erkannt und fehlende Messwerte geschätzt. Grundlage hierfür sind aktuelle, vielfach redundante Messwerte aus dem Leitsystem. Diese Redundanz ermöglicht es dem State Estimator, für den benachbarten Teil des Netzmodells eine Lösung der komplexen Spannungen zu finden, die bestmöglich mit den vorhandenen Messwerten übereinstimmt. Als zusätzliche Messgrößen können auch die Messwerte von PMUs herangezogen werden, die exakt zeitsynchronisierte Messwerte und Phasenwinkel zu den Strom- und Spannungszeigern liefern. Dieser Zwischenschritt, in welchem die klassische Lastflusschätzung mit PMU Messwerten kombiniert wird um die Genauigkeit zu erhöhen, wird als Hybrid Estimation [3.34] bezeichnet.

Ziel der State Estimation ist ein konsistenter und vollständiger Messwertsatz, der als Basis für weitere Lastflussrechnungen oder Kurzschlussstromberechnungen verwendet werden kann. Weiters werden die errechneten Messwerte auf vorgegebene Grenzwerte überprüft. Die Visualisierung der errechneten Werte erfolgt üblicherweise mit einer eigenen Kennung. Dabei werden grobe Abweichungen zu vorhandenen Messwerten dem Operator bzw. den Systembetreuern zur Kenntnis gebracht.

### **On-line Lastflussrechnung**

Die on-line Lastflussrechnung in einem SCADA-System dient der Berechnung eines konsistenten und vollständigen Netzzustandes. Für einen ausgewählten Betriebszustand mit vorgegebener Einspeisung, Belastung und Topologie liefert das Modul die komplexen Spannungen und daraus abgeleitete Wirk- und Blindleistungsflüsse, Zweigströme und Netzverluste. Dabei kann auch die Spannungsabhängigkeit der Lasten berücksichtigt werden.

Die Lastflussberechnung wird für zahlreiche Funktionen im Rahmen der Netzüberwachung, der kurzfristigen Betriebsplanung und der Schaltungssimulation genutzt. Die Ausführung der Berechnungen erfolgt periodisch oder auf Anforderung durch den Operator. Weiters kann im Rahmen der Schalterlaubnisprüfung auch vor Schalthandlungen berechnet werden, ob es im neuen Schaltzustand zu Grenzwertverletzungen kommen wird oder ob eine Versorgung im vorgegebenen Netzzustand überhaupt möglich ist. Sollten bei dieser Berechnung Probleme erkannt werden, erfolgt die Ausgabe einer entsprechenden Warnung.

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen Berechnungen in der Mittel- oder Hochspannungsebene, die aufgrund des zunehmenden Vermaschungsgrades und der Anzahl der vorhandenen Messstellen mit unterschiedlichen Algorithmen durchgeführt werden [3.120]. Den Lasten können Lastprofile zugeordnet werden, um für nicht gemessene Lasten Informationen über die abfließende Leistung zu erhalten. Damit werden auch für Verteilnetze Berechnungsfunktionen zur Verfügung gestellt, deren Genauigkeit mit jenen traditioneller Lastflussprogramme vergleichbar ist, ohne aber deren hohe Anforderungen an die Messwertausstattung des Netzes erfüllen zu müssen.

### **Netzsicherheitsanalyse**

Mit Hilfe der Netzsicherheitsanalyse kann der aktuelle Netzzustand sowie mögliche Störfallszenarien analysiert werden. Dies dient der Überwachung der (n-1)-Sicherheit des Netzes. Die Ausfallsvarianten können den Ausfall eines oder mehrerer kritischer Betriebsmittel enthalten und sind somit vordefiniert, oder werden aufgrund anderer Parameter (z.B. Grenzwertüberschreitungen) automatisiert erzeugt. Die Varianten werden dabei topologisch simuliert und der simulierte Lastfluss auf Grenzwertverletzungen geprüft. Bei Verletzungen erfolgt eine entsprechende Warnung. Die Analysen können in einer zyklischen Abarbeitung permanent im Hintergrund laufen oder auch nach Aufforderung angestoßen werden und sind üblicherweise auch im Studienmodus verfügbar. Der Einsatz der Netzsicherheitsanalyse erfolgt vorwiegend in Übertragungsnetzen und ausgedehnten Hochspannungsnetzen.

### **Kurzschlussstromberechnung**

Die Kurzschlussrechnung ist ein weiteres online-Verfahren und wird zur Überwachung der Beanspruchung der Betriebsmittel, von Schutzfunktionen und der Einhaltung von Mindestkurzschlussleistungen eingesetzt. Sie dient der Simulation von einzelnen Kurzschlüssen in einem symmetrischen Netzmodell unter Berücksichtigung des Schaltzustandes. Der Fehlerort kann automatisch über alle Knotenpunkte des Netzes variiert werden, wobei maximale und minimale Kurzschlussströme berechnet werden. Zusätzlich kann der Fehlerort an einem Knoten im Netz manuell vorgegeben werden. Die Ergebnisse der berechneten Fehlervarianten werden gegen die entsprechenden Grenzwerte

der Betriebsmittel geprüft. Diese Berechnung kann vor Umschaltungen oder auch im Studienmodus gestartet werden, um für neue Schaltzustände weitere Entscheidungsgrundlagen zu erhalten.

### **Erdschlussstromüberwachung**

In gelöschten betriebenen Netzen ist das Thema der Berührungsspannung und damit des maximal zulässigen Erdschlussreststromes von großer Bedeutung (siehe Kapitel 4.6). Aus betrieblicher Sicht gilt es somit, in jedem geplanten aber auch ungeplanten Schaltzustand die Vorgaben für die Erdschlussstrom-Kompensierung zu erfüllen. Sind keine automatisierten Spulenregler vorhanden, kann die Leitsystem-Applikation der Erdschlussstromüberwachung diese Aufgabe übernehmen. Hierzu muss der kapazitive Erdschlussstrom jedes Betriebsmittels im galvanisch verbundenen Netzteil automatisiert aufsummiert und mit der Einstellung der Kompensationsspule(n) verglichen werden. Sollte sich die Differenz nicht im erlaubten Toleranzbereich befinden, erfolgt eine entsprechende Warnung. Diese Funktion sollte online aber auch im Studienmodus für die Abschaltplanung verfügbar sein. In isolierten Netzen kann die Funktion – entsprechend adaptiert – ebenfalls zum Einsatz kommen.

### **Studienmodus**

Der Studienmodus ist eine eigene Systemebene, in welcher Schalthandlungen simuliert werden können und das Ergebnis mittels Lastfluss-, Kurzschlussstrom- und/oder Erdschlussstromberechnung analysiert wird. Weiters können auch Änderungen der Last- oder Einspeisesituation in den betrachteten Netzen untersucht werden. Wichtig hierbei ist der regelmäßige Abgleich der Studienebene mit den aktuellen Daten des on-line Systems. Vorwiegend wird der Studienmodus in der Schaltungsplanung verwendet, kann aber auch für das Kennenlernen von Netzbereichen und damit für das Training von Mitarbeitern herangezogen werden. Weiters können Studienfälle abgespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder geöffnet werden.

### **Simulationsmodus**

Nahezu alle Hersteller von Netzleitsystemen bieten bereits Trainingssimulatoren für Leitstellen an. Dieser Modus ist unabhängig vom Online- und Studienmodus und ermöglicht einerseits ein Selbsttraining der Operatoren und andererseits eine gezielte Schulung mit ausgewählten Störfallszenarien. Als Basis für den Simulationsmodus wird eine Kopie des aktuellen Prozessabbildes herangezogen. Zusätzlich werden Eingaben wie z.B. Schutzfunktionen oder auch Kraftwerksdetails benötigt. Um den Operatoren ein Training mit realitätsnahem Verhalten zu ermöglichen, handelt es sich bei einem Simulationsmodus idealerweise um ein dynamisches System mit raschen Reaktionszeiten.

Der Vorteil dieser Anwendung liegt im Training in gewohnter SCADA-Umgebung. Damit kann insbesondere für neue Operatoren eine rasche Einschulung auf das Leitsystem mit allen vorhandenen Applikationen sichergestellt werden. Der Nachteil hingegen ist der hohe Aufwand für die Eingabe aller Daten im dafür notwendigen Detailgrad sowie die ständige Pflege des Systems. Eine weitere Variante ist das Training bei einem externen Unternehmen, auf welches im Kapitel 2.5 und Kapitel 5.6 näher eingegangen wird.

## 3.6 Abschaltmanagement

Ein hoher Anteil der Arbeitszeit in Leitstellen wird für die Vorbereitung und Durchführung von geplanten Schaltungen aufgewendet. Laut [3.5] bewegt sich dieser Anteil zwischen 25% und 40% der Gesamtarbeitszeit. Eine entsprechende große Bedeutung nimmt aus diesem Grund die Systemunterstützung des Planungs- und Ausführungsprozesses ein. Abhängig von der Art der Betriebsführung, den organisatorischen Gegebenheiten sowie dem Grad der Systemvernetzung stellt sich das Abschaltmanagement in jedem Unternehmen anders dar. In diesem Kapitel werden der prinzipielle Ablauf sowie die funktionalen Anforderungen eines solchen Prozesses beschrieben. Der Fokus liegt dabei auf einem durchgängig digitalen Prozess mit einer einmaligen Dateneingabe sowie einer maximalen Systemunterstützung durch Nutzung unterschiedlicher Applikationen mit vernetzten Datenquellen.

### Der elektronische Freischaltantrag

Eine Freischaltung ergibt sich aufgrund von notwendigen Instandhaltungstätigkeiten oder aufgrund eines störungsbedingten Ereignisses. Im erstgenannten Fall gibt es bereits vor der Abschaltung eine Planungs- und Vorbereitungsphase mit entsprechender Dokumentation. Diese Information muss an die entsprechenden Organisationseinheiten für die Freischaltung (betriebsführende Stelle) sowie an die Organisationseinheiten für die Durchführung der Arbeit (Montagedienste) weitergeleitet werden. Sind Kunden von der geplanten Abschaltung betroffen, sind diese ebenfalls rechtzeitig zu verständigen.

Die Verantwortung für Instandhaltungstätigkeiten und damit die Anforderung der Freischaltung eines Betriebsmittels ist, insbesondere in der Mittelspannung, vorwiegend in dezentralen Einheiten angesiedelt. Von dieser Organisationseinheit wird ein Antrag für eine Freischaltung an die betriebsführende Stelle gesendet. Dies geschieht idealerweise elektronisch, um einen standardisierten Prozess zu ermöglichen und die eingegebenen Daten auch in weiteren Systemen nutzen zu können. Die Eingabe kann z.B. über eine Web-Applikation erfolgen, welche die Daten über eine Schnittstelle nach SCADA übergibt. Als minimale Eingabe ist hierbei das freizuschaltende Betriebsmittel, der Zeitpunkt und die Dauer der Arbeit sowie der Arbeitsverantwortliche anzuführen. Als Planungsunterstützung können auch bereits jene Kunden angezeigt werden, die von der Abschaltung betroffen sind und die vor einer Abschaltung verständigt werden müssen. Anschließend erfolgt die Übermittlung an eine Planungsstelle, die idealerweise zentral der Leitstelle zugeordnet ist, wie in [3.3<sup>RS</sup>] beschrieben.

In Abbildung 3-11 ist ein Beispiel eines elektronischen Freischaltantrages dargestellt. Diese Webapplikation ermöglicht bereits in der Planungsphase eine Unterstützung durch Daten aus SCADA (z.B. topologische Zusammenhänge, Schaltberechtigte, etc.) und ist

andererseits derart aufgebaut, dass alle eingegebenen Daten für die Auftragserzeugung in SCADA herangezogen werden können. Zusätzlich werden automatisiert sämtliche Kunden angezeigt, die von der Freischaltung betroffen sind. Bei jedem Schaltberechtigten werden, wie bereits im Kapitel 2.4 beschrieben, die Anzahl der Schaltungen des letzten Jahres angezeigt. Diese Zusatzinformation dient dem Verantwortlichen für die Arbeitseinteilung als interner Hinweis, welcher der Monteure die vorgeschriebenen Schalthandlungen je Jahr für die Aufrechterhaltung der Schaltberechtigung noch nicht erreicht hat.

Freischaltantrag (40316 writeable) zuletzt bearbeitet von: LIESINGER

Abbrechen Löschen Änderungen speichern FSA Drucken

Status: Entwurf Betriebsst. Zentrale Bereich: BO erstellt am: 04-03-2014 12:32 letzter Bearbeiter: LIESINGER LAA-Nr.: OMS Nr.: EBT Rev Id:

**Erteilung**

eines Schaltantrages für  
 einer Freischaltgenehmigung  
 einer Prüferlaubnis  
 einer Verfügbarkeitsanfrage  
 Außerbetriebnahme der Nachschaltautomatik / Umschaltautomatik

Herstellen und Sicherstellen eines spannungsfreien Zustandes (5 Sicherheitsregeln)

Außerbetriebnahme von Leitungen und Schaltanlagenanteilen für einen längeren Zeitraum

Vorinformation für ein neuvergeordnetes Netzteil

**Freischaltung Netzteil**

Spannungsebene \* 20 kV

**Umspannwerke**

UW Name \* 28-FEL UW Abzweig \* 15 BAHNHOFSTRASSE UW Abgänge inkl. Netzteile anzeigen

**Netzteile**

Alle Stationen anzeigen  Achtung der Inhalt der Netzteile wird gelöscht!!!

Netzteil 1 \* VNS/182 # Feldkirchen\_Puschautz Netzteil 2 VNS/173 # Feldkirchen\_Ketlag\_Wohnhaus

Netzteil 3 Netzteil 4

**Abschaltmanagement**

Sum Kunden 75  Self Service Kd 2  Referenz Kd 0  zum Abschaltmanagement

**Zeitmanagement**

Abschaltung

Abbildung 3-11: Auszug aus einem elektronischen Freischaltantrag

## Die Planungsphase

Die Aufgabe einer zentralen Planungsstelle für Instandhaltungstätigkeiten besteht darin, nach standardisierten Vorgaben einen exakten Ablauf für die Freischaltung des angeforderten Betriebsmittels zu erstellen. Alle Daten des Freischaltantrags werden in einem ersten Schritt nach SCADA übernommen. Da die weitere Bearbeitung bereits im Netzleitsystem erfolgt, kann auf sämtliche im Leitsystem vorhandene Daten, wie z.B. die aktuelle Netztopologie oder die Lastsituation, zurückgegriffen werden.

Die Planung einer Freischaltung erfolgt im nächsten Schritt entweder manuell oder systemunterstützt. Eine automatisierte SCADA-Applikation erstellt nach Markierung des oder der freizuschaltenden Betriebsmittel einen Schaltungsvorschlag für die Freischaltung sowie für die Wiederversorgung möglicher unversorgter Netzteile. Dieselbe Funktion kann benutzt werden, um z.B. ein gesamtes Umspannwerk freizuschalten oder auch den Normalschaltzustand wieder herzustellen. Als Randbedingung gelten die aktuellen Lasten, die in SCADA vorgegebenen Grenzwerte wie Ströme und Spannungsbänder und, sofern

möglich, die unterbrechungsfreie Umschaltung von Netzkunden. Für die notwendigen Schaltvorgänge wird automatisch eine Schaltsequenz erstellt, die zu einem späteren Zeitpunkt vom Operator elektronisch abgearbeitet werden kann. Zusätzlich sollte das Schaltpersonal – wie bereits im Freischaltantrag – mit einer entsprechenden Berechtigungsmatrix hinterlegt sein.

Eine Erweiterung dieser Applikation wird in [3.19, 3.20] vorgestellt. In diesem Projekt wird daran gearbeitet, einen Konflikt von zeitgleichen Schaltungen automatisiert zu erkennen (Abbildung 3-12) und einen neuen, gemeinsamen Lösungsvorschlag anzubieten. Hierbei werden sowohl die Topologie als auch die prognostizierten Lasten mit dem zusätzlichen Ziel einer Verlustoptimierung berücksichtigt. Werden in dem betrachteten Netz Spannungsprobleme erkannt, soll die Applikation unter Berücksichtigung der Transformatorstufung im Umspannwerk, der Blindleistungsregelung vorhandener Kleinkraftwerke und in letzter Stufe einer Wirkleistungsreduktion dieser Kraftwerke einen Lösungsvorschlag anbieten. Bei der Planung von Netzumschaltungen ist auch die ordnungsgemäße Kompensation der betrachteten Netzteile zu berücksichtigen. Nach Störungen und damit geänderten Schaltzuständen soll eine Überprüfung der bestehenden Freischaltungen auf ihre Durchführbarkeit erfolgen. Wird ein Konflikt erkannt, ist auch hier automatisiert eine Meldung auszugeben und ein neuer Vorschlag zu erarbeiten. Sämtliche Funktionen dieses Planungstools sollen künftig sowohl im on-line Modus als auch im Simulationsmodus zur Verfügung stehen.

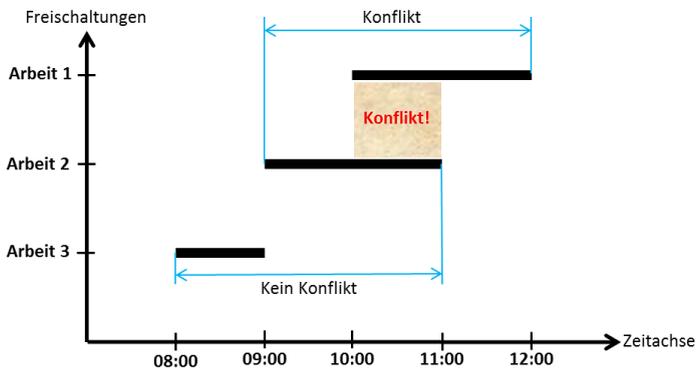


Abbildung 3-12: Konflikt bei geplanten Freischaltungen [3.20]

Eine nächster Schritt im diesem Forschungsprojekt ist die Berücksichtigung von Erzeugungsfahrplänen von Kleinkraftwerken, welche automatisiert aus Wetterprognosen abgeleitet werden könnten. Bei dieser Abschätzung liegt die Herausforderung in der genauen Prognose der regionalen Wetterverhältnisse über mehrere Tage im Voraus und des daraus abgeleiteten zeitlichen Verlaufs der möglichen Einspeiseleistungen. Dies

betrifft bei erneuerbaren Energieträgern vorwiegend die Prognose der Solareinstrahlung, der lokalen Windverhältnisse und der zufließenden regionalen Wassermengen. Die in Österreich gültige neue Regelung einer Kundenverständigung bei geplanten Versorgungsunterbrechungen von 5 Tagen im Voraus [3.21] setzt einen um einige Tage längeren Planungshorizont voraus. Für einen praktischen Einsatz dieser Erweiterung wären jedoch ebenso langfristige Wetterprognosen notwendig, die im geforderten Detailgrad bis dato noch nicht erreicht werden können.

### **Netzkundenverständigung**

Die Verpflichtung der Verständigung von Netzkunden bei geplanten Versorgungsunterbrechungen ist ein zentrales Element bei der Abschaltplanung. Die zuvor erwähnte gesetzlich vorgegebene Zeitdauer kann nur im Einvernehmen zwischen Kunde und Netzbetreiber unterschritten werden. Auf die Art der Verständigung wird in der Gesetzesnovelle nur insofern eingegangen, dass diese „in geeigneter Weise“ zu erfolgen hat. In Österreich gibt es neben der Verständigung durch Postwurf auch die Varianten der telefonischen oder persönlichen Verständigung oder die Information über Plakatstände, die in den betroffenen Gebieten an den Zufahrtsstraßen aufgestellt werden.

Unabhängig davon gibt es auch den Weg der elektronischen Abschaltverständigung, welche in [3.22] umgesetzt wurde. In diesem Projekt wird Netzkunden ein Internetportal zur Registrierung angeboten, um bei Bedarf über SMS, Telefax und/oder E-Mail informiert zu werden. Wesentlich hierbei ist, dass für die Richtigkeit der Daten der Kunde die Verantwortung trägt, da oftmalige Änderungen von Mobilfunknummern oder Emailadressen dem Netzbetreiber nicht immer automatisch bekannt sind.

Mit dem weiteren Fortschreiten dieser Technologien kann zukünftig davon ausgegangen werden, dass die elektronische Abschaltverständigung die herkömmlichen Verständigungsformen vollständig ablösen wird. Im Übertragungsnetz gibt es dazu bereits ein erstes Beispiel. Hier wurde der slowenische Übertragungsnetzbetreiber vom staatlichen Regulator dazu verpflichtet, sämtliche geplante und ungeplante Abschaltungen seiner Leitungen on-line<sup>1</sup> im Internet zu veröffentlichen.

---

1-XXVII

<sup>1</sup> [www.eles.si/en/](http://www.eles.si/en/) (abgefragt am 20.04.2014)

### **Der SCADA-Auftrag**

Das Resultat der Abschaltplanung ist ein fertiger SCADA-Auftrag, der von den Operatoren schrittweise abgearbeitet werden kann. Die letztgültige Überprüfung auf Durchführbarkeit der Aufträge obliegt der Verantwortung des Operators, der dazu die aktuelle Netzsituation berücksichtigen muss. Der durchzuführende Auftrag, der sich elektronisch in SCADA befindet, sollte vorab ebenfalls an die an der Freischaltung beteiligten Monteure übermittelt werden, z.B. über eine Workforce Management-Applikation (siehe Kapitel 3.13). Damit ist sichergestellt, dass die Monteure den Schaltungsablauf ebenfalls kennen und bei der Durchführung, zur zusätzlichen Sicherheit, ein Vier-Augen-Prinzip gewährleistet ist. Der SCADA-Auftrag dient in weiterer Folge als lückenlose Dokumentation, da sämtliche durchgeführten Schaltungen aufgezeichnet und archiviert werden und ist Basis für statistische Auswertungen.

## 3.7 Störungsmanagement

Das Störungsmanagement nimmt einen verhältnismäßig geringen Anteil der Gesamtarbeitszeit in Leitstellen ein. In [3.5] wird dieser nur mit rund 2-5% angegeben. Entscheidend hierbei ist jedoch die hohe Priorität, da unversorgte Kunden so schnell wie möglich wiederversorgt werden müssen. An erster Stelle steht aber nicht die Geschwindigkeit, sondern in jedem Fall das Thema Sicherheit der Kunden und der an der Behebung der Störung beteiligten Monteure. Die zentrale Aufgabe der Leitstelle im Störungsmanagement ist die Identifikation von Störungen und die Ermittlung sowie Umsetzung der sich daraus ergebenden Maßnahmen [3.87]. Die unterstützenden Applikationen in SCADA sind dabei im Wesentlichen wie folgt:

### Übersicht über das Störungsgeschehen

In einem ersten Schritt ist für den Operator eine Übersicht über das Störungsgeschehen entscheidend. Basis hierfür bilden die Meldungsprotokolle, in welchen sämtliche Zustandsänderungen und Ereignisse protokolliert werden. Eine intelligente Meldungsverarbeitung in Kombination mit einer entsprechenden Visualisierung unterstützt den Operator bei der Identifikation von Problemen. Zusätzlich werden in modernen Leitsystemen zusammenhängende Meldungen in Störungen gruppiert, indem diese in ein Störungsdokument zusammengefasst werden. Die Operatoren arbeiten mit diesen automatisiert erstellten Zusammenfassungen und erfassen von Beginn bis zum Ende der Störung jede weitere Aktion in diesem digitalen Dokument. Dieses enthält die topologische Zuordnung ebenso wie die zugeordnete Crew. Ist im Unternehmen bereits ein Workforce-Management implementiert, können dem Montagepersonal auf diesem Weg die wesentlichsten Störungsdaten aus dem Leitsystem übermittelt werden. Da sämtliche Ab- und Umschaltungen in diesen Störungsdokumenten elektronisch erfasst sind, ist es möglich diese Daten nach erfolgreicher Wiederversorgung direkt an die Störungs- und Ausfalldokumentation zu übergeben.

Die Auflistung aller Störungsdokumente ergibt eine Gesamtübersicht über das Störungsgeschehen und erleichtert die Aufgabenzuteilung innerhalb einer Leitstelle. Gleichzeitig ist eine Übersicht in der geographischen Ebene zu realisieren, um insbesondere bei großflächigen Störungen die regionale Auswirkung darzustellen. Dies kann durch gesonderte Visualisierung der ausgefallenen Transformatorstationen oder z.B. durch den Einsatz der dynamischen Höhenschichtenfärbung [3.74], bei welcher koordinatenbezogene, georeferenzierte Punktinformationen in eine Flächeninformation umgerechnet werden, erfolgen. Weiters sind Kennzahlen wie die Anzahl der unversorgten Netzkunden und Trafostationen, die Summe der Monteure im Einsatz oder die Anzahl der Mittel- und Niederspannungsstörungen je Störungsauftrag, regional oder als Gesamtsumme online und in einem zeitlichen Verlauf darzustellen.



Für die Entgegennahme von Kundenanrufen sind bei Netzbetreibern prinzipiell zwei unterschiedliche Wege beschritten worden. Einige Unternehmen lassen alle Kundenanrufe innerhalb der Normalarbeitszeit zu Mitarbeitern laufen, die direkt der Leitstelle zugeordnet sind. Hier werden alle störungsrelevanten Kundenanrufe erfasst und dokumentiert, wobei außerhalb der Normalarbeitszeit diese Aufgabe die Operatoren der Leitstelle übernehmen. Die Kundenidentifikation geschieht idealerweise bereits in einer eigens dafür vorgesehenen SCADA-Applikation, wie z.B. in Abbildung 3-14 dargestellt. Diese Applikation ist bei einer identifizierten Störung auch bereits Teil des automatisch generierten SCADA-Auftrags für die Operatoren.

**Kundendaten (aus SAP)**

**Anschlussobjekt-daten (aus GIS)**

**derzeitige Abschaltungen (aus SCADA)**

Abbildung 3-14: Dokumentation eines Störrufs in SCADA

In dem dargestellten Dokument wird der Kunde identifiziert und alle zugehörigen und relevanten Daten aus SAP und GIS werden angezeigt. Die Verknüpfung mit dem Anschlussobjekt ermöglicht eine Visualisierung des betroffenen Bereichs in der geographischen oder schematischen Netzebene. Weiters werden aktuelle aber auch künftige Abschaltungen für diese Kundenanlage dargestellt bzw. die Anfrage oder das netztechnische Problem des Kunden in diesem Dokument erfasst. Ist bereits ein dokumentierter Störruf eines anderen Kunden aus demselben topologischen Netzgebiet (z.B. Niederspannungsabzweig) vorhanden, werden die zusammengehörigen Dokumente mit einer entsprechenden Logik verknüpft, um noch nicht erkannte Netzprobleme zu identifizieren.

Andere Unternehmen haben die Beantwortung von Kundengesprächen outgesourct und an professionelle Call-Center übergeben. Die Mitarbeiter im Call-Center informieren die

Kunden über Störungen und geben umgekehrt störungsrelevante Informationen an die Leitstelle weiter. Wichtig hierbei ist ein systemunterstützter Informationsaustausch zwischen dem Call-Center und der Leitstelle. Für einen durchgängigen Dokumentationsprozess sollten die aufgenommenen Daten des Call-Centers auch nach SCADA importiert oder anschließend mit der Störung zusammengeführt werden können.

Entscheidend für diesen Ablauf ist – unabhängig wo die Anrufe entgegen genommen werden – die Zuordnung der Kunden zum Netzgebiet bzw. zur Störung. Der Vorteil bei der direkten Eingabe in eine SCADA-Applikation ist die Nutzung der Netztopologie mit der Anzeige des aktuellen Störungsgeschehens sowie die topologisch zugeordneten Kundenanlagen, wie in Kapitel 3.2 vorgestellt. Kommt es zu Anrufen von mehreren Kunden eines Versorgungsgebietes, können diese in SCADA systemunterstützt zusammengefasst und der Störung zugeordnet bzw. ein neues, gemeinsames Störungsdokument erstellt werden.

### **Fehlereingrenzung und Wiederversorgung**

Die Fehlereingrenzung bei Störungen ist eine der ersten Maßnahmen, die vom zuständigen Operator zu erfolgen hat. Dies kann im ersten Schritt, insbesondere bei Mittel- und Hochspannungsstörungen, durch verschiedene Meldungen und Messwerte im Leitsystem erfolgen. Eine dieser Messwerte – der Reaktanzwert der Entfernung zum Fehlerort – liefert der digitale Distanzschutz oder Überstromzeitschutz, wie in Kapitel 4.2 beschrieben. In SCADA kann dieser Reaktanzwert dazu benutzt werden, den Fehlerort über die vorhandenen Leitungsdaten zu ermitteln und in der geographischen oder auch schematischen Ebene zu visualisieren. Für zwei- und dreipolige Kurzschlüsse ergibt sich laut [3.88] im Mittel eine Ortungsgenauigkeit von ca. 300 Meter. Gibt es im betrachteten Netzgebiet eine oder mehrere Verzweigungen, werden auch mehrere mögliche Fehlerorte angezeigt. Eine Unterstützung für die weitere Fehlereingrenzung bieten in diesen Fällen ferngemeldete Elemente, wie z.B. Kurzschlussanzeiger. Kann der Fehlerort über SCADA nicht eindeutig identifiziert werden – was in Mittelspannungsnetzen zumeist der Fall ist – nehmen Störungsmonteur die weitere Eingrenzung vor Ort vor. Eine Optimierung der Anfahr- und Schaltreihenfolge für die Beschleunigung der Fehlerortung wird in [3.81] vorgestellt, wobei die geographischen Gegebenheiten gesondert zu betrachten sind.

In modernen Leitsystemen gibt es bereits Applikationen, die sämtliche Informationen, welche eine Eingrenzung des Störungsortes zulassen, auswerten und automatisiert Maßnahmen ergreifen. In einem ersten Schritt kann ein Schaltungsvorschlag für die Isolierung des Fehlers und die Wiederversorgung des spannungslosen aber schadensfreien Netzgebietes, ähnlich wie bei der Schaltungsplanung, erarbeitet werden. In einigen Unternehmen geht man bereits einen Schritt weiter, und lässt eine automatisierte Eingrenzung zu, wie in [3.32, 3.66, 3.92, 3.95]. Sind ferngemeldete

Erdschlussrichtungsrelais im Einsatz, kann diese Applikation prinzipiell auch eine Eingrenzung des Erdschlussortes vornehmen. Ob und nach welchen Kriterien automatisierte Schalthandlungen ohne Eingriff der Operatoren zulässig sind, muss von den einzelnen Netzbetreibern festgelegt werden.

In [3.23<sup>RS</sup>, 3.31, 3.86] werden Systeme vorgestellt, die mittels Analyse der Störschriebe die Ursache und den möglichen Urheber identifiziert. Solche Applikationen sind bis dato in Leitsystemen noch nicht in Anwendung, könnten künftig aber - insbesondere an Übergabestellen zu anderen Netzbetreibern oder sensiblen Netzkunden - als zusätzliche Informationsquelle dienen.

### **Großflächiges Störungsgeschehen**

Bei großflächigen Störungsgeschehen ist es in einer zentralen Netzleitstelle von entscheidender Bedeutung, eine Arbeitsaufteilung zwischen den Operatoren vorzunehmen und somit räumlich zugeteilte Verantwortlichkeiten festzulegen. Diese Aufteilung kann sich zu jener im Normalbetrieb unterscheiden, und muss über die Systeme abbildbar sein. Hierzu gehören in erster Linie das Netzleit- und das Telefonsystem. Das Leitsystem muss eine einfache und rasche Zuteilung von Netzgebieten zu den einzelnen Arbeitsplätzen erlauben, wie an einem Beispiel in Abbildung 3-15 dargestellt. Diese Aufteilung beinhaltet sämtliche Meldungen und Steuerrechte der zugeordneten Netzgebiete.



**Abbildung 3-15: Visualisierung einer Zuteilung von SCADA-Rechten auf Operatoren**

Die Telefonanlage sollte es ebenfalls ermöglichen, nur jene Anrufe herauszufiltern und dem Operator zuzustellen, welche die ihm zugeteilten Aufgabenbereiche betreffen. Beide Systeme müssen bereits im Vorfeld derart konfiguriert werden, dass eine Zuweisung, je nach Störungsereignis, flexibel und rasch durchgeführt werden kann.

## 3.8 Blitzortung in SCADA

### Betriebliche Anforderung

Blitzschlag gilt in den Sommermonaten als einer der Hauptverursacher von Störungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen. In Hoch- und Höchstspannungsnetzen kann durch entsprechende Auslegung von Erdungsanlagen sowie einer angepassten Isolationskoordination die Anzahl der Ausfälle bei Blitzeinschlägen verringert werden. Diese Möglichkeit wird in Kapitel 4.4 noch näher beschrieben. In Freileitungs-Mittelspannungsnetzen ist die Einschlagshäufigkeit aufgrund der ausgedehnten Netze um ein Vielfaches höher, wenngleich die Auswirkung einer Störung entsprechend geringer ausfällt. Maßnahmen zur Wiederversorgung der betroffenen Kundenanlagen bzw. zur Behebung eines Schadens sind in allen Spannungsebenen umgehend einzuleiten. In einigen Unternehmen werden Blitzeinschläge in Leitungen auch als Kriterium für einen weiteren Schaltversuch nach einer Schutzabschaltung herangezogen. Eine gelebte Praxis ist weiters die Untersuchung des Leitungszugs auf Schäden nach einer erfolgreichen Automatischen Wiedereinschaltung.

Die Möglichkeit einer Korrelation von Blitzschlägen mit Störungen ist aus diesen Gründen für viele Netzbetreiber eine wesentliche operative Unterstützung. Die Anforderungen für eine derartige Applikation sind aus betrieblicher Sicht dabei wie folgt:

- topologische und zeitliche on-line Zuordnung eines oder mehrerer Blitzeinschläge zu Schutzanregungen und Versorgungsunterbrechungen
- Dokumentation und Archivierung aller störungsrelevanten Meldungen und Blitzdaten

### Theorie der Blitzortung

Voraussetzung für die Entstehung von Gewittern ist der Transport von warmen Luftmassen mit ausreichend hoher Feuchtigkeit in großer Höhe. Es kommt hierbei zu Ladungstrennungen, welche die Grundlage für die Blitzaktivitäten bilden. Prinzipiell unterscheidet man je nach Start- und Endpunkt des Blitzes zwischen Wolke-Wolke, Erde-Wolke und Wolke-Erde Blitzen. Die Blitze können positive oder negative Polarität aufweisen [3.11, 4.47].

Die Ortung und Dokumentation von Blitzen erfolgt in Österreich über das Austrian Lightning Detection and Information System (ALDIS), welches Teil des europäischen Systems EUCLID (EUropean Cooperation for LIghtning Detection) ist. Das ALDIS Netzwerk besteht zurzeit aus acht Sensoren (siehe Abbildung 3-16), mit einem mittleren Empfangsbereich von ca. 400 km. Aufgrund der großen Dichte der Messstellen sowie der Überlappung grenzübergreifender Sensoren ergibt sich eine hohe Redundanz bei der Erfassung der Entladungen innerhalb Österreichs. Das bedeutet, dass ein großer Teil der

Blitze von vier oder mehr Sensoren registriert und damit der Genauigkeitsgrad erhöht wird. Andere europäische Länder, wie z.B. Portugal, weisen diese Sensor-Dichte nicht auf und können Blitze demnach nur mit einer wesentlich geringeren Genauigkeit orten.



Abbildung 3-16: ALDIS Blitzortungssensoren in Österreich

Innerhalb ihres Empfangsbereiches erfassen diese Sensoren über das magnetische Feld jeden Blitzeinschlag und übertragen diese Daten an eine zentrale Auswertestelle. Der Einschlagpunkt kann aus der Richtungsinformation und der Zeitdifferenz der einzelnen Sensormeldungen berechnet werden. Abhängig von der Anzahl der beteiligten Sensoren, der Distanz des Einschlagpunktes zu den Sensoren und dem statistischen Fehler bei der Winkel- und Zeitmessung ergibt sich für jede einzelne Blitzentladung eine räumliche Ortsungengenauigkeit, die mit einer Fehlerellipse angegeben wird. Diese ist in Abbildung 3-17 dargestellt. Die Koordinaten des Einschlagpunktes stellen somit nur einen möglichen Punkt des Blitzereignisses dar, der das Zentrum der Fehlerellipse markiert.

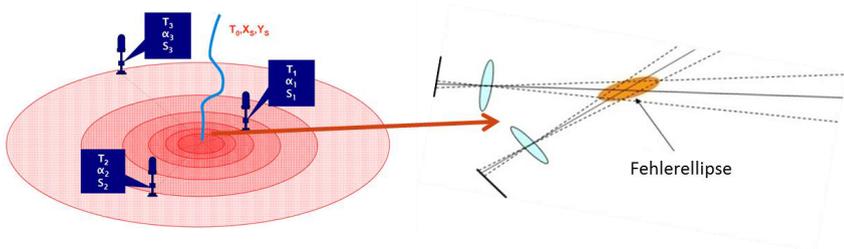


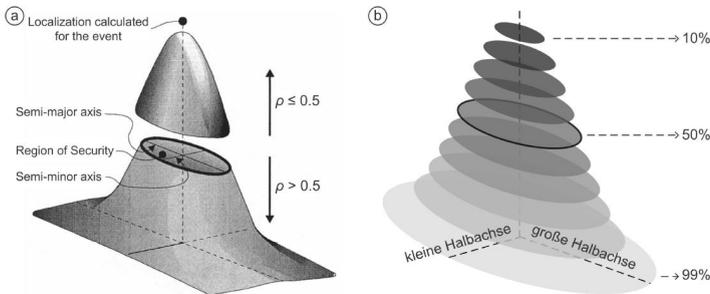
Abbildung 3-17: Fehlerellipse einer ALDIS-Messung [3.17]

Aus dem ALDIS-Blitzortungssystem werden dem Endbenutzer folgende Informationen für die weitere Verwendung zur Verfügung gestellt:

- Echtzeit: Datum und GPS-Zeit des Ereignisses
- Koordinaten des Einschlagpunktes
- Parameter der 50% Fehlerellipse (kleine und große Halbachse, Inklination)
- Richtung des Blitzes: Wolke-Erde / Erde-Wolke, Wolke-Wolke

- Polarität: positiv, negativ
- Stromstärke
- Angabe ob Haupt- oder Folgeblitz

Für jeden einzelnen Blitzortungspunkt kann, ausgehend von der in ALDIS gespeicherten 50%-Fehlerellipse, eine 2-dimensionale Gaußsche Normverteilung - abstrahiert über mehrere Fehlerellipsen - bis zu einer 99% Wahrscheinlichkeit modelliert und visualisiert werden [3.16]. Dies ist in Abbildung 3-18 dargestellt.



**Abbildung 3-18: a) Zweidimensionale Gaußsche Normalverteilung einer 50% Fehlerellipse  
b) Abstraktion über zehn Fehlerellipsen [3.16]**

Mathematisch lassen sich die neuen Werte der kleinen und der großen Halbachse für jede beliebige Wahrscheinlichkeit  $\rho$  (0 bis <1) mit den Formeln 3-1 und 3-2 berechnen. Der Wert 1,1774 entspricht dabei dem Skalierfaktor der 50%-Wahrscheinlichkeit [3.16]. Für das nachfolgende Umsetzungsbeispiel der Visualisierung im SCADA-System werden die Fehlerellipsen für die 50%- und 99%-Wahrscheinlichkeit herangezogen.

$$\text{Skalierfaktor}_\rho = \sqrt{-2 \ln(1-\rho)} \quad \text{Formel 3-1}$$

$$\text{Halbachse}_\rho = \frac{\text{Halbachse}_{\rho=0,5}}{1,1774} \cdot \text{Skalierfaktor}_\rho \quad \text{Formel 3-2}$$

## **Visualisierung von Blitzinformationen außerhalb von SCADA**

Für die Darstellung von Blitzinformationen in Leitstellen existieren derzeit unterschiedliche Lösungsmöglichkeiten. Üblicherweise werden die Blitze in jener Softwareapplikation dargestellt, welche von den jeweiligen Wetterdiensten zur Verfügung gestellt wird, wie z.B. die Spezialsoftware WIIS<sup>2</sup> (Wetterinformations- und Frühwarnsystem). Dieses System stellt dem Benutzer ein meteorologisches Informationssystem zur Verfügung, welches online die aktuellen Satellitenbilder, Wetterradarbilder, Blitzortungsdaten und allgemeine Daten aus meteorologischen Informationssystemen darstellt. Die Visualisierung von Blitzen erfolgt dabei als Einschlagpunkte. Für eine Korrelation von Störungen mit möglichen Blitzeinschlägen muss in dieser Software zusätzlich die geographische Darstellung des Hoch- und Mittelspannungsnetzes hinterlegt und in regelmäßigen Zeitabständen erneuert werden. Der aktuelle Schaltzustand ist dabei nicht abbildbar.

Eine weitere Möglichkeit ist der Import der Blitzdaten in das Geo-Informationssystem. Da das GIS-System in vielen Unternehmen schon als Daten-Master für die Netzdaten verwendet wird, ist eine entsprechende Aktualität dieser Daten gewährleistet. Nachteil ist jedoch auch hier der fehlende aktuelle Schaltzustand. Da GIS als operatives System in Leitstellen kaum Verwendung findet, ist bei dieser Art der Visualisierung von Blitzdaten GIS als zusätzliches System in der Leitstelle aufzuschalten.

In einem Projekt in Slowenien wurde eine Applikation entwickelt, welche die Blitzdaten aus dem Wetterinformationssystem, die aktuellen Informationen über Netz-Störungen aus SCADA und die geographischen Leitungsinformationen aus GIS verknüpft und automatisiert auswertet [3.14, 3.15]. Neben der zeitlichen Übereinstimmung wird in diesem, von SCADA unabhängigen System auch die räumliche Übereinstimmung von Blitzen und ausgefallener Leitung überprüft. Der Vorteil liegt in der vollständigen Automatisierung der Korrelation sowie der Benachrichtigung der Operatoren über die mögliche Fehlerstelle(n). Der Nachteil hierbei ist, dass nur der Normalschaltzustand berücksichtigt wird und wiederum eine zusätzliche Applikation in der Leitstelle bedient werden muss.

1-XXXVII\_\_\_\_\_

<sup>2</sup> <http://www.weterradar.at/>

## SCADA-Integration von Blitzinformationen

Eine in SCADA integrierte Lösung, welche im Mai 2013 erstmals in Betrieb genommen wurde, wird in [3.12<sup>RS</sup>, 3.13] vorgestellt. Neben den funktionalen Anforderungen stand in diesem Projekt insbesondere die Benutzerfreundlichkeit der Applikation im Vordergrund. Hintergrund hierbei war die Vielzahl der in der Leitstelle bereits vorhandenen Systeme und das Akzeptanzproblem bei der ständig steigenden Anzahl neuer Applikationen. Die Erfahrungen aus diesem Projekt haben auch hier wieder gezeigt, dass der Aufwand für die funktionale Umsetzung ähnlich groß ist als jener für eine durchgängig benutzerfreundliche Prozess- und Bildgestaltung.

Der Vorteil der Integration in SCADA ist die Korrelation der Blitzdaten mit dem aktuellen Netz- bzw. Schaltzustand, die gleichzeitige Abfragemöglichkeit von mehreren Arbeitsplätzen sowie die Verfügbarkeit von on-line Zusatzinformationen im selben System, wie z.B. die Fehlerortung durch Reaktanzwerte aus Distanzschutzgeräten (siehe Kapitel 4.3) oder die Visualisierung weiterer ferngemeldeter Betriebsmittel im selben Bildausschnitt. Voraussetzung hierfür ist allerdings eine geographische Darstellungsebene in SCADA. Eine automatische Korrelation ist bei dieser Lösung noch nicht vorhanden, wird aber in einem weiteren Schritt angedacht.

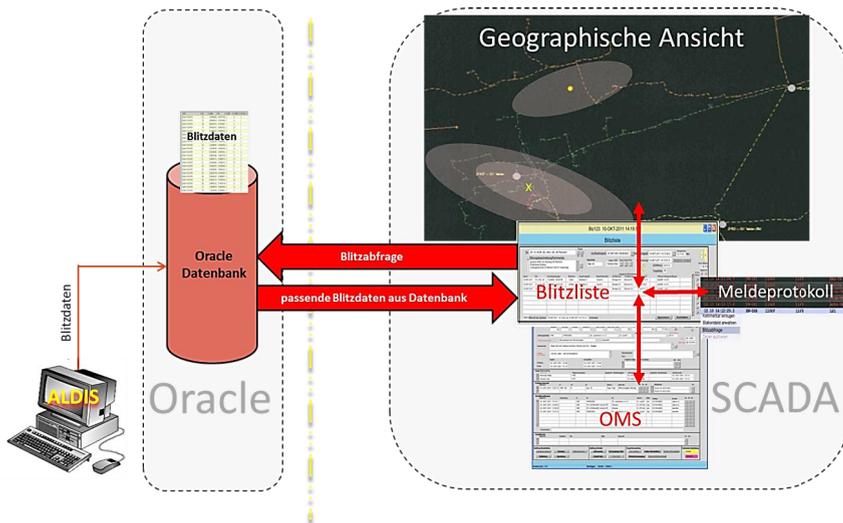


Abbildung 3-19: Datentransfer und SCADA-Applikation [3.12<sup>RS</sup>]

Die Schnittstelle von ALDIS nach SCADA sowie die SCADA-Applikation selbst ist in Abbildung 3-19 prinzipiell dargestellt. Zu Beginn werden die Blitzdaten aus ALDIS in eine Oracle Datenbank gespeichert und nur bei Bedarf aus SCADA abgefragt. Die

passenden Daten werden nach erfolgter Abfrage von Oracle an SCADA übergeben und in der geographischen Ebene visualisiert. Zusätzlich erzeugt der erste Blitz in einem vordefiniertem Gebiet (z.B. innerhalb der Landesgrenze) in SCADA eine quittierpflichtige Meldung „Gewitter Anfang“. Wird über einen längeren Zeitraum kein Blitz registriert, erscheint die Meldung „Gewitter Ende“. Dies dient einerseits der Vorwarnung der Operatoren und andererseits einer Erleichterung bei nachfolgenden Datenauswertungen.

Zentrales Element bei der Blitzsuche in SCADA ist die zu diesem Zweck eigens entwickelte Blitzliste (siehe Abbildung 3-20). Diese kann aus jedem Meldeprotokoll, aus jedem Störungsauftrag, aus einem Bildausschnitt in der geographischen Ebene oder von jedem in der geographischen Ebene dargestellten Betriebsmittel geöffnet werden. Dabei wird die Blitzliste bereits soweit wie möglich automatisch befüllt. Beim Start aus einem Protokoll werden die Zeit des Ereignisses und die technologische Adresse übernommen. In der Blitzliste werden nun automatisch all jene Blitze angezeigt, die in einem vordefinierten Zeitbereich um das Ereignis liegen. Bei Meldungen aus Umspannwerken, welche mit neuer Schutz- und Leittechnik ausgerüstet sind, ist der Zeitstempel der Meldungen nahezu ident mit jenem der Blitze. Die Abweichung beträgt aus bisherigen Erfahrungen maximal 100 ms. Bei älterer Sekundärtechnik mit langsamerem zeitlichen Ablauf und/oder einer älteren Technologie bei der Meldungsübermittlung kann der Zeitbereich in der Blitzliste händisch erweitert werden. Erfahrungsgemäß liegt der Zeitraum dann bei bis zu 400 ms.

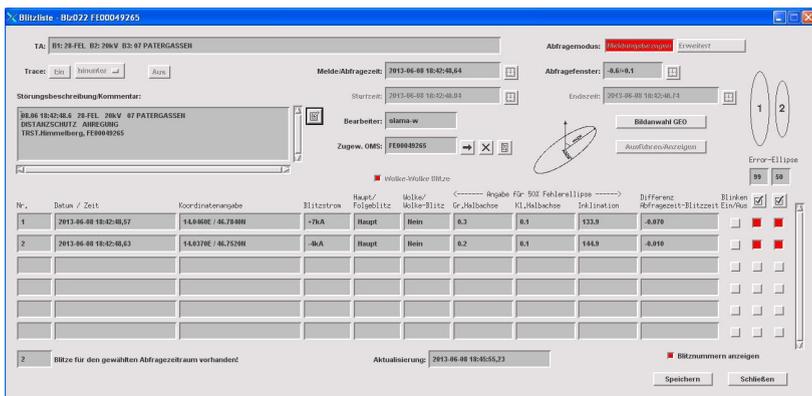


Abbildung 3-20: Blitzliste in SCADA [3.12<sup>RS</sup>]

In der Blitzliste können die zeitlich zutreffenden Blitze unabhängig voneinander aktiviert und in der geographischen Ebene angezeigt werden. Dies geschieht je nach Anforderung in unterschiedlichen Wahrscheinlichkeitsgraden der Fehlerellipse. Zusätzlich integriert ist die Möglichkeit einer durchgängigen Dokumentation inklusive Exportfunktionen in andere Systeme für nachträgliche Auswertungen. Um die Benutzerfreundlichkeit weiter zu erhöhen, wurde eine Vielzahl zusätzlicher Applikationen implementiert, wie z.B. die

Anzeige von Mast-Stützpunkten, Mouse-Over Infenster, eine dynamische Größenanzeige, neue Messwerkzeuge, etc.

In Abbildung 3-21 ist ein praktisches Beispiel einer MS-Störung und die Visualisierung des zugehörigen Blitz einschlages mit der 50%- (dunkelgrau) sowie der 99%- (hellgrau) Fehlerellipse dargestellt. Die Fehlerellipse ist in diesem Beispiel ein Kreis, da die beiden Halbachsen der Ellipse dieselbe Länge aufweisen. Die zeitliche Abweichung zwischen dem Blitz und der Schutzmeldung beträgt 9 Millisekunden. In Gelb dargestellt ist der Fehlerort aufgrund des errechneten und in das Leitsystem übertragenen Reaktanzwertes des Distanzschutzgerätes. Der rote Pfeil wurde nachträglich eingefügt und zeigt den tatsächlich gefundenen Fehlerort.

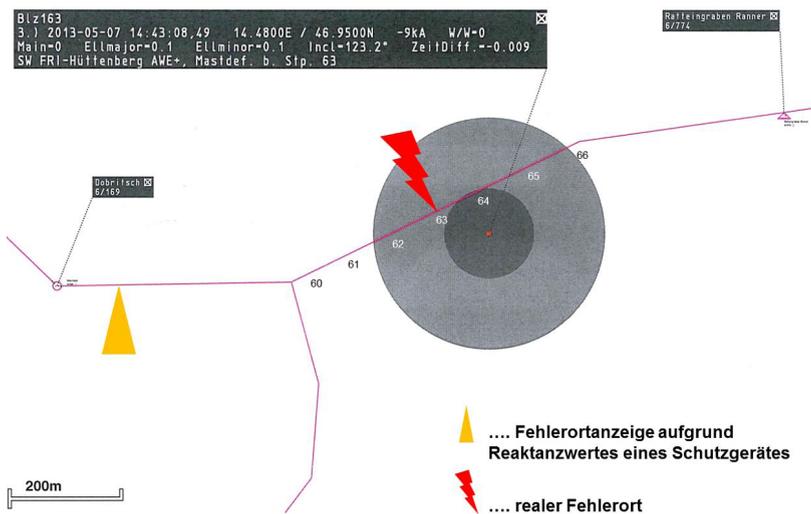
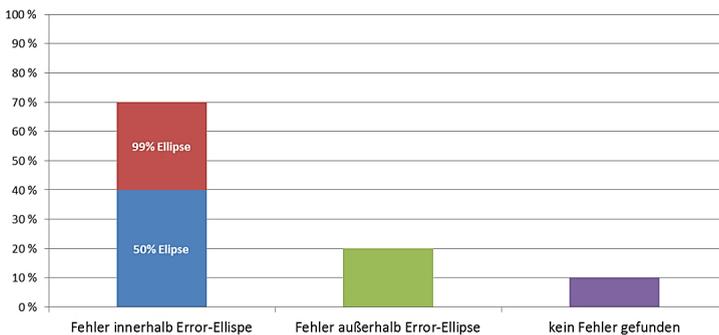


Abbildung 3-21: Beispiel einer Blitzabfrage in der geographischen Ebene [3.12<sup>RS</sup>]

Wie zu erkennen ist, stimmt die 99%-Ellipse und der tatsächliche Fehlerort sehr gut überein. Der Reaktanzwert aus dem Schutzgerät ist ungefähr 600 Meter vom Fehlerort entfernt. Diese Abweichung ist abhängig von der Fehlerart und dem aufgetretenen Messfehler. Durch die steigende Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen kann derzeit bereits beobachtet werden, dass die vom Schutzrelais errechneten Reaktanzwerte immer größere Abweichungen zum tatsächlichen Fehlerort aufweisen. Dies ist eine Tendenz, die sich künftig noch weiter verstärken dürfte.

Die bisherigen Erfahrungen mit der SCADA-Applikation zeigen in allen Fällen eine eindeutige Korrelation zwischen Ausfällen und Blitzaktivitäten. Dies ist einerseits auf die zeitliche Zuordnung von Blitz und SCADA-Meldung und andererseits auf die örtliche Zuordnung mittels Visualisierung der Fehlerellipse zurückzuführen. Bei der Blitzdichte in Kärnten von 1,9 bis 4,8 Blitze/km<sup>2</sup>/Jahr und der durchschnittlichen Ausfallsrate eines Abzweigs von 2,6 Ausfälle/Jahr ist ein zufälliges Zusammentreffen von Ausfall und Blitzeinschlägen nahezu auszuschließen.

Die Korrelation zwischen tatsächlichem Fehlerort und der Fehlerellipse ist für zehn Ausfälle in Abbildung 3-22 dargestellt. Zu erkennen ist, dass bei 70% der Fälle der gefundene Fehlerort und die 99% Error-Ellipse übereinstimmen. Für 20% der Fälle konnte ein Fehler außerhalb der Ellipse, für 10% gar kein Fehler gefunden werden. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass der Schaden nicht immer am Einschlagsort verursacht wird, sondern durch Wanderwellen auch verschleppt werden kann. Weiters zeigen bisherige Erfahrungen, dass durch Blitzschläge zwar Überschläge verursacht werden, aber nicht immer Beschädigungen eines Betriebsmittels auftreten. Weitere Untersuchungen sind nach Vorliegen neuer Störfälle in der nächsten Gewittersaison geplant.



**Abbildung 3-22: Korrelation Fehlerellipse und realer Fehlerort**

In einer Erweiterung der derzeitigen Applikation sollen die Blitzinformationen mit ihren Fehlerellipsen in bestehende Expertensysteme (siehe Kapitel 3.5) integriert werden. Ziel ist eine automatische Korrelation von Meldungen und Messwerten aus verschiedenen Quellen (wie z.B. Anregung und Reaktanzwert aus Schutzgeräten, Anregung von ferngemeldeten Kurzschlussanzeigern, etc.) mit Informationen des aktuellen Blitzgeschehens in Leitungsnähe. Da in einigen Unternehmen keine geographische Ebene vorhanden ist, wird auch eine Visualisierung in der schematischen Ebene angedacht.

### 3.9 Visualisierung des frequenzabhängigen Lastabwurfs

Der automatische frequenzabhängige Lastabwurf oder im Englischen auch „Underfrequency Load Shedding“ (UFLS) genannt, ist die Realisierung eines mehrstufigen Maßnahmenpakets für den Erhalt der Stabilität im transeuropäischen Stromnetz, mit dem Ziel, überregionale oder gar länderübergreifende Stromausfälle zu verhindern. Die Realisierung des Lastabwurfes erfolgt durch Frequenz- oder auch Schutzrelais dezentral, wobei einzelne Netzteile bei der Erreichung bestimmter Frequenzwerte abgeschaltet werden.

Da es sich hierbei um eine notwendige Maßnahme für die Aufrechterhaltung eines sicheren Systembetriebs aller im Verbundbetrieb beteiligten Netzbetreiber handelt, ist eine abgestimmte Vorgangsweise zwingend erforderlich. Diese wird von ENTSO im Operation Handbook Policy 5 [5.26] prinzipiell festgelegt und in abgestimmten technischen Erläuterungen – wie z.B. für Deutschland, Österreich und die Schweiz [3.30] – im Detail beschrieben. Basierend auf diesen Unterlagen kommt es zu nationalen Vorschriften, wie z.B. für Österreich in den TOR-Teil E [5.47].

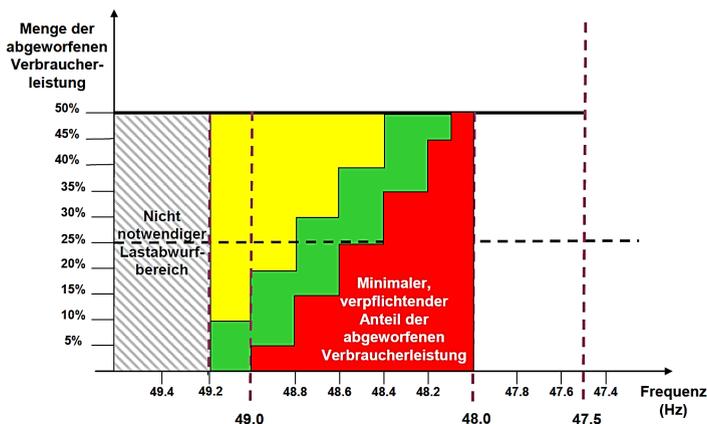


Abbildung 3-23: Lastanpassung entsprechend ENTSO-E Operation Handbook Policy 5

Die sechs Stufen der Lastanpassung bei einer Unterfrequenz laut Operational Handbook sind in Abbildung 3-23 dargestellt. Beginnend ab einer Frequenz von 49,0 Hz kommt es bis zu 48,0 Hz zu einem Lastabwurf von 50%. Die Stufen sind dabei so zu wählen, dass man als Mindestanforderung oberhalb des roten Bereichs liegt. Der von ENTSO-E empfohlene Bereich ist in Grün dargestellt. In Österreich ist in der derzeit gültigen TOR-Teil E ein dreistufiger Abwurf in 0,4 Hz-Schritten mit je 20% der Netzlast

vorgeschrieben. Die zurzeit in Diskussion befindliche, überarbeitete TOR-Teil E, sieht zur praktikablen Handhabung 4 Stufen als Mindestanforderung vor (siehe Tabelle 3-1).

49,0 Hz	1. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung ca. 12,5%)
48,8 Hz	2. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung ca. 25,0%)
48,6 Hz	3. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung ca. 37,5%)
48,4 Hz	4. Stufe der automatischen Lastanpassung mit einer Reduktion der Netzwirkleistung um ca. 12,5% der Netzlast (Summe Lastanpassung mindestens 50,0%)

**Tabelle 3-1: Lastanpassung lt. TOR-Teil E (Diskussionsstand der Überarbeitung Oktober 2013)**

Als Mindeststandard für die Realisierung der Abwurfpunkte wird der Abwurf von HS/MS-Transformatoren gefordert, wobei eine feinere Aufteilung auf Mittelspannungsabzweige zulässig ist. Die Funktion der Lastanpassung in Netzen mit zeitweiser Rückspeisung erfordert dabei besondere Aufmerksamkeit. Hier ist zu vermeiden, dass in einer Rückspeisesituation Erzeugerleistung anstatt Last abgeworfen wird. Um dies zu verhindern, ist die frequenzabhängige Lastanpassung wirkleistungsrichtungsabhängig auszuführen. Für zukünftige Lösungen wird bereits darüber diskutiert, die Funktion der frequenzabhängigen Lastabschaltung durch den Einsatz von Smart Metern von der Umspannwerksebene in die einzelnen Lastanschlusspunkte im Verteilnetz zu verschieben [3.124].

Zur Ermittlung der Referenznetzlast wird laut TOR die Jahresmittellast herangezogen und jeder Abwurfpunkt gemäß des Anteils an der Jahresmittellast einbezogen. Die Referenznetzlast und der Stufenplan für die Lastanpassung ist einmal pro Jahr für das abgelaufene Kalenderjahr von den Verteilnetzbetreibern zu überprüfen und falls erforderlich anzupassen [3.30]. Weiters ist die Lastanpassung so umzusetzen, dass nach geeigneten Verfahren - die jedoch in der TOR nicht näher beschrieben sind - eine Rotation der Zuordnung von Verbrauchern zu den Auslösefrequenzgruppen möglich ist.

Bei einer Unterschreitung von einzelnen Frequenzstufen kann in einer Leitstelle davon ausgegangen werden, dass eine Vielzahl von gleichzeitig auftretenden Meldungen und Alarmierungen in SCADA auflaufen. Eine rasche Übersicht der abgeschalteten Betriebsmittel sowie der Grund für die Abschaltung sind für die Operatoren in derzeitigen Systemen nur durch die Kontrolle sämtlicher Einzelmeldungen möglich. Dies kann bei einer anzunehmenden Datenflut ein langwieriges Unterfangen darstellen.

Aus diesem Grund sollten die Operatoren im Falle eines frequenzabhängigen Lastabwurfs in modernen Leitsystemen durch eine angepasste Visualisierung unterstützt werden. Dies ist anhand einer bereits bestehenden Applikation in Abbildung 3-24 dargestellt. Der Lastabwurf erfolgt bei diesem Netzbetreiber durch Abschaltung von 110/20-kV Transformatoren, die in der SCADA-Darstellung je Stufe aufgelistet sind. Eine grüne Farbgebung des Kästchens neben jedem Transformator bedeutet dabei einen in Betrieb befindlichen Transformator. Eine blaue Einfärbung würde eine Auslösung durch Frequenzabwurf und eine rote Einfärbung eine Auslösung durch ein anderes Ereignis (z.B. Differentialschutzauslösung) bedeuten. Mit dieser Darstellung wird dem Operator eine rasche Übersicht als Entscheidungsgrundlage für die Wiederversorgung geboten. Insbesondere werden mögliche zeitgleich auftretende Ereignisse und Schutzauslösungen für diese Betriebsmittel gesondert visualisiert und damit Zuschaltungen gestörter Betriebsmittel vermieden.



Abbildung 3-24: Visualisierung des frequenzabhängigen Lastabwurfs in SCADA

Zusätzlich ist in dieser Übersicht auch der online-Wert der momentan zu erwartenden Abschaltleistung je Stufe ablesbar. Dieser sollte je Stufe theoretisch 12,5% betragen, ist aber zum Teil darunter, wie bei Stufe 1 (10,6%), oder auch darüber, wie bei Stufe 3 (13,4%). Abhängig von der lokalen und regionalen Lastsituation kommt es zu ständigen Veränderungen dieser Werte. Durch eine Archivierung und Auswertung dieser Daten kann eine regelmäßige Evaluierung der Zuteilung der einzelnen Transformatoren aber auch Abzweigen zu den einzelnen Stufen der Lastanpassung erfolgen und Anpassungen sehr einfach durchgeführt werden. Diese Auswertung würde die geforderten theoretischen Berechnungen [3.30] durch reale Daten ersetzen.

### 3.10 Phasor Measurement Units

Das Thema Wide Area Measurement und somit der Einsatz von PMUs war bisher ausschließlich bei Übertragungsnetzbetreibern ein Thema [3.33, 3.34, 5.71]. Bei diesen Messwerten handelt es sich um Synchrophasoren, das sind Strom- und Spannungswerte mit Betrag und Phase, die direkt an der Quelle mit einem Zeitstempel versehen und dann an eine zentrale Auswerteeinheit übermittelt werden. Durch die Kombination aus Messwerten mit hoher Abtastrate und zentraler Auswerteeinheit entsteht eine neue Qualität von Messverfahren, die zwischen der traditionellen Schutztechnik und der Netzleittechnik einzuordnen ist, wie in Abbildung 3-25 dargestellt.

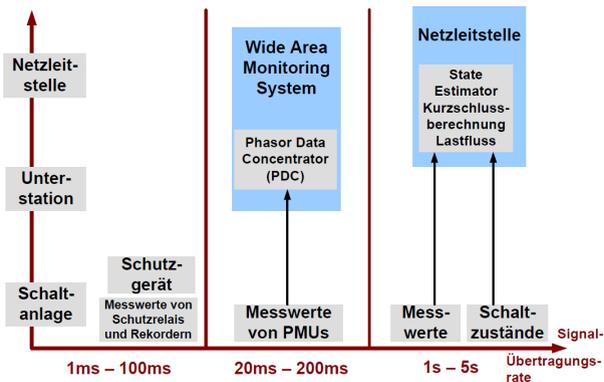


Abbildung 3-25: Zeitliche Einordnung verschiedener Systeme [3.33]

Mit diesen Daten kann mit geringem Aufwand insbesondere das dynamische Verhalten von Netzen sehr gut überwacht und die Netzsicherheit dadurch erhöht werden [3.100, 3.115]. Mit den fortschreitenden Herausforderungen in den Hoch- aber auch Mittelspannungsnetzen kommt diese Technologie heutzutage auch bereits in diesen Spannungsebenen zum Einsatz. Verstärkt wird diese Entwicklung dadurch, dass Störschreiber - und vor allem die neuesten Schutzgerätegenerationen der verschiedenen Hersteller - diese Funktion als integrierte Applikation anbieten. Der Investitionsbedarf liegt somit künftig hauptsächlich in der Datenübertragung sowie in den zentralen Komponenten wie Server und entsprechender Auswertesoftware.

Die Anwendungsfälle von PMUs sind breit gefächert und betreffen verschiedene Möglichkeiten wie die Visualisierung von Spannungs- oder Wirkleistungsinstabilitäten, dargestellt an Beispielen in einem Hoch- und Mittelspannungsnetz in Kapitel 4.5 [4.28<sup>RS</sup>, 4.20<sup>RS</sup>], die dynamische Visualisierung der Netzfrequenz bei einem Inselaufbau, die Unterstützung bei der Synchronisierung von zwei Netzinseln (siehe Kapitel 5.8.4), die Verbesserung der State Estimation [3.82] oder auch die detaillierte Untersuchung von

dynamischen Vorgängen in Netzen, wie in Kapitel 5.8.4 und [5.34<sup>RS</sup>, 3.36, 3.37] beschrieben. Eine weitere Möglichkeit besteht in der automatischen Erkennung von übergeordneten Netztrennungen bzw. der Bildung von Inselnetzen, der Detektion von Schwingungsmodi als auch der Anwendung als synchronisierter Störschreiber, wie in [3.38] beschrieben. Viele dieser Anwendungen stehen in Echtzeit zur Verfügung und können die Operatoren bei Ihren Entscheidungen wesentlich unterstützen.

Ein Beispiel für den Einsatz von PMUs in einem 110-kV Netz wird in [3.101<sup>RS</sup>] beschrieben. Die Datenübermittlung erfolgt an eine zentrale Stelle, von welcher aus den Operatoren die online Daten zur Verfügung gestellt werden. Eine Anbindung an SCADA existiert vorerst noch nicht; eine Alarmierung bei Grenzwertüberschreitungen ist künftig jedoch angedacht. Zusätzlich werden die Daten offline für Detailuntersuchungen dynamischer Vorgänge aber auch zur Unterstützung bei Störungsanalysen herangezogen.



Abbildung 3-26: Einsatz von PMUs in einem Hochspannungsnetz

Die projektspezifische Visualisierung in der Leitstelle ist in Abbildung 3-26 dargestellt, wobei in diesem Bild die Daten von zwei der vier eingesetzten PMUs zu sehen sind. Der Haupteinsatz liegt hierbei in der Überwachung des 110-kV Phasenwinkels, welcher - ausgelöst durch Sonderschaltzustände im übergeordneten Netz - kritische Werte erreichen kann. Dies wurde in der Studie [3.35] für statische und dynamische Stabilitätsfälle nachgewiesen. Bei Inselbetriebsversuchen werden die Darstellungen der vektoriellen Phasenspannungen für die Synchronisierung verwendet. Weiters gibt es zwei Skalierungen bei der Frequenzdarstellung, wobei bei der statischen Skalierung für eine bessere Übersicht künftig auch die Grenzfrequenzen für den Netzwiederaufbau (49 Hz und 51,5 Hz) hervorgehoben werden sollen. Kommt es zu übergeordneten Netztrennungen, erfolgt ebenfalls eine Alarmierung und Visualisierung.

### 3.11 Austrian Awareness System

Im Endbericht der ENTSO-E zur Netzstörung vom 04.11.2006 wurde als einer der Verbesserungsvorschläge eine Erweiterung des online-Informationsaustausches zwischen den Übertragungsnetzbetreibern angeführt [5.20]. Aus diesem Grund wurde ein System entwickelt, das es jedem Übertragungsnetzbetreiber ermöglicht, Warnungen an alle anderen Übertragungsnetzbetreiber abzusetzen, diese Alarmer aus dem gesamten ENTSO-E Netz zu empfangen und damit die Ausweitung von Störungen möglichst gering zu halten. Dieses System wurde von den einzelnen Übertragungsnetzbetreibern auf die unterlagerten Verteilnetzbetreiber heruntergebrochen.

Die Umsetzung dieser Forderung erfolgte mit dem Regional Alarm and Awareness System (RAAS) und in Österreich im Jahr 2008 mit dem Austrian Awareness System (AAS). Diese Systeme bieten die technische Möglichkeit einer raschen Gesamtübersicht über den Netzzustand benachbarter Partner und eines effizienten Informationsaustausches im Fall von Großstörungen sowie während eines Netzwiederaufbaus. Vordergründiges Ziel ist es, die Kommunikation der Netzbetreiber über Funk bzw. Telefon im Störfall auf das Notwendigste zu beschränken.

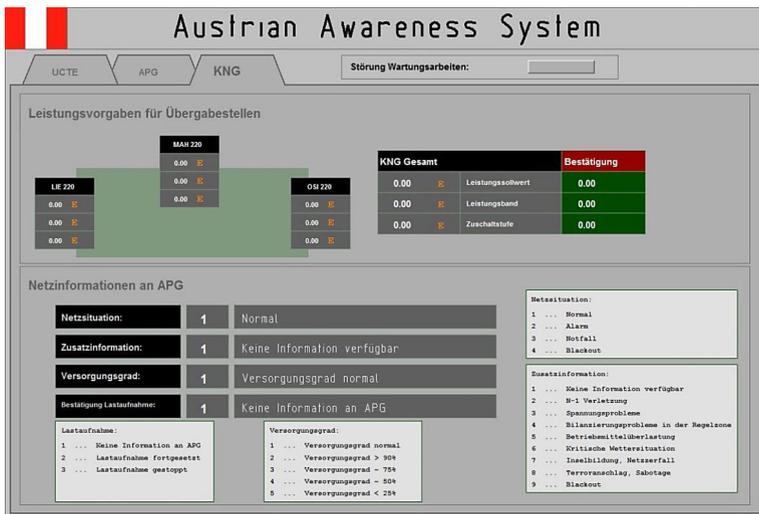


Abbildung 3-27: AAS-Detailinformationen – Leistungsvorgaben und Netzinformationen

In Abbildung 3-27 ist die Umsetzung der Visualisierung in einer Leitstelle ersichtlich. Hier werden die Leistungsvorgaben des Übertragungsnetzbetreibers an den drei Übergabestellen zum Verteilnetzbetreiber sowie die Gesamtsumme dargestellt. Diese sind im Fall eines Netzwiederaufbaus von den Operatoren zu quittieren. Weiters sind die Netzinformation, die Zusatztexte, der Versorgungsgrad und die Bestätigung der Lastaufnahme in diesem

Bild zu setzen. Für die Signalisierung der Netzsituation wurden in den Vereinbarungen zwischen dem österreichischen Übertragungsnetzbetreiber und den Verteilnetzbetreibern folgende vier Ampelfarben festgelegt [3.16]:

- Grün                    Normalzustand
- Gelb                    Alarm
- Rot                      Notfall
- Schwarz                Blackout

Die Zusatztexte wurden dabei wie folgt definiert:

- (n-1)-Verletzung
- Spannungsprobleme
- Fernwirk-Übertragungsprobleme
- Betriebsmittelüberlastung
- Kritische Wettersituation
- Inselbildung, Netzerfall
- Terroranschlag, Sabotage
- Blackout

Da die Zusatztexte in der Vereinbarung nicht näher definiert wurden und somit einen gewissen Interpretationsspielraum zulassen, sollte unternehmensintern eine exakte Regelung für die Aktivierung und Deaktivierung dieser Felder festgelegt werden. Die praktische Handhabung dieses Systems muss für den Fall eines realen Einsatzes regelmäßig trainiert werden.

## 3.12 Wetterinformationen

Eine weitere Unterstützung des Netzbetriebes erfolgt durch Wetterdaten, die den Operatoren in den Leitstellen zur Verfügung gestellt werden. Diese Wetterinformationen werden von privaten oder öffentlichen Wetterdiensten, wie in Österreich z.B. durch die Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG), aufbereitet und online über ein Webportal visualisiert oder via Email übermittelt. Dabei unterscheidet man prinzipiell zwischen der Echtzeitdarstellung und den Prognosen der unterschiedlichsten Wetterinformationen. In Netzleitstellen dienen diese Informationen der

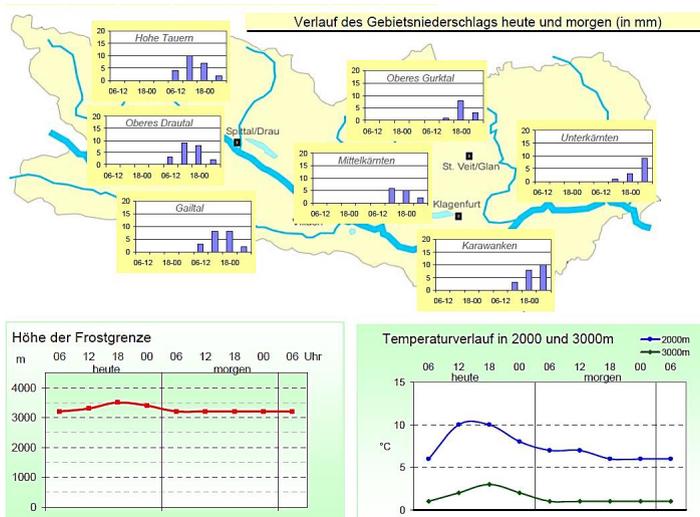
- optimalen Früherkennung kritischer Wettersituationen und damit der rechtzeitigen Einleitung notwendiger Maßnahmen
- Blitzortung bei Störungen (siehe Kapitel 3.8)
- Erstellung der Lastprognosen

Basis dieser Informationen sind meteorologische Daten in entsprechend hoher Qualität und Genauigkeit, wobei für Verteilnetzbetreiber insbesondere die exakte Beurteilung der lokalen Wetterbedingungen eine entscheidende Rolle spielt. In diesem Zusammenhang kommt es aufgrund der fortschreitenden Technologie, insbesondere im Hardwarebereich, zur immer kleiner werdenden Rasterung in der Berechnung und damit zur immer größer werdenden Genauigkeit der Ergebnisse [3.40]. Folgende Wetterinformationen stehen in der Regel in Leitstellen zur Verfügung [3.39]:

- Lokale Wetterradarbilder (2D und 3D)
- Satellitenbilder (Infrarot, Sichtbild)
- Blitzdaten
- SYNOP-Daten: Meteorologische Daten gemessen aus automatisierten Wetterstationen wie Lufttemperatur, Bodentemperatur Wind/Böenrichtung, Wind/Böengeschwindigkeit, Niederschlagswerte, Bewölkungswerte, Strahlungswert, etc.
- Glättemelderdaten

Eine wesentliche Unterstützung für Operatoren bilden die Prognoseprogramme der Wetterdienste. Diese Programme erlauben über einen bestimmten Zeitbereich eine automatisierte Vorhersage, wie z.B. bei der Zugbahnberechnung von Niederschlagsfronten. Hierbei werden vorhandene Niederschlagszellen identifiziert und durch Analyse der Entwicklung der Vergangenheit eine Prognose der weiteren Zugbahn der identifizierten Niederschlagsgebiete berechnet.

Der Operator bekommt somit eine Abschätzung, wann und in welcher Region mit einer Niederschlagsfront zu rechnen ist, wie lange die Niederschläge andauern oder auch wie intensiv diese sein werden, wie in einem Beispiel in Abbildung 3-28 dargestellt. Weitere Prognosen berechnen aufgrund der zu erwartenden Niederschläge die Schneefallgrenzen und den erwarteten Neuschneezuwachs im Zeitverlauf. Mit diesen Informationen kann, insbesondere in Netzen mit hohem Freileitungsanteil, der Beginn eines größeren Störungsgeschehens abgeschätzt werden. Sturm- und Hagelprognosen werden in ähnlicher Form behandelt.



**Abbildung 3-28: Niederschlags- und Temperaturprognose für Kärnten über einen Tag**

Wetter-Prognosedaten werden in weiterer Folge für die Abschätzung der künftigen Lastsituation herangezogen, wie in [3.41, 3.42] gesetzlich vorgeschrieben. Weiters hat jeder Verteilnetzbetreiber die Verpflichtung, Netzverluste vorab einzukaufen. Durch den zentralen Beschaffungsvorgang müssen auch diese Werte vorab prognostiziert und rechtzeitig weitergemeldet werden. Als Basis dienen hierzu die Lastflüsse der Vergangenheit, die mit Hilfe der Wetterprognosen – wie z.B. der Bewölkungsprognose und damit der Vorhersage der Lichtverhältnisse – korrigiert werden.

Die Wetterinformationen sind eine zusätzliche, wichtige Unterstützung für die Operatoren einer Leitstelle. Sie beinhalten jedoch große Datenmengen, die entsprechend aufbereitet werden müssen. Diese Aufgabe übernehmen Alarmierungsprogramme, welche die Überprüfung von meteorologischen Online- und Prognosedaten, wie z.B. der Intensität von Niederschlagszellen bei Radarbildern, des Auftretens von Blitzen, des Überschreitens von Windgeschwindigkeiten, etc. vornehmen. Je nach Anwendung sind die Grenzwerte für

jeden Parameter frei einstellbar und die Überwachungsgebiete frei definierbar. Auf diese Weise ist es möglich, verschiedene Gebiete mit unterschiedlichen Parametern flexibel zu überwachen. Dies kann auch in kombinierten Alarmierungen erfolgen, um entsprechende Frühwarnungen bei aufziehenden extremen Wettersituationen zu generieren. Die Alarmierung unterstützt die Operatoren bei der Einleitung notwendiger Maßnahmen, wie z.B. Rückruf von Mitarbeitern oder Aktivierung zusätzlicher Bereitschaftsdienste. In einem weiteren Schritt können diese Systeme derart parametrisiert werden, dass bei Überschreiten gewisser Alarmierungspegel automatisch Meldungen an die zuständigen Diensthabenden oder auch Vorgesetzten abgesetzt werden. Mit dieser Vorgangsweise sind eindeutige Parameter für eine stufenweise Aktivierung im System hinterlegt.

### 3.13 Workforce Management

Eine Vielzahl von Verteilnetzbetreibern nützt in ihrem Ablauf bereits ein Workforce-Management (WFM) um die Einsatzplanung von Mitarbeitern und Fahrzeugen sowie die zeitnahe Abrechnung von Montage- und Serviceaufträgen systematischer, transparenter und somit effizienter [3.25] zu gestalten. Für den Gesamtprozess bedeutet dies eine Unterstützung vom Auftragseingang über die Planung, den Bau, die Entstörung bis hin zur Erstellung von Endberichten und Statistiken. Beispiele mit unterschiedlichen Ansätzen verschiedener Unternehmen findet man unter [3.24<sup>RS</sup>, 3.26, 3.27, 3.28, 3.29], wobei sich die grundsätzlichen Ziele im Wesentlichen nicht unterscheiden:

- gleichmäßige und durchgehende Personalauslastung
- angemessene Ressourcen-Zuordnungen
- kurze Fahrtzeiten
- Zusammenfassen von Arbeiten in benachbarten Anlagen
- Einhaltung von Terminen

Durch die Kopplung der verschiedenen Systeme können die betrieblichen Abläufe sowohl bei geplanten Arbeiten als auch im Störungsgeschehen grundsätzlich unterstützt werden, wobei WFM immer unabhängig von allen SCADA-Applikationen arbeiten muss. Ein Datentransfer ausgewählter Informationen von SCADA in das WFM ist insbesondere dann sinnvoll, wenn Mehrfacheingaben von Daten in diese Systeme vermieden werden sollen. Damit kann die Sicherheit in der Betriebsführung sowie die Gesamteffizienz der Prozesse erhöht werden. Ein umgekehrter Datentransfer von WFM nach SCADA ist nicht zwingend erforderlich und sollte – insbesondere unter dem Aspekt der IT-Sicherheit – bei Bedarf gesondert evaluiert werden.

Eine geeignete informationstechnische Einbindung des operativen Personals ist eine weitere Voraussetzung für ein durchgängiges Workforce-Management. Die auf den mobilen Einheiten enthaltene WFM-Applikation sollte neben ihrer Grundfunktion, der Darstellung der Arbeitsabläufe, Zeitvorgaben und Mitarbeitererteilung auch die aktuellen Standortkoordinaten an eine zentrale Stelle für eine optimale Disposition übermitteln. Weiters sollten zusätzliche betriebliche Anforderungen erfüllt werden, wie z.B. die Möglichkeit des Zugriffs auf geographische und schematische Netzpläne (idealerweise ähnlich wie jene des Leitsystems – siehe Kapitel 3.4), Integration eines Routingsystems, digitale Dokumentationsmöglichkeit, etc.

Kommt es aufgrund einer Störung zu einem Störungsdokument in SCADA, sind die darin enthaltenen Daten ebenfalls an die mobile WFM-Applikation des zuständigen Störungsmonteurs zu übermitteln. Enthalten sollten bereits all jene Informationen sein, die in SCADA entweder automatisiert dokumentiert (ausgefallener Abzweig, Fehlerort, etc.)

oder von den Operatoren manuell eingegeben werden (Kundenanrufe mit Adresse und Telefonnummer, Kommentare, etc.). Dieser automatische Transfer erspart dem Operator weitere Detailerklärung und dem Monteur eine zusätzliche Dokumentation dieser Informationen. Mit dieser Datenübertragung werden Fehler bei der mündlichen Übermittlung der Informationen und somit zeitaufwendige Nachfragen vermieden, wie z.B. bei der Bekanntgabe von Telefonnummern oder Adressen von Kunden.

Bei geplanten Frei- oder Umschaltungen sollte den beteiligten Monteuren vorab eine Liste der täglichen Schaltsequenz übermittelt werden. Auch hierzu bietet sich die mobile Lösung rund um das WFM an. Der Monteur hat somit eine Gesamtübersicht über den Arbeitsablauf und kann bei Unklarheit aktiv nachfragen bzw. gezielt reagieren.

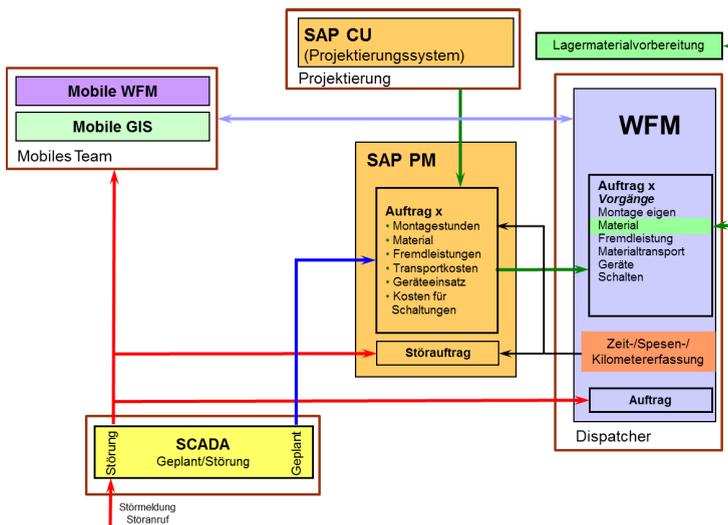


Abbildung 3-29: Integration von SCADA-Daten in ein Workforce-Managementsystem [3.24<sup>RS</sup>]

Die Integration einer WFM-Lösung ist abhängig vom organisatorischen und technischen Umfeld eines Unternehmens und somit immer maßgeschneidert. In der Abbildung 3-29 ist die Integration von WFM mit einer Anbindung an SCADA anhand eines Beispiels dargestellt, welches in [3.24<sup>RS</sup>] publiziert wurde. In dieser Umsetzung ist WFM bei mehreren Dispatchern aber auch mobil bei allen Monteuren im Einsatz. Es gibt eine Kopplung mit SAP und der Lagermaterialbewirtschaftung sowie eine Datenübertragung von SCADA. Bei geplanten Arbeiten werden die in SCADA erstellten Schaltbriefe in SAP und WFM mit dem Auftrag verknüpft und anschließend dem Monteur übermittelt. Bei Störungen gibt es neben der Auftrags erzeugung auch eine direkte Information an die mobile Einheit des Monteurs, die sämtliche bereits erfassten Informationen zur Störung beinhalten. Nach Abschluss der Arbeiten werden die Informationen der mobilen Einheit

mit jenen der zentralen WFM-Applikation aggregiert, um den Prozess durchgängig zu dokumentieren.

Diskussionen für erweiterte Anwendungen von WFM gehen derzeit in die Richtung der Niederspannungsebene. Die Idee hierbei ist, die mobile Lösung für die Erfassung des aktuellen Schaltzustandes auf der Niederspannungsebene zu verwenden um diese Zustandsinformationen dann entweder an das Leitsystem oder die GIS-Ebene zu übermitteln. Voraussetzung ist jedoch, dass die Niederspannungsebene im entsprechenden System vollständig abgebildet ist. Mit dieser Vorgangsweise wäre gewährleistet, dass die aktuelle Topologie der Niederspannungsebene zu jedem Zeitpunkt durchgehend dokumentiert und damit zentral abrufbar ist. Die Betriebsführung des Niederspannungsnetzes könnte mit dieser Erweiterung optimiert werden.

### 3.14 Elektronische Dienstübergabe

Bei Netzbetreibern im Allgemeinen und insbesondere in zentralen Leitstellen nimmt das Thema Informations- und Wissensmanagement eine immer größer werdende Bedeutung ein [3.45]. Die zunehmende Datenmenge, die von unterschiedlichen Netzkomponenten in eine Netzleitstelle übertragen wird, sowie weitere Informationen aus internen und externen Datenquellen geben den Dienstführenden in der Leitstelle eine bessere Detailübersicht, erfordern gleichzeitig aber auch eine entsprechende Aufbereitung und Visualisierung dieser Informationen. Bei jedem Schichtwechsel des Personals muss zusätzlich sichergestellt werden, dass sämtliche betriebsführungsrelevanten Informationen von einem Diensthabenden an den nachfolgenden weitergegeben werden und keine dieser Informationen verloren geht. In einer Leitstelle hat dieser Vorgang große Bedeutung, da viele Informationen eine große sicherheitsrelevante Bedeutung haben, wie z.B. aktuelle Störungen im Netz oder die Liste der Verfügungserlaubnisse [3.46, 3.47]. In der Vergangenheit wurden diese Informationen für die nachfolgenden Kollegen unterschiedlich dokumentiert – vielerorts durch handschriftliche Dokumentation in einem „Schichtbuch“ oder in Excel- oder Word-Tabellen. Zusätzliche Informationen wurden zum Teil nur mündlich weitergegeben.

Mit der immer weiter fortschreitenden Zentralisierung und dem Trend zu spartenübergreifenden Leitstellen steigt die Komplexität der Tätigkeit und damit die Vielzahl von Datenquellen. Eine schriftliche, nachträglich unveränderliche und jederzeit abrufbare Dokumentation der Dienstübergabe von einem Operator zum nachfolgenden Diensthabenden muss somit in jeder Leitstelle sichergestellt werden. Hierbei sollten alle digital bereits vorhandenen Informationen aus den unterschiedlichen Systemen (wie z.B. SCADA, Word, Excel, Mailsysteme, etc.) komprimiert aufbereitet und einheitlich und übersichtlich dargestellt werden. Eine handschriftliche Dokumentation sowie eine doppelte Dateneingabe sind zu vermeiden.

Für die Dienstübergabe sind die wesentlichen Informationen das aktuelle Störungsgeschehen sowie der momentane Personaleinsatz, Sonderschaltzustände, fehlerhafte Anlagenelemente, geplante und noch nicht begonnene Instandhaltungsarbeiten, etc. Bereits durchgeführte Arbeiten in der letzten Schicht aber auch abgeschlossene Störungsbehebungen sollten in dieser Übersicht ebenfalls komprimiert dargestellt werden. Weiters sollte die Möglichkeit bestehen, besondere Vorkommnisse oder neue Informationen, die z.B. telefonisch oder via Email weitergegeben oder empfangen wurden, in dieser Plattform zusammenzufassen.

Als Umsetzungsbeispiel kann das Projekt eines „Elektronisches Betriebstagebuchs“ [3.43<sup>RS</sup>, 3.44<sup>RS</sup>] angeführt werden. Dieses wurde 2007 für den Zweck der Dienstübergabe und der gesicherten elektronischen Dokumentation in der Leitstelle eines

Verteilnetzbetreibers implementiert und 2008 um weitere Funktionen erweitert. Die Realisierung erfolgte auf einer Weboberfläche mit entsprechenden Schnittstellen zu SCADA und einem dynamischem Benutzerkonzept, wobei die zentrale Forderung der Benutzerfreundlichkeit im Mittelpunkt stand. Die Darstellung der Oberfläche ist in Abbildung 3-30 ersichtlich.

The screenshot displays the 'Kärnten-Netz' web application. At the top, there is a navigation menu with options like 'Dienstübergaben', 'Allgemein', 'VE Meldungen', 'OMS-Records', 'Revisionen', 'MIS Meldungen', 'Mängel', 'Verbesserungen', and 'Berichte'. The main content area is titled 'Dienstübergabe' and shows a record for 'Warte-Intern'. Below this, there are sections for 'Allgemeine Meldungen' and 'VE Meldungen'.

Erstelldatum	gültig bis	UW / Anlage	Betreff	Meldung	Ersteller
05.11.2013	08.11.2013	HSL, Aktuell Beendigung HSL	Aktuell	Beantragt durch Karl Schober; Am 08. November ab 14:30 Uhr; ca. 15 Personen (Kärntner Industrieenergieversorgung mit 400Barer Wolfpang)	luznk
05.11.2013	26.11.2013	SW-F14, ** Inbetriebnahme	Aktuell	Am 05.11.2013 erfolgte die Teilmotorenabnahme des SW-Feldsch. Ab diesem Zeitpunkt speist ein Generator des KW-PTI (523) über das SW-FUW zum Tado 1 im UNW07 ein. In diesem Zusammenhang wurde im KW-PTI die SS-Beklegung geändert. In den nächsten Tagen und Wochen erfolgt schrittweise die weitere Inbetriebnahme	plöttner
04.11.2013	07.11.2013	SW-F08R 20kV E-Komp	Betriebsunterbrechung	Wegen Umschaltung des Abzweig UW 14 04 Pörschach auf UW 47 wurde die E-Komp in SW Pörschach zugeschaltet.	lehtner

Datum	Netzebene	VE Nummer	Übergabe	Grund	Original VE
08.11.07:58:27	Leitung 110kV	1	keysch → Decker Karl	Arbeit Instandhaltung	

Abbildung 3-30: Beispiel einer elektronischen Dienstübergabe

In dieser Applikation wurde die Dienstübergabe für die Mittel- und Hochspannungsbetriebsführung innerhalb der Leitstelle sowie die Dienstübergabe der Niederspannungsbetriebsführung zwischen der Leitstelle und den lokalen Diensten realisiert. Von SCADA werden in das elektronische Betriebstagebuch aktuell immer folgende Informationen übernommen:

- Verfügungserlaubnisse
- Störungen (offen, unterbrochen, in Schicht abgeschlossen)
- geplante Schaltungen (offen, unterbrochen, in Schicht abgeschlossen)
- ausgewählte Meldungen (z.B. 110-kV Erdschlüsse; in Schicht aufgetreten)
- Mängel Betriebsmittel

Diese unterschiedlichen Daten werden in eigenen Detailblättern dargestellt und für die Dienstübergabe – je nach Zuständigkeiten – auf je einer Seite komprimiert. In einer weiteren Phase wurden eigene Reiter implementiert, welche die Eingabe allgemeiner Informationen, die Darstellung der betriebsführungsrelevanten Revisionen auf Hoch- und Höchstspannungsebene, Systemfehler und Verbesserungsvorschläge sowie Kennzahlen und Statistiken enthalten.

### 3.15 Kommunikation

Eine der wesentlichsten Komponenten in einer Leitstelle stellen die Kommunikationsverbindungen zu internen Kollegen und externen Partnern dar. Ohne diese sind die Operatoren der Leitstelle im ungestörten und insbesondere im gestörten Betrieb nur bedingt handlungsfähig. Aus diesem Grund ist für die entsprechende Verfügbarkeit und für eine mehrfache Redundanz der vorhandenen Kommunikationssysteme zu sorgen. Prinzipiell existieren in Leitstellen neben den herkömmlichen Fest- und Mobilnetzanbindungen eine oder mehrere weitere Ebenen, wie z.B. betriebeigene, leitungsgebundene Kommunikationsmöglichkeiten, ein Betriebsfunk oder auch Satellitentelefone. Diese Systeme und insbesondere die Notebenen müssen vollständig entkoppelt aufgebaut sein und regelmäßig verwendet und getestet werden.

In Netzleitstellen werden zunehmend Telefonapplikationen mit adaptierten Call-Center-Funktionalitäten, wie z.B. Agentenzuteilung, Anrufpriorisierung, Last-Contact-Routing, Anrufaufzeichnung, Sprachmailboxen, interaktive Dialogsysteme, etc. installiert. Wie in allen anderen Systemen, ist auch hier das Thema der Übersichtlichkeit und Bedienerfreundlichkeit der Applikationen eine übergeordnete Vorgabe. Eine durchgängige, graphische Aufbereitung der Daten ist aus diesem Grund anzustreben. SCADA-Applikationen bieten mittlerweile auch die Möglichkeit, Anrufe direkt aus dem Leitsystem durchzuführen. Der Vorteil für den Operator liegt darin, für direkte Telefonate kein weiteres Telefonsystem aufschalten zu müssen.

Als Minimalanforderung sollten Telefonsysteme in zentralen Leitstellen folgende Applikation aufweisen:

- digitales Telefonbuch (für abgehende Anrufe)
- intelligente Verwaltung und Priorisierung eingehender Anrufe
- Sprachaufzeichnung

Die vorgeschriebene Sprachaufzeichnung [3.7] dient der Rekonstruktion von Einsätzen sowie der sicherheitsorientierten Beweissicherung, um Missverständnisse auszuschließen und Einsatzkräfte richtig einzuweisen. Aus Datenschutzgründen muss die Sprachaufzeichnung in der Leitstelle personenbezogen umgesetzt werden. Für die Abhörung der gespeicherten Telefonate benötigt es klar definierte Regeln, um beispielsweise im Notfall auch nach einem Dienstwechsel Zugriff auf ausgewählte Gespräche zu erhalten.

In Abbildung 3-31 ist ein Beispiel für die übersichtliche Zuordnung von Störungsdienstnummern dargestellt. Die Anwahlbuttons auf der Landkarte stellen dabei die einzelnen regionalen Dienststräder dar und haben die aktuellen Diensthabenden mit den unterschiedlichen Telefonnummern (Funk, Mobil, Festnetz) hinterlegt. In der oberen



### 3.16 Notfallebenen

Die Zentralisierung und Modernisierung von Leitstellen kann einerseits betriebliche als auch wirtschaftliche Vorteile bringen, erhöht andererseits aber auch das potentielle Risiko, welches mit dem Ausfall einer oder mehrerer Systemkomponenten verbunden ist. Für Steuerungs- und Telekommunikationssysteme existieren eine Vielzahl von Sicherheitsmaßnahmen [3.48, 3.49] mit dem Ziel, die Systeme gegen Sicherheitsbedrohungen im täglichen Betrieb angemessen zu schützen. In einer vollständigen Überprüfung (siehe Kapitel 6) einer zentralen Leitstelle muss jedoch auch das Restrisiko betrachtet und geeignete Notmaßnahmen vorbereitet werden.

Im Wesentlichen müssen die Bereiche Kommunikation, Fernwirktechnik und das SCADA-System im Hinblick auf Ausfälle näher untersucht werden. Prinzipiell ist eine vollständige, mehrfache Redundanz der einzelnen Systeme anzustreben. Dies ist jedoch insbesondere für das SCADA-System sehr komplex und kostspielig, da das Haupt- und das Notsystem ständig parallel laufen müssen, wobei durch die Kopplung der Systeme ein Risikofaktor bestehen bleibt.

Beim Ausfall des SCADA-Systems oder zentraler Komponenten der Fernwirktechnik können weder Netzzustände noch Spannungsniveaus überwacht werden. Kurzschlüsse werden zwar durch lokale Schutzeinrichtungen abgeschaltet; eine Schutzauslösung kann nur vor Ort bzw. indirekt durch die Verständigung von nichtversorgten Netzkunden erkannt werden. Eine unmittelbare Gefährdung von Personen ist bei diesen Abschaltungen jedoch nicht gegeben. Als kritisch zu betrachten ist in gelöschten und isolierten Netzen ein anstehender und noch nicht erkannter Erdschluss, da sofortige Maßnahmen für dessen Eingrenzung eingeleitet werden müssen. Im Falle eines Ausfalls zentraler Systeme könnte hier jedoch erheblich Zeit verstreichen und der Erdschluss für einen längeren Zeitraum unentdeckt bleiben. Es müssen somit auch für diese Fälle Vorbereitungen getroffen werden, die wie folgt aussehen können:

- Aufbau einer vollständig entkoppelten Notmeldeebene
- Aufliegen von ausgedruckten und aktuellen Netzpläne in der Leitstelle
- Strategie für die Besetzung von Umspannwerken (zeitlich gestaffelter Personaleinsatz auch für länger andauernde Störung)

Die zu setzenden Maßnahmen sind dabei abhängig von der Organisationsstruktur und von den technischen Voraussetzungen. Unabhängig von den Unterschieden in der Vorgangsweise der einzelnen Unternehmen besteht jedoch immer die Notwendigkeit des regelmäßigen Trainings bzw. der Evaluierung der gesetzten Maßnahmen, z.B. im Rahmen von Krisenübungen (siehe auch Kapitel 2.5).

## 3.17 Forschungsprojekte zu aktuellen Themen der Betriebsführung

### 3.17.1 Rahmenbedingungen

Durch die zunehmende Integration erneuerbarer Einspeiseanlagen haben sich in Regionen mit hoher Durchdringung von dezentralen Anlagen die Lastflüsse bereits umgekehrt und damit die Betriebsführung dieser Netze wesentlich verändert [3.56]. Aufgrund der derzeit gültigen gesetzlichen Förderstruktur kann von einem weiteren Anstieg erneuerbarer Energieerzeugung in den nächsten Jahren ausgegangen werden. Wesentliche Schritte für eine eindeutige Regelung auf technischer Ebene wurden in Österreich und Deutschland bereits mit verbindlichen Anschlussbedingungen [3.54, 5.49] geschaffen. In Deutschland wurde weiterführend auch ein Leitfaden für die Maßnahmen zur Anpassung sämtlicher Stromeinspeisungen, Stromtransite und Stromabnahmen zur Wahrung des sicheren und zuverlässigen Netzbetriebes [3.55] herausgegeben.

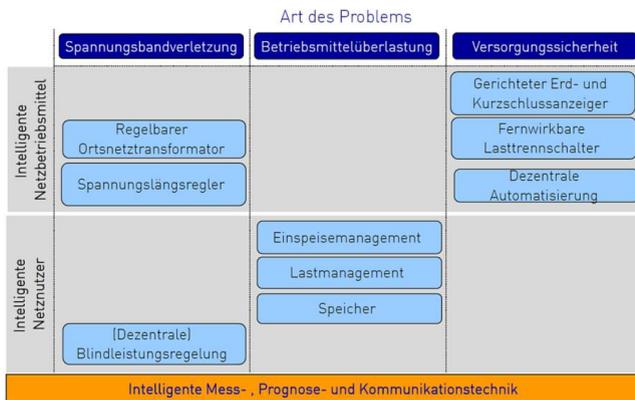


Abbildung 3-32: Möglichkeiten zur Wahrung eines sicheren Netzbetriebes [3.56]

Darüber hinaus sind neben dem klassischen Netzausbau jedoch noch weitere Schritte möglich bzw. teilweise auch zwingend erforderlich [3.67, 3.73]. Abhängig von der Art der Problemstellung kann es einerseits zum Einsatz intelligenter Netzbetriebsmittel kommen oder Netznutzer werden auf eine neue Art und Weise in die Betriebsführung eingebunden. Eine Übersicht hierzu ist in Abbildung 3-32 dargestellt. Parallel dazu müssen die damit verbundenen neu generierten Informationen in die Leitstelle übertragen und dargestellt bzw. neue Applikationen implementiert werden. Einige ausgewählte Beispiele aktueller Forschungsprojekte bzw. neu entwickelter Systeme und deren unmittelbaren Auswirkungen auf die Betriebsführung in den einzelnen Spannungsebenen sind in diesem Kapitel näher beschrieben.

### 3.17.2 Hochspannungsebene

#### Dynamische Anpassung von Übertragungskapazitäten

Wegen des kontinuierlich steigenden Bedarfs an elektrischer Energie, der Zunahme an dezentralen Erzeugungseinrichtungen und dem damit verbundenen Anstieg des Energietransfers werden bestehende Anlagenkomponenten immer weiter ausgelastet [3.93]. Eine Verstärkung oder gar ein Neubau eines Leitungssystems ist heutzutage von langfristigen Verfahren und hohen Kosten geprägt. Aus diesem Grund wird nach weiteren Möglichkeiten gesucht, eine Erhöhung der Übertragungsleistung von bestehenden Anlagen durchzuführen, ohne die Ausfallshäufigkeit aufgrund gesteigerter Auslastung zu erhöhen.

Hochspannungsfreileitungen wurden und werden nach geltenden Vorschriften und Normen ausgelegt, wobei eine Überschreitung der maximal zulässigen Grenztemperatur nach EN 50182 [3.50] vermieden werden muss. Bei höheren Temperaturen wird der Seildurchhang infolge von Wärmeausdehnung zu groß und das Seilmaterial verliert durch stark erhöhte Temperaturen seine Festigkeit. Die Leiterseiltemperatur ist abhängig von den Leitungsverlusten, der Umgebungstemperatur, der Windgeschwindigkeit und Windrichtung, der Globalstrahlung und von Materialparametern. In den Normen wird dabei von Umgebungstemperaturen ausgegangen, die über das Jahr betrachtet allerdings nur sehr selten auftreten. Bei passenden Umgebungsbedingungen könnte deshalb eine Erhöhung der Strombelastung der Freileitungsseile erfolgen.

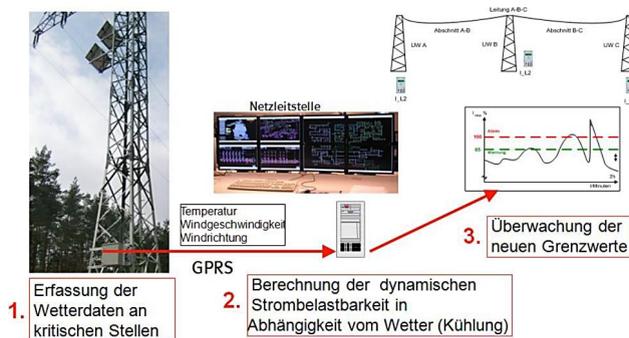


Abbildung 3-33: Freileitungsmonitoring zur maximalen Auslastung von Anlagen [3.61]

Die verschiedenen Möglichkeiten, die Übertragungsleistung von Freileitungen zu erhöhen, werden in [3.51, 3.53, 3.60] im Detail erläutert. Sollen bautechnische Maßnahmen am Leitungszug weitgehend vermieden werden, existieren zwei Methoden für eine Leistungserhöhung. Die wahrscheinlichkeitbasierende Methode nutzt die entlang der Freileitung vorherrschenden und von der Topographie abhängigen

Umgebungsbedingungen [3.61], wie in Abbildung 3-33 dargestellt. Das Monitoring der Witterungsbedingungen wird dabei durch den engmaschigen Einsatz von Klimastationen sichergestellt. Die zweite Methode stellt die Verwendung von Echtzeitüberwachungssystemen dar. Dabei wird die Höhe der tatsächlichen Leiterseiltemperatur durch die Messung der Seilzugspannung, der Leitertemperatur oder der Umgebungsbedingungen - oder einer Kombination aus diesen dreien - ermittelt. Die mögliche Strombelastbarkeit des Leiterseils resultiert aus dem aktuellen Bodenabstand, welcher für eine bestimmte Grenztemperatur innerhalb einer bestimmten Nutzungsdauer ermittelt wurde. Aufgrund der Möglichkeit von großen lokalen Temperaturstreungen entlang von Freileitungsstrecken – wie z.B. bei Spannungsfeldern in Waldschneisen – wird in [3.89] die Verwendung der Seilzugkraft als Bestimmungsgröße empfohlen.

Durch diese Maßnahmen kann von einer Erhöhung der Übertragungsleistung zwischen +10% und +40% ausgegangen werden, wobei im Bereich der Kurzzeitprognose Erhöhungen der Strombelastbarkeit auf ein Vielfaches des Leitungslimits möglich sind. Andererseits wird mit diesen Systemen auch aufgezeigt, dass bei niedrigen Windgeschwindigkeiten die Last unterhalb der ausgewiesenen Nennlast liegen kann [3.51, 3.53].

Zentraler Baustein des Monitoring-Systems ist eine zusätzliche Applikation in SCADA, welche den Zusammenhang zwischen den Witterungsbedingungen und der möglichen Leiterseilbelastbarkeit beschreibt. Neben den Messsignalen müssen die Aktualität der Daten und die Erreichbarkeit der Messsensoren, die unter Umständen auf Freileitungsmasten angebracht und mit Batterieversorgung ausgestattet sind, von der Applikation berücksichtigt werden. Als Resultat kann der Grad der Auslastung, oder auch der dynamische Grenzwert der Leitung angegeben werden. Da thermodynamische Systeme eine Trägheit besitzen, existiert bei manchen Systemen eine Prognosefunktion, die sich aktueller Wettervorhersagen und des Stromfahrplans bedient. Höhere Leitungsauslastungen bedeuten aber auf diesen Leitungen auch Änderung von Einstellparametern der Schutzgeräte. Hier wird derzeit darüber diskutiert, vorab definierte Parametersätze für verschiedene Umgebungsbedingungen, Netztopologien oder auch Belastungssituationen durch Logiken in den SCADA-Systemen vollautomatisch zu aktivieren [3.52].

Aus betrieblicher Sicht bedeutet die Implementierung eines Leitungsmonitorings eine Annäherung an den Grenzbereich der betrachteten Leitungskomponenten, die es in der Netzsicherheitsanalyse abzubilden gilt. Für den Operator bedeutet diese Art der Betriebsführung ein Umdenken, da dynamische und nicht mehr rein statische Grenzwerte im Leitsystem vorhanden sind und überwacht werden müssen. Vor der Implementierung eines solchen Systems ist im Leitsystem eine angepasste Alarmierung umzusetzen und den Operatoren klare Handlungsanweisungen bei Grenzwertverletzungen vorzugeben.



dargestellt werden. Diese sollten bei Bedarf in bestehende Netzdarstellungen einblendbar sein, wobei die grundsätzliche Netzübersicht dadurch nicht beeinträchtigen werden darf. Neben der Möglichkeit einer 2D-Visualisierung werden in [3.84] auch 3D-Visualisierungen für Leitsysteme aufgelistet und in Feldversuchen auf Anwendbarkeit überprüft. Dabei werden je nach Anwendungsfall unterschiedliche Verfahren für die Darstellung favorisiert.

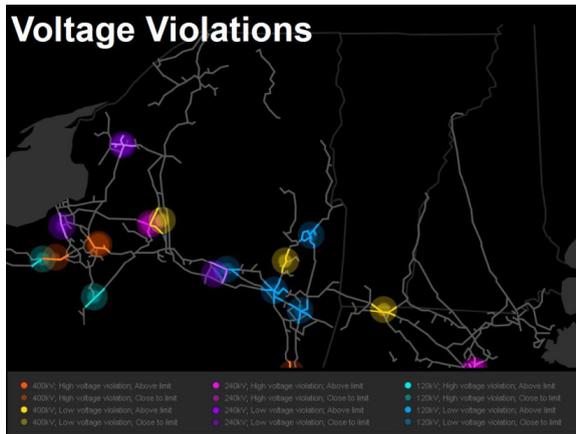


Abbildung 3-35: Künftige Visualisierungsmöglichkeit von Grenzwertverletzungen [3.105]

Durch den verstärkten Einsatz von PMUs für dynamische Situationsbeurteilungen steigt auch die Notwendigkeit diese Daten für die Operatoren optimal aufzubereiten. Verschiedene Varianten werden dazu in [5.71] vorgestellt und deren Unterstützung für die Operatoren kritisch hinterfragt. Dabei wird explizit festgehalten, dass nicht alle vorhandenen Daten, sondern ausschließlich die, den Operator unterstützenden Zusatzinformationen, aufbereitet und visualisiert werden sollten.

### **Einhaltung der Spannungsgrenzen durch Weitbereichsregelung**

Die Spannungsregelung in Mittelspannungsnetzen erfolgt üblicherweise durch Verstellen des Stufenschalters am HS/MS-Transformator. Der Regelalgorithmus selbst ist entweder lokal in einem Spannungsregler oder aber zentral in SCADA integriert. Als Führungsgrößen für den Regler können verschiedene Messwerte herangezogen werden. Üblicherweise erfolgt die Regelung der Spannung im Umspannwerk auf Basis von lokalen Spannungsmesswerten aus dem Mittelspannungsnetz, z.B. der Umspannwerks-Sammelschiene. Durch den vermehrten Einfluss von dezentralen Erzeugungsanlagen kommt auch die Stromkompoundierung [3.121, 3.122] verstärkt zum Einsatz. Hier erfolgt die Regelung der Umspannwerks-Spannung abhängig von der Höhe und Richtung des Leistungsflusses über den Transformator.

Im Gegensatz zur Spannungsregelung mit lokalen Messgrößen ist die Weitbereichsregelung [3.60, 3.117], aufgrund der Vielseitigkeit und Individualität der in das rechnergestützte Leitsystem integrierbaren Software, eine mögliche künftige Regelvariante. In diesem Fall wird die Spannungsregelung der Transformatoren nicht allein auf Basis einer lokalen Spannungsmessung angesteuert, sondern durch einen Regler, der Messwerte auch von entfernten Netzknoten in den von Spannungsproblemen betroffenen Leitungsabgängen einbezieht (siehe Abbildung 3-36). Dies können auch Messgrößen aus unterlagerten Spannungsebenen sein.

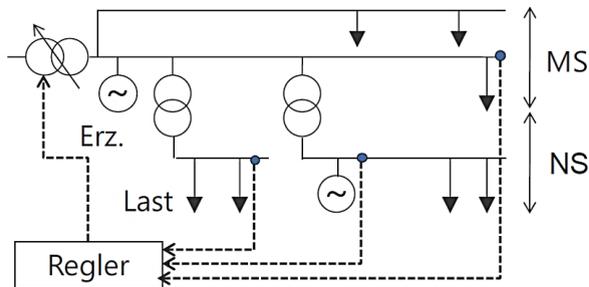


Abbildung 3-36: Prinzipielle Funktionsweise einer Weitbereichsregelung [3.60]

Ein solches Konzept erfordert neben den spannungsgeregelten Komponenten, Einrichtungen für die Spannungsmessung, die Übertragung von Messwerten, den auf den Messwerten basierenden Regler und die Übertragung der Stellbefehle an die Komponenten für die Spannungsregelung.

### **Spannungsregelung durch koordinierte Regelkonzepte**

In einer Erweiterung zur Weitbereichsregelung befassen sich verschiedene Forschungsprojekte [3.58, 3.59] mit der Implementierung koordinierter und automatisierter Spannungs- und Blindleistungsregelungen von Transformatoren und Erzeugungsanlagen mit dem Ziel, die Aufnahmekapazität bestehender Verteilnetze für dezentrale Erzeugungsanlagen aus erneuerbarer Energie wesentlich zu erhöhen. Diese Regelalgorithmen befinden sich dabei entweder dezentral auf Umspannwerksebene oder zentral in eigenen SCADA-Applikationen. Je nach Anforderung kann neben der Spannungshaltung oder einem Blindleistungsmanagement auch eine Verlustoptimierung durchgeführt werden. Dies kann – wenn zentral implementiert - auch über mehrere Spannungsebenen erfolgen.

Zur Sicherstellung der rechtlichen Rahmenbedingungen sind im ersten Schritt mit den Betreibern der dezentralen Erzeugungsanlagen entsprechende Verträge auszuarbeiten. In einem weiteren Schritt müssen die Anlagen für einen externen Zugriff umgerüstet und mit

Kommunikationsmöglichkeiten ausgestattet werden. Die Algorithmen benötigen neben den in der Regel bereits vorhandenen Netz- und Lastdaten auch detaillierte Informationen über die an der Regelung beteiligten Erzeugungsanlagen. Im Wesentlichen liegt die Herausforderung in der Koordination der verschiedenen Regler und deren Erreichbarkeit bzw. bei der Festlegung der Strategie bei Kommunikationsausfällen.

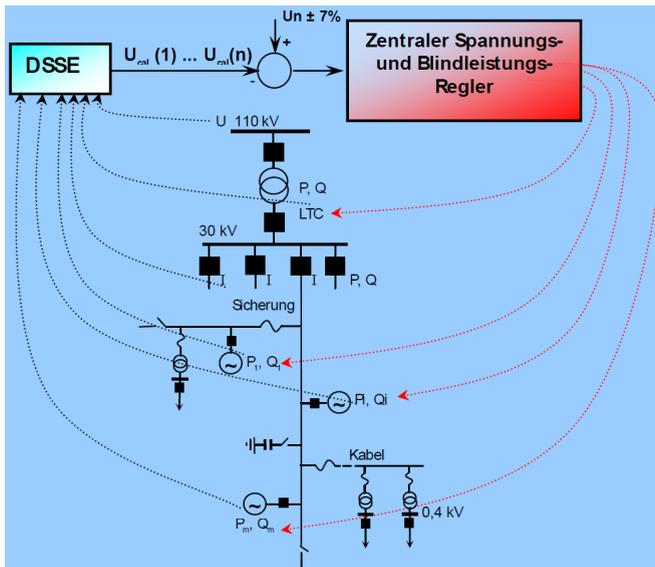


Abbildung 3-37: Prinzipdarstellung einer zentralen Spannungs- und Blindleistungsregelung [3.58]

In Abbildung 3-37 ist eine kaskadierte Regelung mit zwei in sich geschlossenen Regelkreisen dargestellt. In diesem Forschungsansatz übernehmen die Regelung der Umspanner in den Umspannwerken und die lokalen Regler der Kraftwerke dabei jene Sollwertvorgaben, welche vom überlagerten Regelkreis berechnet werden. In SCADA wurden zu diesem Zweck mehrere Applikationen implementiert, wie zum Beispiel ein Werkzeug für die Überprüfung auf Vollständigkeit und Konsistenz der zusätzlich benötigten elektrischen Daten von Betriebsmitteln. Der Distribution System State Estimator (DSSE) führt die Analyse von elektrischen Verteilnetzen und die Identifikation der Schwachstellen durch. Diese Berechnung eines konsistenten Lastflusses basiert auf aktuellen Messungen, Lastprofilen und Erzeugungsdaten. Die Spannungs- und Blindleistungsregelung dient der Steuerung von Stufenstellern von Transformatoren und Spannungsreglern von Erzeugern. Der hierfür verwendete Algorithmus ist ein Gradienten-Suchalgorithmus erster Ordnung mit Berücksichtigung diskreter und kontinuierlicher Variablen.

### **Reduzierung der Einspeiseleistungen**

Die in Abbildung 3-32 dargestellte Maßnahme der Reduktion der Einspeiseleistung von Erzeugungsanlagen (Einspeisemanagement) ist eine extreme, aber insbesondere in Deutschland bereits häufig praktizierte Maßnahme im Netzsicherheitsmanagement [3.91]. Dabei wird die gesamte Netzsituation laufend hinsichtlich entstehender Engpässe, eines bilanziellen Ungleichgewichtes oder einer dynamischen Instabilität beobachtet. Lässt sich eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, werden von der jeweiligen netzführenden Stelle Anpassungsmaßnahmen bei Erzeugungsanlagen im eigenen Netz durchgeführt bzw. in nachgelagerten Netzen veranlasst.

Die Umsetzung dieser erforderlichen Maßnahmen erfolgt kaskadiert über alle Netzebenen, beginnend im Netz, in dem die Gefährdung oder Störung vorliegt. Für Netzbetreiber bedeutet dies eine technisch, wirtschaftlich und organisatorisch abgestimmte Wirkungskette, die durchgängig auch in SCADA-Systemen abgebildet werden muss.

### 3.17.4 Niederspannungsebene

#### **Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (RONT)**

Die Schnittstelle zwischen Nieder- und Mittelspannungsnetzen bilden Ortsnetztransformatoren, die bisher mit einer fix eingestellten Stufeneinstellung die lokal notwendige Spannungsübersetzung durchgeführt haben. Aufgrund der starken Schwankung der Last- und Erzeugungssituation kommt es zunehmend zur Ausreizung des erlaubten Spannungsbandes, welches gemäß EN 50160 in der Niederspannung  $\pm 10\%$  um die Nennspannung beträgt. Eine wirtschaftliche Alternative, den Netzausbau zu vermeiden bzw. hinauszuzögern, sind regelbare Ortsnetztransformatoren [3.60, 3.62, 3.63]. Diese erhöhen die Aufnahmekapazität der Verteilnetze für erneuerbare Energie bis zum Faktor vier [3.57, 3.90], ohne dass zusätzliche Kabel oder Leitungen verlegt oder weitere Ortsnetzstationen gebaut werden müssen.

Durch den Einsatz von RONTs kann die Spannung im Mittelspannungsnetz von jener im Niederspannungsnetz zumindest teilweise entkoppelt werden, sodass ein weit größeres Spannungsband im Niederspannungsnetz zur Verfügung steht. Eine vollständige Entkopplung gelingt allerdings erst bei einem flächendeckenden RONT-Einsatz [3.90]. Regelbare Ortsnetztransformatoren können in ihrer Regelungsart lokal unabhängig, und ohne jegliche Anbindung an ein Leitsystem die Sammelschienenspannung ausregeln. Eine Fernmeldung von Informationen an das SCADA-System, wie z.B. Spannungswerte oder Störmeldungen, ist anzudenken aber nicht zwingend erforderlich. Eine kombinierte Reglerlogik unter Berücksichtigung unterlagerter Netzelemente ist prinzipiell möglich und wird nachfolgend diskutiert.

#### **Regelungskonzepte unter Berücksichtigung dezentraler Messstellen**

In einem weiteren Schritt beschäftigen sich Forschungsprojekte mit der Möglichkeit, neben der Spannungsmessung der Niederspannungssammelschiene, auch zusätzliche Informationen aus dem unterlagerten Niederspannungsnetz zu nutzen [3.64, 3.65]. Ziel bei diesen Projekten ist die Vermeidung von Spannungs- und/oder Überlastprobleme und die Bereinigung der Situation durch Eingriff auf Netzelemente oder direkt auf Einspeiser und Lasten. Kostenintensive Investitionen in den Netzausbau könnten mit diesen Lösungsansätzen reduziert oder verzögert werden.

Im Projekt [3.64] wird eine neu entwickelte Steuerungstechnologie in eine Ortsnetzstation integriert und Sensoren und Aktoren ins Niederspannungsnetz eingebracht. Durch zyklische Kommunikation mit den im Niederspannungsnetz platzierten Sensoren, werden Messdaten in regelmäßigen Zeitabständen einem vierpoligen Lastflussberechnungsmodell zugeführt. Ein eigens entwickelter Algorithmus [3.97] sorgt dafür, dass bei einer Änderung der Netztopologie eine automatisierte Anpassung des Berechnungsmodells erfolgt.

Zeichnet sich eine Spannungsbandverletzung oder eine Überlastsituation im Netz ab, werden durch den Steuerungsalgorithmus entweder regelbare Ortsnetztransformatoren angesteuert oder ausgewählte Einspeiser reduziert bzw. gezielt Lasten abgeschaltet. Diese Eingriffe beschränken sich in den Testgebieten jedoch nur auf wenige Stunden im Jahr. Der prinzipielle Ablauf hierzu ist in Abbildung 3-38 dargestellt. In einem nächsten Schritt ist unter Einbeziehung der Mittelspannungsebene eine Weitbereichsregelung auf Umspannwerksebene [3.103] sowie eine zentrale Ankopplung an SCADA mit Visualisierung über ein Ampelsystem [3.118] angedacht.

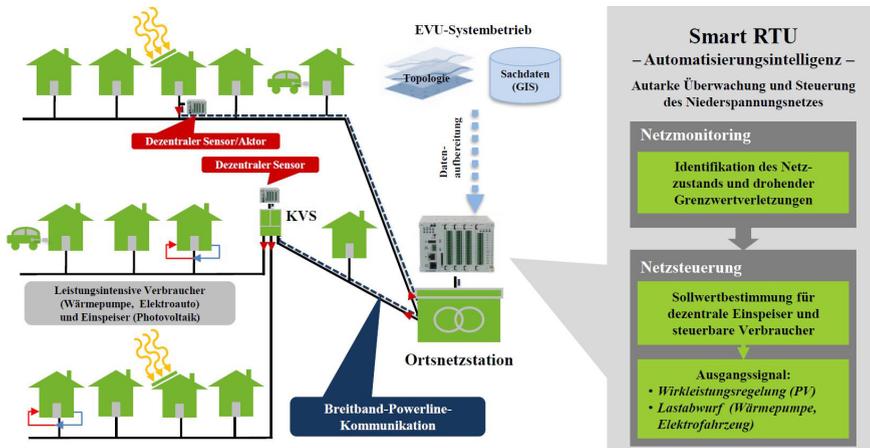


Abbildung 3-38: Überwachung und Steuerung in Niederspannungsnetzen [3.103]

Ein anderer Ansatz wird in [3.65] verfolgt. In diesem Forschungsprojekt wird auf Basis von Spannungs- und Stromwerten aus Smart Meter ein regelbarer Ortsnetztransformator derart angesteuert, dass Grenzwertverletzungen im unterlagerten Niederspannungsnetz vermieden werden. Die für diesen Zweck neu entwickelte Lastflussberechnung berücksichtigt neben zusätzlichen Messpunkten oder Informationen aus Smart Meter auch die zugehörige Netztopologie. Da nicht davon ausgegangen werden kann, dass sämtliche Daten aus dem Niederspannungsnetz über die Übertragungskanäle ständig zur Verfügung stehen, müssen die Regelalgorithmen mehrstufig aufgebaut sein:

- Stufe 1: von allen ausgewählten Knoten im Netz sind Messwerte bekannt
- Stufe 2: Ausfall von einem oder mehreren Messpunkt(en)
- Stufe 3: keine Messwerte außer der 0,4-kV Sammelschienenspannung vorhanden

Die größte Herausforderung liegt hierbei in der Umsetzung eines Regelalgorithmus für die Stufe 2 und der Berechnung der möglichen Fehlabweichung. Abhängig von der Anzahl der übertragenen Messstellen und den damit verbundenen Fehlern aus der Lastflussberechnung muss die Regelungsart ab einem bestimmten Zustand in die Stufe 3

umgeschaltet werden. Ein weiteres Ziel ist es, Topologieänderungen zu erkennen, um die Lastflussberechnungen bei Netzschaftungen automatisch anzupassen.

Beide vorgestellten Verfahren arbeiten prinzipiell autark und erfordern keine direkte Ankopplung an das übergeordnete Leitsystem. Unabhängig von der lokalen Regelungsart ist jedoch zu klären, ob gewisse Daten, wie z.B. Spannungsmesswerte oder Grenzwertverletzungen an die Leitstelle übertragen werden sollen und welcher Handlungsbedarf dadurch für die Operatoren entsteht.

### **SCADA-Integration von Smart Meter Daten**

Daten aus Smart Meter können nicht nur zu Regelungszwecken sondern in SCADA auch direkt als zusätzliche Informationsquelle über den Netzzustand auf der Niederspannungsebene oder den Versorgungsgrad von Kunden herangezogen werden [3.96, 3.68]. Zu diesem Zweck ist es notwendig, die zusätzlichen betrieblichen Anwendungsfälle für Smart Meter Daten und damit einhergehend die neuen SCADA-Applikationen zu definieren. Prinzipiell ist aufgrund der Datenvielfalt und Komplexität für die Überwachung und die Informationsverarbeitung von Smart Meter ein eigenes Überwachungssystem notwendig. Ausgewählte Informationen könnten, wie in [3.66, 3.69] nach SCADA exportiert werden. Aus Sicherheitsgründen ist weiters zu überlegen, ob für diese Informationen eine Systemtrennung der Datenübertragung bereits in den Transformatorstationen erfolgen sollte.

Grundsätzlich sind folgende Informationen in einem Leitsystem denkbar:

- Online-Informationen über Phasenausfall oder Netzausfall (auf Basis eines festgelegten elektrischen Spannungsgrenzwertes)
- Online-Informationen des Unterschreitens oder Überschreitens einer definierten Unter- oder Überspannungsschwelle
- Online-Informationen über Spannungsmesswerte ausgewählter Verbrauchsstellen
- Offline-Information, wie Lastprofil als Ersatz der synthetischen Lastprofile sowie zur Optimierung der Last- und Verlustprognose

Ein möglicher, künftiger Einsatz von Smart Meter Informationen für die Betriebsführung ist in Abbildung 3-39 dargestellt. Dabei werden prinzipiell drei Fälle unterschieden. Der erste Fall bezieht sich während eines Kundenanrufs auf eine gezielte Abfrage des Zählpunktes (ZP) der vermeintlich gestörten Kundenanlage über das Meter Data Management (MDM). Mit dieser Vorgangsweise kann festgestellt werden, ob sich der Fehler innerhalb oder außerhalb der Kundenanlage befindet. Für eine sinnvolle Anwendung dieser Applikation muss die Abfrage jedoch innerhalb einer Minute – und somit noch während des Kundengesprächs – eine Statusmeldung übermitteln.

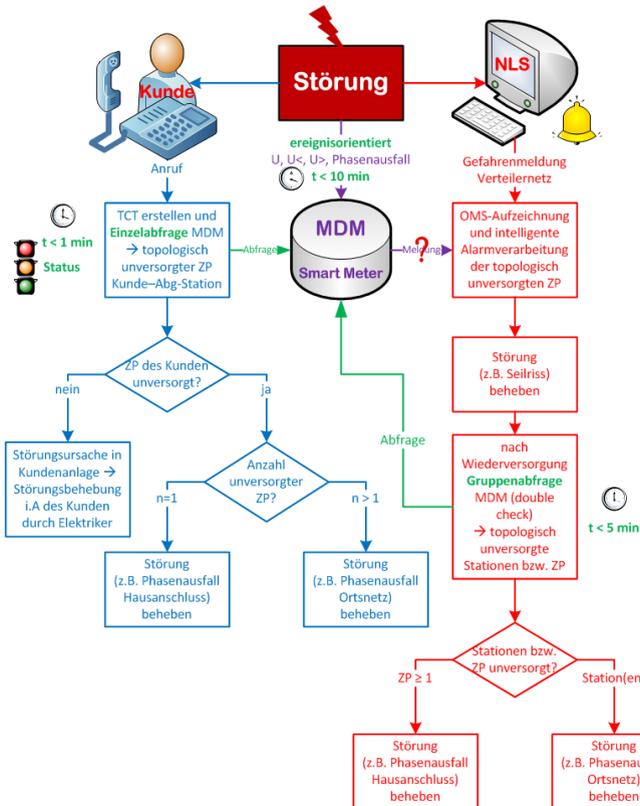


Abbildung 3-39: Anforderung an eine Integration von Smart Meter Daten in die Betriebsführung

Im zweiten Fall kommt es zu einer Versorgungsunterbrechung, die in SCADA erkannt und abgearbeitet wird. Zusatzinformationen von allen ausgefallenen Smart Meter sind zwar möglich, bringen jedoch kaum einen Zusatznutzen für den Operator. Nach Behebung der Störung kann eine Abfrage an das MDM gestartet werden, welche die Versorgung aller betroffenen Kundenanlagen bestätigt bzw. noch vorhandene Probleme aufzeigt. Werden bei dieser Abfrage unversorgte Kunden identifiziert, kann eine Entstörung von den Operatoren beauftragt werden. Der Zeithorizont dieser Funktion ist mit ca. 5 Minuten angegeben. Sollten die Abfragen der Smart Meter erheblich länger dauern, ist ein Zusatznutzen nur bedingt gegeben, da sich das Entstörpersonal vermutlich nicht mehr vor Ort befindet.

Im dritten und letzten Fall wird eine Störung über den Smart Meter aktiv an das MDM gemeldet. Diese Information könnte anschließend automatisiert an SCADA übermittelt werden, um dem Operator vorhandenen Netzprobleme anzuzeigen. Der Handlungsbedarf für die Operatoren ist in diesem Fall jedoch fraglich, da zu dem Zeitpunkt noch keine

Kundenreklamation vorliegt. Grund hierfür könnte sein, dass sich der Kunde nicht in der Kundenanlage befindet oder aber eine Fehlermeldung des Systems vorliegt. Ob dieser Ablauf künftig benötigt und wie im Detail vorgegangen wird, ist unternehmensintern festzulegen.

Bei allen vorgestellten Möglichkeiten ist vorab die Frage der Funktionalität der eingesetzten Smart Meter und die Übertragung der Daten inklusive des zeitlichen Ablaufs zu klären, wobei für eine sinnvolle Datennutzung eine eindeutige Unterscheidung zwischen Kommunikationsausfall und Versorgungsunterbrechung der Netzkunden notwendig ist. Das SCADA-System selbst muss grundsätzlich in der Lage sein, die zusätzliche Datenflut zu bewältigen und diese für die Operatoren intelligent aufzubereiten.

### **Demand-Side-Management**

Ein weiteres Thema auf der Niederspannungsebene ist jenes des Demand-Side-Managements [3.60]. Hierbei können einzelne Verbraucher je nach Netzsituation ab- oder zugeschaltet werden. Durch das Demand-Side-Management kommt es in der Regel zu einer Reduktion des Verbrauchs, ohne die Erzeugung erhöhen zu müssen. Voraussetzung sind allerdings Anreize und/oder vertragliche Regelungen mit Kunden, die neben den technischen Details wie Abschaltzeiten und –dauer auch die finanzielle Kompensation berücksichtigen müssen. Weitere Diskussionen beziehen sowohl Speicher [3.71, 3.72] als auch Elektrofahrzeuge [3.70] in gezielte Ab- und Zuschaltungen ein. Sollten sich diese Anwendungen künftig verstärkt durchsetzen, werden auch hierfür neue Applikationen im Leitsystem benötigt werden.

### **Darstellung des Niederspannungsnetzes in SCADA**

Die Nutzung von Informationen aus dem Niederspannungsnetz setzt eine geeignete Aufbereitung dieser Daten in SCADA voraus. Die technologischen Fortschritte, insbesondere im Hardwarebereich, ermöglichen bei kleineren Netzbetreibern bereits eine vollständige Visualisierung der Niederspannungsnetze. Für größere Netzgebiete empfiehlt sich eine reduzierte Darstellung der Niederspannungsebene mit dem Fokus auf die wesentlichen Knoten sowie die Umschaltmöglichkeiten in den Netzgebieten. Prinzipiell ist, angesichts der großen Anzahl von Betriebsmittel und der Kosten einer SCADA-Implementierung, der Gesamtaufwand dem betrieblichen Zusatznutzen gegenüber zu stellen.

### 3.18 Visionen für künftige Systemapplikationen

In diesem Kapitel kommt es zur Auflistung von Themen, welche derzeit entweder in Forschungsprojekten für den Bereich der Übertragungsnetze untersucht werden oder aber zurzeit noch Visionen für mögliche Anwendungen in der Netz-Betriebsführung darstellen und somit am Beginn ihrer Entwicklung stehen. Ob und in welchem Zeithorizont einzelne Systeme in Verteilnetzen zur Anwendung kommen werden, ist derzeit nur schwer abschätzbar. Dies wird einerseits von technologischen Weiterentwicklungen in diesen Bereichen sowie von der Wirtschaftlichkeit eines Einsatzes abhängen.

#### **Meldungsaufbereitung**

Der zunehmende Automatisierungsgrad sowie der fortschreitende Einsatz von Stationsleittechnik führen bereits in bestehenden Systemen zu einer Vielzahl von Meldungen. Bei gleichbleibender Tendenz wird in zentralen Leitstellen künftig eine Meldungsflut erwartet, welcher mit entsprechenden Maßnahmen rechtzeitig zu begegnen ist. Als Erweiterung zur Meldungsverarbeitung durch Expertensysteme, die bereits in Kapitel 3.5 vorgestellt wurde, sind für dieses Thema künftig noch zusätzliche Systemunterstützungen anzudenken, wobei die Ergebnisse eines Expertensystems die Grundlage für jegliche weitere Verarbeitung darstellen sollte.

Eine Variante könnte darin bestehen, eine in SCADA automatisiert durchgeführte Priorisierung von Meldungen aufgrund einer Fehlerbaumanalyse [6.5] durchzuführen [3.82]. Diese könnte bei komplexeren Störungen dem Operator zur Verfügung gestellt werden und ihn bei der Fehlereingrenzung unterstützen. Berücksichtigung finden sollten dabei standardisierte Meldungen sowie deren zeitliche Ablauffolge, aber auch topologische Zusammenhänge. Mit einer derartigen Applikation könnten fehlerhafte Interpretationen durch die Operatoren verringert und die Fehlereingrenzung effizienter durchgeführt werden. Eine Visualisierung sollte, nicht wie bisher vorwiegend in Protokollen, sondern in vorhandenen Übersichtsbildern erfolgen.

Bei einem Netzbetreiber in Spanien befindet sich ein sogenannter „Storm Mode“ [3.76] in Entwicklung. Der Operator hat mit dieser Applikation die Möglichkeit, vordefinierte Regeln für ausgewählte Regionen bei sich ankündigenden Schlechtwetterfronten zu aktivieren. Damit werden interne Vorgaben des Leitsystems derart verändert, dass nur hochpriorie Alarme sowie ausgewählte Meldungen und Trouble Call Tickets verarbeitet werden. SCADA visualisiert für den Operator nur jene Informationen, welche ihn bei einer schnellen Wiederversorgung optimal unterstützen. Niederpriorie Alarme werden unterdrückt und dem Operator zu einem späteren Zeitpunkt zur Verfügung gestellt.

In manchen Leitstellen stehen Echtzeitverläufe oder Störschriebe von Spannungen und Strömen – derzeit zumeist noch außerhalb von SCADA – aus Schutz-, Power Quality- oder PMU-Geräten zur Verfügung. In [3.31] wird ein zentrales Auswertesystem vorgestellt, mit welchem eine automatisierte, netzweite Analyse und Bewertung aller zur Verfügung stehenden Ereignis- und Stördatenaufzeichnungen zeitnah erfolgen kann. Das Resultat könnte in das Leitsystem übermittelt werden und die Operatoren bei der Störungsidentifikation weiter unterstützen.

### **Zentrale, automatisierte Steuer- und Schutzapplikationen**

Ergänzend zu den Darstellungen in Kapitel 3.10 könnten die Daten aus PMUs künftig auch für übergeordnete, zentrale Schutzsysteme [3.33, 3.82, 3.85, 3.114] herangezogen werden. Aufgrund des gesamten zeitlichen Ablaufs von der Messung bis zur Übertragung und zentralen Auswertung sind mit diesem System jedoch keine Anregezeiten wie bei konventionellen Schutzrelais zu erreichen.

Dennoch gibt es Netzsituationen, bei welchen klassische Schutzkonzepte zu spät eingreifen würden, wie z.B. beim Außertrittfallen von Generatoren (siehe Kapitel 4.5). Ein übergeordnetes Schutzsystem könnte derartige Situationen erkennen und entweder Abschaltungen durchführen oder die Ansteuerung von Elementen für die Wirk- und Blindleistungsregelung vornehmen, um z.B. Netzpendelungen schnell entgegenwirken zu können. Ob und an welchen Stellen derartige Eingriffe - angeregt durch die Ergebnisse der zentralen PMU-Auswertung - erfolgen sollen, bleibt derzeit aufgrund der komplexen Zusammenhänge noch eine vorwiegend theoretische Diskussion.

### **Augmented Reality**

Unter dem Begriff „Augmented Reality“ (AR) [3.108] versteht man eine neue Form der Mensch-Maschine-Interaktion, bei welcher die Realität durch computergenerierte Informationen angereichert wird. Mit dem Forschungsprojekt ARVIKA<sup>3</sup> (Augmented Reality für Entwicklung, Produktion und Service) wurden in Europa die wesentlichen Grundlagen für die Verwendung von AR-Technologien geschaffen. Mit dieser Technik kann die menschliche Wahrnehmung realer Gegenstände mit rechnergestützten Objekten überlagert und synchronisiert werden. Durch die Synchronisation zwischen virtueller und realer Welt ist beispielsweise eine Visualisierung eines virtuellen Bauteils exakt in der Einbaulage an der realen Komponente der Maschine möglich. AR ist somit ein Werkzeug welches interaktiv und in Echtzeit laufen muss und bietet sich insbesondere in den Bereichen der Produktions- und Serviceunterstützung an.

---

1-LXXIV

<sup>3</sup> <http://www.arvika.de/> (abgefragt am 13.04.2014)

Der Mix von realen und digitalen Informationen muss dem Nutzer in möglichst komfortabler Form zugänglich gemacht werden. Dabei wird zwischen zwei unterschiedlichen Ausgabegeräten und damit auch zwischen zwei unterschiedlichen Prinzipien differenziert. Das Verfahren „Optical See-Through“ beschäftigt sich mit der Visualisierung in einer teiltransparenten Datenbrille [3.107], durch die der Nutzer blickt. Auf der Projektionsoberfläche werden lediglich die vom Computer generierten Informationen entsprechend der Betrachterposition eingeblendet. Beim zweiten Verfahren, dem „Video See-Through“ zeichnet eine Kamera die reale Umgebung aus der Betrachtersicht auf. Das Videobild wird um die verfügbaren digitalen Daten ergänzt und auf einem nichttransparenten Monitor oder beispielsweise einem Handheld-Gerät wiedergegeben.

Der Einsatz von Augmented Reality in Leitsystemen wird derzeit bereits in Publikationen [3.106] und Patenten [3.109] diskutiert und beschrieben. Dabei ist ein Zusammenwirken zwischen zentraler Leitstelle, und damit sämtlichen digital vorhandenen Informationen, und dem Monteur vor Ort angedacht. Im Netzbetrieb könnten Störungsmonteure am Störungsort durch relevante Zusatzinformationen oder eingeblendete Montagehinweise versorgt werden. Umgekehrt wäre es auch denkbar, dass der Monteur Live-Bilder an die zentrale Leitstelle übermittelt, die auf einer Videoprojektion mit digitalen Daten überlagert werden. Damit würde den zentralen Operatoren eine Detailübersicht über das Störungsgeschehen zur Verfügung stehen.

Ziel einer Weiterentwicklung von AR ist die Verwendung von multimodalen Sensornetzwerken in Kombination mit vernetzten Ausgabegeräten. Die Verschmelzung von Datenerfassung und kontextbezogener Informationsvisualisierung wird bereits seit einigen Jahren unter dem Begriff „Ambient Intelligent“ in weiteren Forschungsprojekten [3.119] untersucht. Die Ergebnisse dieser Forschungen werden das Potential für die Entwicklung von Mensch-Maschine-Schnittstelle in einem nächsten Schritt erweitern und könnten künftig auch im Bereich der Betriebsführung Anwendung finden.

## **Unbemannte Aufklärungsflugzeuge**

Unbemannte Flugzeuge, oftmals auch als Drohnen bezeichnet, sind im militärischen Bereich bereits seit Jahrzehnten im Einsatz. Dabei dienen sie unter anderem der Informationsbeschaffung unzugänglicher Gebiete aus einer bestimmten Höhe. Für kommerzielle Anwendungen, wie z.B. für Zustelldienste oder als Relaisstation für Internetdienste, befindet sich der Einsatz von Drohnen zurzeit ebenfalls in Diskussion. Angemeldete Patente [3.110] stellen bereits Lösungen für unbemannte Aufklärungsflugzeuge mit entsprechender Video- und Sensorausstattung für gestörte Bereiche in Industrieprozessen vor. Vereinzelt findet man in Vorträgen und Publikationen auch Hinweise für einen Einsatz von Drohnen bei Netzbetreibern, wie z.B. in [3.111, 3.112, 3.117].

Die grundsätzliche Idee in diesen Arbeiten ist die Inspektion störungsbehafteter Anlagenteile, die sich in schwer zugänglichen oder weit entfernten Gebieten befinden. Dies könnte die Inspektionskosten reduzieren und vor allem die Arbeitssicherheit erhöhen. Die Drohnen würden dabei Störstellen identifizieren und die gesammelten Daten über die Situation vor Ort an eine zentrale Stelle übermitteln. Die zuständigen Koordinatoren haben damit umfangreiche Informationen über die lokalen Gegebenheiten und können situationsbedingt reagieren. Die Steuerung des Flugzeuges selbst könnte dabei durch Spezialisten vor Ort [3.123] oder auch zentral erfolgen.

# 4 Netz- und Schutzkonzepte in der Betriebsführung

## 4.1 Einleitung

Die Abläufe in einer zentralen Leitstelle sind sehr eng mit den Themen Netz- und Schutzkonzepte verbunden. Diese Konzepte stehen wiederum untereinander in einem engen Zusammenhang und sind Teilaspekte der Netzautomatisierung. Das Thema Automatisierung hat durch die neuen Anforderungen an die Energieversorgung und den fortschreitenden Ausbau der Kommunikationsinfrastruktur in den letzten Jahren immer weiter an Bedeutung gewonnen. Übergeordnete Rahmenbedingungen für die Netzkonzepte kommen aus strategischen Vorgaben wie z.B. Verkabelungsstrategien, Smart Metering, Qualitätsregulierung, etc., wobei das resultierende Gesamtkonzept wirtschaftlich als auch betrieblich optimiert sein sollte. Aus betrieblicher Sicht sind insbesondere die Themen Fernsteuerung, Fernmeldung, Meldungübertragung sowie das Anlagen- und Schutzkonzept von entscheidender Bedeutung.

Das finale Netzkonzept bildet in weiterer Folge die Grundlage der täglichen Arbeit für die Operatoren in der Leitstelle und hat damit maßgeblichen Einfluss auf den Ablauf bei geplanten Arbeiten, aber vor allem bei ungeplanten Tätigkeiten und damit Störungen. Im Normalbetrieb stehen unter anderem die Themen der Netzauslastung und des Spannungsband-Managements, und damit verbunden gezielte on-line Informationen aus den Netzen, im Vordergrund. Für den gestörten Betrieb ist eine sichere, rasche und effiziente Wiederversorgung der Netzkunden die übergeordnete Zielvorgabe. Voraussetzung dafür ist eine rasche Identifikation des Fehlerortes sowie die Isolierung des Störungsbereiches. Die Zeitdauer für die Störungseingrenzung und -behebung darf jedoch nicht als das wichtigste Kriterium herangezogen werden. An erster Stelle muss in der Betriebsführung immer das Thema Sicherheit stehen.

In den nachfolgenden Kapiteln werden einzelne Themenbereiche und Maßnahmen sowie konkrete Störfälle und Forschungsprojekte von Verteilnetzbetreibern näher erläutert. Diese stellen jedoch nur einen Ausschnitt all jener relevanten Themen dar, die unmittelbare Auswirkung auf das Systemverhalten und damit die Betriebsführung haben. Diese Auswirkungen können lokal begrenzt sein, wie z.B. bei Kurzschlüssen, aber auch größere Gebiete erfassen, wie z.B. durch Wirkleistungs- oder Blindleistungsinstabilitäten. Durch vorbereitende Maßnahmen aber auch durch eine rechtzeitige Erkennung einer kritischen Situation kann diesen Effekten, wie in den einzelnen Kapiteln beschrieben, rechtzeitig entgegengesteuert werden.

## 4.2 Schutzeinrichtungen und Netzautomatisierung

### 4.2.1 Anforderung an Schutzsysteme

Im gestörten Netzbetrieb ist die Vorgangsweise der Operatoren einer zentralen Leitstelle maßgeblich vom umgesetzten Stand der Netzautomatisierung und somit auch von den bestehenden Schutzkonzepten sowie der Verfügbarkeit der Schutzgeräte beeinflusst. Die Schulungen der Mitarbeiter der Leitstelle sowie die niedergeschriebenen Handlungsanweisungen für die Operatoren sind auf diese Schutzsysteme abgestimmt.

Bei der Erstellung von Schutzkonzepten müssen im Wesentlichen der Vermaschungsgrad der betrachteten Netze sowie verschiedene Faktoren, wie z.B. der Einsatz der Schutzgerätetypen oder die gewählte Sternpunktbehandlung [4.9], berücksichtigt werden. Das ausgearbeitete Konzept wird anschließend auf jedes einzelne Gerät und dessen Parametersatz unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten, wie z.B. Umschaltmöglichkeiten im Netz oder große Einspeiseleistungen, heruntergebrochen.

Schutzgeräte sind die wichtigste Instanz für jegliche Störungsbereinigung. Aus diesem Grund wird eine hohe Verfügbarkeit und Redundanz vorausgesetzt. Für die Nichtverfügbarkeit von Schutzgeräten können prinzipiell zwei Möglichkeiten angegeben werden [4.9]: die Über- und die Unterfunktion. Die Überfunktion verursacht eine unnötige Fehlabschaltung, die den Netzbetrieb stört, aber nicht zwangsläufig gefährdet. Durch eine Unterfunktion von Schutzgeräten kann es jedoch zu gravierenden Auswirkungen für die Personen- und Anlagensicherheit und auch zu einer Ausweitung des Störungsgeschehens kommen. Aus diesem Grund ist die einwandfreie Funktion dieser Relais von entscheidender Bedeutung für die Betriebsführung. Eine regelmäßige Funktionskontrolle und Überprüfung der Schutzgeräte ist somit vorgeschrieben.

Für eine hohe Verfügbarkeit der Schutzgeräte ist es aber auch erforderlich, die Rückmeldungen nach Störungen über korrekte, aber insbesondere über nicht korrekt abgelaufene Störsequenzen an die Verantwortlichen für den Bereich Schutztechnik zu übermitteln. Daher ist es notwendig, die Bereiche der Schutztechnik und jenen der zentralen Leitstelle organisatorisch derart abzustimmen, dass dieser gegenseitige Austausch und damit eine fortlaufende Verbesserung des Schutz- und somit auch des Automatisierungssystems auf kurzem Weg stattfinden kann.

Die Möglichkeiten zur Optimierung der Schutzsysteme nach technischen, wirtschaftlichen, betrieblichen und sicherheitstechnischen Gesichtspunkten sind in einem deutsch/österreichischen Arbeitspapier in [4.6] zusammengefasst. Eine Normung auf Europäischer Ebene ist derzeit mit [4.7] in Ausarbeitung.

## 4.2.2 Lebensdauer von Schutzeinrichtungen

Die Lebensdauer von Schutzrelais hat sich in den letzten Jahrzehnten durch den Fortschritt der Elektronik und der daraus hervorgegangenen neuen Gerätegenerationen stark reduziert. Eine belastbare und eindeutige Fehlerstatistik ist aus diesem Grund ein wesentliches Hilfsmittel sowohl für den Anwender als auch den Hersteller und kann als Ausgangsbasis für ein Prüf- und Erneuerungskonzept dienen. Eine Übersicht zu diesen Themen wurde unter [4.1<sup>RS</sup>] veröffentlicht und ist in diesem sowie dem nächsten Kapitel zusammengefasst.

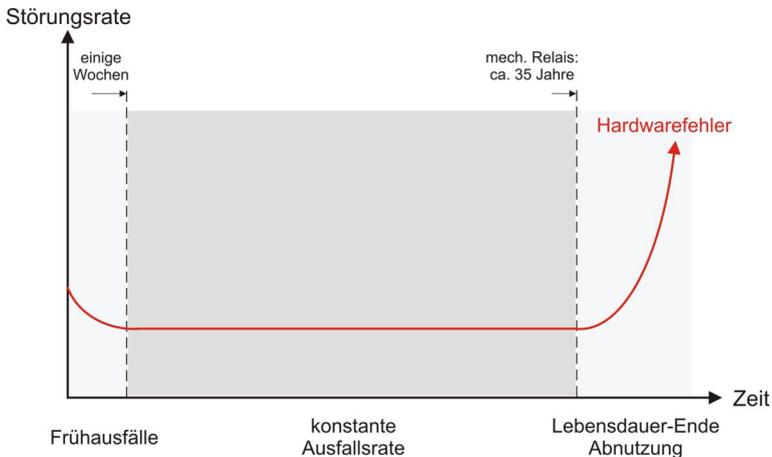


Abbildung 4-1: Störungsrate bei mechanischen Relais

Eine Strategie für die Erneuerung von Schutzgeräten kann nur auf Grund der näheren Kenntnis der Störungsursache bei Schutzrelais realistisch bestimmt werden. Diese stützt sich einerseits auf langjährige Erfahrungswerte und andererseits auf statistische Auswertungen. Die Störungsrate innerhalb einer gleichaltrigen Gerätegruppe ist für mechanische Relais in Abbildung 4-1 und für digitale Relais in Abbildung 4-2 dargestellt. Diese Kurven, auch „Badewannenkurven“ genannt, zeigen zu Beginn des Schutzgeräteeinsatzes eine große Störungsrate, gefolgt von einer konstanten Ausfallsrate, und gegen Lebensdauerende wiederum einen starken Anstieg an Ausfällen. Die markanten Unterschiede zwischen mechanischen und digitalen Relais sind die wesentlich geringere Lebensdauer der digitalen Relais sowie deren Softwarefehler. Der große Vorteil der Digitaltechnik liegt jedoch in der Vielzahl der neuen Möglichkeiten, die mit der neuen Technologie zur Verfügung steht.

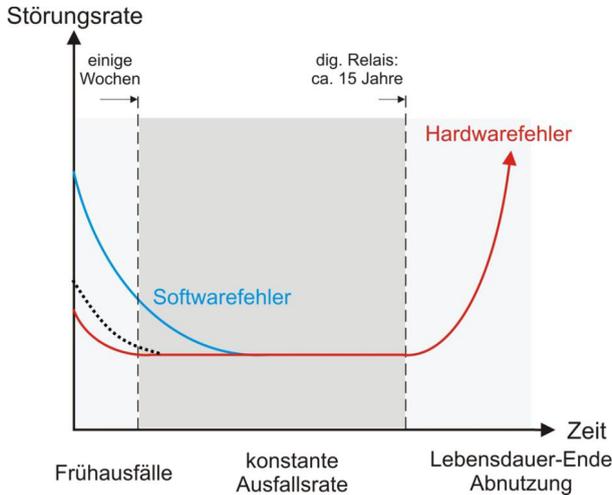


Abbildung 4-2: Störungsrate bei digitalen Relais

Frühausfälle sind auftretende Fehler bei der Inbetriebnahme, also eine Selektion vor dem scharfen Betrieb, bzw. in den ersten Betriebswochen. Danach ist das Störungsgeschehen bei Schutzeinrichtungen nach Poisson annäherbar, das heißt, es ist im Großen und Ganzen gleichmäßig und linear verteilt [4.5]. Gegen Ende der Lebensdauer steigt die Ausfallsrate, bedingt durch die thermische Alterung und weitere Effekte wie z.B. fehlende Servicemöglichkeiten, stark an. Aufgrund von Erfahrungswerten kann für die drei Kategorien von Schutzgeräten folgende Lebensdauer [4.90] angegeben werden:

- Mechanische Schutzrelais (Primär- und Sekundärrelais):  
Die Lebensdauer je nach Gerätetyp beträgt ca. 30 - 35 Jahre, vereinzelt bis max. 50 Jahre.
- Analog-elektronische Schutzrelais  
Die Lebensdauer beträgt ca. 25 - 30 Jahre.
- Digital-elektronische Schutzrelais  
Bei den digitalen Relais beträgt die Lebensdauer ca. 15 Jahre (Lebensdauer der Bauteile vermutlich wie bei analog-elektronischen Schutzrelais). Die Problematik bei diesen Relais ist die rasche Entwicklung in der PC-Technik (Bediensoftware) und der Gerätetechnik.

Diese Erfahrungswerte stellen für die Schutztechnik eine wichtige Basis dar. Für eine weitere, detaillierte Betrachtung müssen diese Werte jedoch mathematisch belegbar und analysierbar sein. Aus diesem Grund wurde in Österreich in den Jahren 1987 – 1990 eine Statistik über die Lebensdauer von analogstatischen Schutzeinrichtungen [4.2] und in den

Jahren 1991 – 1993 von digitalen Schutzeinrichtungen [4.4] geführt. In den Jahren 2000 – 2003 wurde eine weitere Fehlerstatistik von digitalen Schutzrelais ausgearbeitet [4.3]. Diese Statistik umfasste ca. 90% der in den damaligen VEÖ-Mitgliedsunternehmen eingesetzten digitalen Schutzrelais. Der industrielle Bereich wurde hierbei nicht erfasst.

Seit 2003 wurde in Österreich keine weitere gemeinsame Erfassung und Auswertung durchgeführt, womit sich die nächsten Ausführungen auf die Jahre 1993 und 2003 beschränken. Aufgrund der Erfahrungen des Autors in den letzten zehn Jahren würden sich die abgeleiteten Kernaussagen dieser Statistik nicht wesentlich verändert. Durch den verstärkten Einsatz von digital-elektronischen Relais würde sich vor allem die prozentuelle Aufteilung zur digitalen Gerätegeneration hin verschieben.

<b>Schutzeinrichtung</b>	<b>Erfasste Anzahl</b>	
	<b>2003</b>	<b>1993</b>
<b>Leitungsschutz</b>	<b>3.597</b>	
<b>Distanzschutz</b>		<b>1.000</b>
<b>Umspannerschutz</b>	<b>1.138</b>	
<b>Differentialschutz</b>		<b>123</b>
<b>UMZ-Schutz</b>		<b>280</b>
<b>Maschinenschutz</b>	<b>600</b>	<b>75</b>
<b>Sammelschienenschutz</b>	<b>154</b>	<b>7</b>
<b>Sonstige</b>	<b>440</b>	<b>221</b>
<b>Summe</b>	<b>5.929</b>	<b>1.706</b>

**Tabelle 4-1: Kollektiv der erfassten Geräte 2003 / 1993 [4.1<sup>RS</sup>]**

Durch die Statistik sollen gerade in der Einführungsphase von neuen Geräten richtungsweisende Erkenntnisse gewonnen und Entscheidungen erleichtert werden, wie z.B. die Ausarbeitung optimaler Strategien für die Prüfung und Qualitätssicherung, ein Erkenntnisgewinn über Veränderung der Fehlerraten, Aussagen über die Qualität der Selbstüberwachung, etc. Tabelle 4-1 zeigt den Bestand der Schutzeinrichtungen im Beobachtungszeitraum, gegliedert nach Gerätefamilien. Die Tabelle berücksichtigt bereits eine Anzahl von rund 6.000 Schutzeinrichtungen im Jahr 2003 und kann aus diesem Grund auch als repräsentativ bezeichnet werden.

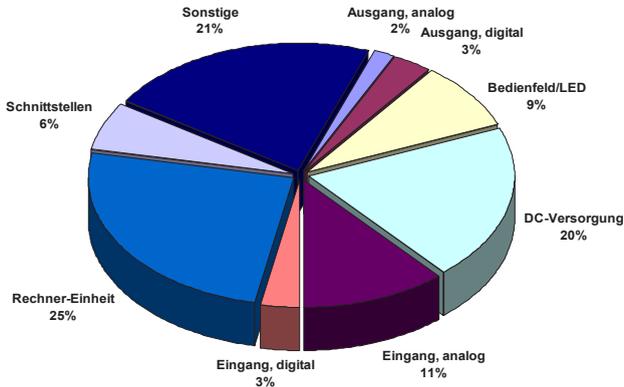


Abbildung 4-3: Hardwarefehler (2000 - 2003) [4.1<sup>RS</sup>]

Als Kriterium für einen Fehler gilt in dieser Statistik die Notwendigkeit eines Eingriffes (Tausch, Reparatur, Nachjustierung, etc.) an einer Funktionseinheit, den ein Schutztechniker vorzunehmen hat. Wie in Abbildung 4-3 ersichtlich, gibt es bei den Hardwarefehlern vor allem zwei Gruppen die fehleranfällig sind – die Rechnereinheiten mit 25 Prozent und die DC-Versorgung mit 20 Prozent. Diese beiden Elemente stellen den größten Unsicherheitsfaktor dar, und müssen in Zukunft sowohl vom Hersteller als auch vom Schutztechniker besonders beachtet werden.

Tabelle 4-2 stellt die Anlässe der Fehlerfeststellung dar. Dabei sind sowohl diejenigen Fehler enthalten, die noch vor der Übernahme des eigentlichen Betriebsschutzes, z.B. bei der Eingangsprüfung und der Inbetriebnahmeprüfung aufgetreten sind, als auch jene Fehler, die während des Betriebs aufgetreten sind. Letzteres sind Anregungen oder Auslösungen, die spontan und ohne Störungsanlass aufgetreten sind, sowie Fehler, welche durch Funktions- oder Schutzprüfungen im Zuge von Netzstörungen oder insbesondere durch die Selbstüberwachung erkannt wurden.

	2000-2003	1991-1993
<b>Selbstüberwachung</b>	<b>63%</b>	<b>56%</b>
<b>Ausl. Ohne Primärfehler</b>	<b>4%</b>	<b>11%</b>
<b>Netzstörung</b>	<b>4%</b>	<b>7%</b>
<b>Schutz- /Funktionsprüfung</b>	<b>15%</b>	<b>8%</b>
<b>Sonstiges</b>	<b>14%</b>	<b>18%</b>

Tabelle 4-2: Vergleich der Fehlerfeststellung [4.1<sup>RS</sup>]

Die Qualitätsverbesserung durch eine gegenüber analogstatistischen Schutzeinrichtungen neu hinzugekommene Selbstüberwachung ist beim Vergleich deutlich ersichtlich, allerdings hat die Selbstüberwachung bei in Betrieb befindlichen Geräten nur knapp über 60% aller

Gerätestörungen und Unregelmäßigkeiten aufgedeckt. In [4.56] wird dieser Wert für Distanzschutzgeräte bereits mit 80% angegeben. Die Empfehlung, wegen fortschreitender Selbstüberwachung der Schutzgeräte, die bestehenden Prüfintervalle markant anzuheben, ist somit nur bedingt richtig. Auch aus der Fehlerstatistik kann herausgelesen werden, dass latente Fehler verringert wurden, jedoch erfasst die Selbstüberwachung bestimmte Anlagenteile wie Leistungsschalter, Wandlerkreise oder Gefahrensysteme nur teilweise oder gar nicht. Weitere Einflüsse auf die Lebensdauer von Schutzeinrichtungen sind der Ersatzteilmangel bzw. Informationsmangel mit steigendem Alter des Relaisstyps, als auch Isolationsprobleme in der Verdrahtung.

Bei der Einführung eines neuen Produkts muss weiters damit gerechnet werden, dass die Software etwa 2-3 mal hochgerüstet werden muss, bis die korrekte Schutzfunktion gegeben ist. Die notwendige Kontrolle des Anlagengesamtzustandes, der Einstellparameter und der Randbedingungen des Schutzes (Erwärmung, Verschmutzung) erfolgt bei jeder vom Schutztechniker durchgeführten Kontrolle, nicht aber durch eine Selbstüberwachung.

### **4.2.3 Erneuerungsstrategie von Schutzeinrichtungen**

Abgeleitet aus der dargestellten Statistik, die in Österreich zurzeit wieder weitergeführt wird, kann nun eine erste Analyse durchgeführt werden, die Rückschlüsse auf eine Vorgehensweise für eine Erneuerungsstrategie gibt. Prinzipiell kann zwischen folgenden Erneuerungsstrategien unterschieden werden:

- **Fixer Zeitzyklus**  
Das Alter des Relais, unabhängig von dessen Funktionstüchtigkeit, bestimmt den Zeitpunkt der Erneuerung.
- **Ereignisorientiert**  
Es erfolgt ein Tausch erst bei defektem Schutz. Dieser Defekt kann während des Betriebs oder als Ergebnis einer Schutzprüfung auftreten.
- **Stichproben einzelner Relaisstypen**  
Relaisstypen werden aufgrund sich häufender Fehler, einem Mangel an Ersatzteilen oder fehlenden Servicemöglichkeiten ausgetauscht.

In der Praxis erfolgt eine Erneuerungsstrategie in einer Mischform der oben angeführten Möglichkeiten und unter der Berücksichtigung folgender Eckpunkte:

- **Budgetäre Planung**  
Für die Budgetierung ist es notwendig, die Investitionskosten gleichmäßig auf die Jahre zu verteilen. Dieser Punkt wird in Abstimmung mit der Planungsabteilung bearbeitet, um eine strategische und langfristige Planung zu ermöglichen.
- **Reduzierung der Typenvielfalt**  
Sondertypen stellen sowohl ein Wartungs- als auch ein Ersatzteilproblem dar und sollten, sofern möglich, reduziert und mit Standardgeräten ersetzt werden.
- **Neue gesetzliche Rahmenbedingungen**  
Durch die Umsetzung der Strommarktliberalisierung haben sich auch die Rahmenbedingungen für die Betriebsführung geändert. Die Liberalisierung und die Förderung von Erneuerbaren Energieträgern sind somit Auslöser für ein neues Überdenken von Schutzkonzepten (lange Übertragungsstrecken, Auseinanderdriften von Erzeugung und Verbrauch, dezentrale Einspeisungen, höhere Belastungen der Betriebsmittel) [4.4]. In Zukunft werden das Thema Ausfallszeiten und daraus resultierende mögliche Strafzahlungen ebenfalls an Bedeutung gewinnen. Auch dieser Punkt kann zu Änderungen in Schutzkonzepten führen.
- **Fernwartung und zusätzliche Datenübertragung**  
Neue Schutzgerätegenerationen bieten Schnittstellen für die Fernwartung, wie z.B. Parameterumstellung für kurzfristige betriebliche Änderungen. In diesem Zuge kann eine Anbindung an die Leittechnik erfolgen, welche eine Übertragung zusätzlicher Daten aus den Schutzgeräten in die Leitstelle ermöglicht, wie z.B. die Fehlerreaktanz bei Distanzschutzgeräten. Mit dieser Information kann in der Leitstelle bei Fehlereintritt eine Visualisierung des Fehlerortes durchgeführt werden.
- **Personensicherheit – Haftungsfrage – Stand der Technik**  
Jedes Schutzkonzept ist ständig in Richtung Personensicherheit, Haftungsfrage und Stand der Technik zu überprüfen und zu verbessern.

Ein Wechsel auf eine neue Gerätegeneration sollte vorausschauend und nicht zu früh erfolgen um die Gefahr eines neuerlichen Tausches in zu kurzer Zeit zu vermeiden. Dies kann z.B. bei Einführung eines neuen Protokollstandards wichtig sein, der zwar schon festgelegt, aber in den Schutzgeräten noch nicht umgesetzt wurde. Zu berücksichtigen ist weiters, dass bei jeder neuen Schutzgeneration, wie bereits durch die Ausfallsstatistik belegt, zu Beginn mit höheren Fehlerraten zu rechnen ist.

Ein reiner Schutzgerätetausch kann, unabhängig von einer möglichen Erneuerungsstrategie, aus verschiedenen Gründen erfolgen. Die nachstehend angeführte Auflistung soll die wesentlichen Einflussgrößen aufzeigen:

- Erweiterung der Schutzfunktionen  
Eine Änderung bzw. Erweiterung der Schutzfunktionalitäten bedingt oftmals den Einsatz neuer Schutzgeräte
- Erneuerung der Leittechnik (Zentralisierungskonzept)  
Eine serielle Anbindung an das Leitsystem, als auch die Verwendung von Kombigeräten, führt zwangsläufig zu einem Umstieg auf andere Schutzgeräte.
- Erneuerung der Primärtechnik bzw. Rückbau  
Anpassungen in der Primärtechnik können in einigen Fällen auch einen Schutzgerätetausch erfordern.
- Betriebliche Aspekte  
Eine Änderung in der Betriebsphilosophie (z.B. Umstellung bei der Sternpunktbehandlung) führt zu einer Änderung im Schutzkonzept. Die damit verbundene Anpassung bzw. Erneuerung des Schutzkonzeptes kann den Einsatz neuer Schutzgeräte erforderlich machen.
- Know-How des Personals  
Wenn die Servicemöglichkeiten nicht mehr im ausreichenden Maße gegeben sind (intern und/oder extern), ist ein Umstieg auf neuere Schutzgerätetypen zwangsläufig durchzuführen.

Neben den oben angeführten Rahmenbedingungen für einen Schutzgerätetausch gibt es auch Forderungen an die Hersteller, die nicht außer Acht gelassen werden dürfen:

- „Alte Gerätegenerationen“ müssen auch weiterhin gepflegt werden (Bediensoftware, Schnittstellenprotokolle)
- Bediengeräte müssen auch für „alte Gerätegenerationen“ langfristig verfügbar sein
- Neue Technik muss kompatibel zu bestehender Sekundärtechnik sein

Diese Forderungen, wenngleich selbstverständlich für den Schutztechniker, können heutzutage von vielen Herstellern nicht mehr ausreichend umgesetzt werden.

#### 4.2.4 Prüfstrategie von Schutzeinrichtungen

Bei der Prüfstrategie kann im Wesentlichen nach folgenden Arten von Schutzsystemprüfungen unterschieden werden [4.9]:

- Typen- und Stückprüfungen
- Musteruntersuchungen (Akzeptanzprüfungen)
- Abnahmeprüfungen (Werksprüfungen)
- Inbetriebnahmeprüfungen
- Turnusprüfungen
- ereignisorientierte Prüfungen

Die ersten vier Arten beschreiben Prüfungen vor und während einer Inbetriebnahme. In Betrieb befindliche Schutzgeräte werden Turnus- bzw. ereignisorientierten Prüfungen unterzogen. Diese sollen die Verfügbarkeit des Schutzsystems während der Nutzungsdauer sicherstellen und umfassen die Kontrolle der Relaisfunktionen inklusive des Leistungsschalters. Für den zeitlichen Abstand und den Inhalt von Prüfungen sind neben den betrieblichen Erfahrungen auch die Empfehlungen und Vorschriften, wie z.B. der FNN-Leitfaden für Schutzsysteme [4.6] oder der Standard der North American Electric Reliability Corporation (NERC) PRC-005-2 [4.10], zu beachten. In beiden Papieren wird insbesondere das Thema der Selbstüberwachung angesprochen und in den Prüfintervallen berücksichtigt.

Der FNN-Leitfaden für Schutzsysteme empfiehlt ein Prüfintervall von 4 Jahren für Relais mit Selbstüberwachung. Wenn nach spätestens 3 Jahren eine Funktionskontrolle durchgeführt wird, kann einer Verlängerung des Prüfturnus auf 6 Jahre erfolgen. Für Relais ohne Selbstüberwachung gilt ein Überprüfungsintervall von 2 bzw. 4 Jahren in Abhängigkeit des eingesetzten Schutzgerätes. NERC ist für die Koordinierung der elektrischen Stromnetze im nordamerikanischen Raum zuständig und verpflichtet mit den *NERC PRC-005-2 Standard* alle Netzbetreiber ihre Schutzrelais in vorgegebenen Intervallen zu überprüfen und dies entsprechend zu dokumentieren. Für Schutzgeräte ohne Selbstüberwachung gilt ein Prüfzyklus von 6 Jahren, mit Selbstüberwachung verlängert sich das Überprüfungsintervall auf 12 Jahre.

Neben dem Zeitintervall zwischen den Prüfungen ist auch das zweite Kriterium – der Umfang einer Schutzprüfung – ein wesentlicher Aspekt für die Erstellung eines Prüfkonzeptes. Hierbei kann prinzipiell zwischen einer vollständigen Schutzprüfung und einer Funktionskontrolle (ohne Prüfeinrichtung) unterschieden werden. Die Inhalte einer vollständigen Schutzprüfung sind:

- Sichtkontrolle (Anzeigen, Anschlussklemmen,..)
- Überprüfung aller Anrege- und Auslösekennlinien

- Überprüfung aller genutzten Funktionen
- Überprüfung aller genutzten Ein- und Ausgänge
- Schnittstellenüberprüfung (Fernzugriff,...)
- Überprüfung der Strom und Spannungsmesswerte
- Überprüfung der Schutzstörmeldung und deren Fernübertragung
- scharfe Auslösung des Leistungsschalters (sofern betrieblich möglich)

Eine vollständige Prüfung ist sowohl bei einer Turnusprüfung sowie bei einer ereignisorientierten Schutzprüfung durchzuführen. Nach einem Umbau in der Primär- oder Sekundärtechnik der Anlage ist der Prüfumfang gegebenenfalls zu erweitern. So ist z.B. bei einem Eingriff in die Verdrahtung oder bei einem Wandlertausch auch die Messkette vom Wandler bis zum Schutz zu überprüfen.

Eine Funktionskontrolle kann in unterschiedlicher Art und Weise erfolgen:

- Durchführung von Störungsanalysen und damit Kontrolle der korrekten Leistungsschalerauslösung und der Funktion aller Relais einer Schutzkette inklusive korrekte Meldungübertragung an die Leitstelle
- Auslösetest des Leistungsschalters in der Anlage (z.B.: über die Bedienoberfläche des Schutzgerätes) inklusive Kontrolle der Meldungen vor Ort und in der Leitstelle, Vergleich von Betriebsmesswerten, Kontrolle und Auswertung des Meldespeichers

Eine Funktionskontrolle kann nicht als Ersatz einer Schutzprüfung angesehen werden, jedoch bei einer konsequenten Durchführung den Umfang einer vollständigen Schutzprüfung reduzieren bzw. das Zeitintervall bis zur nächsten Prüfung erhöhen. Sofern eine entsprechende Dokumentation erfolgt, kann die Funktionskontrolle somit in das Prüfkonzept integriert werden. Wird während der Funktionskontrolle ein Fehlverhalten eines Relais erkannt, ist eine vollständige Schutzüberprüfung durchzuführen.

Eine mögliche Umsetzung verschiedener Kriterien in eine Prüfstrategie wird in nachfolgendem Beispiel näher erläutert. Dieses beruht im wesentlichen auf vorgegebenen Überprüfungsintervallen, die in Abhängigkeit verschiedener Parameter verlängert bzw. verkürzt werden. Als Basis-Überprüfungsintervall für Schutzgeräte in der 110-kV Spannungsebene sowie dem Transformatorschutzsystem werden die Empfehlungen aus dem FNN-Leitfaden herangezogen. Für Schutzgeräte in der Mittelspannungsebene wird dieses Intervall um 2 Jahren erhöht. Die Verkürzung bzw. Verlängerung des Basis-Überprüfungsintervalls hängt dabei im Wesentlichen vom Alter des Schutzrelais sowie von vorhandenen Funktionskontrollen ab.

Parameter				
	Selbstüberwachung	Überprüfungsintervall	älter als 15 Jahre	Funktionskontrolle
		Jahre	Jahre	Jahre
110-kV Ltg.-Schutz	ja	4	-1	+1
	nein	2	-1	+1
Transformator-Schutzsystem	ja	4	-1	+1
	nein	2	-1	+1
MS-Schutz	ja	6	-2	+2
	nein	4	-2	+2

Abbildung 4-4: Prüffintervalle für Turnusprüfungen an Schutzgeräten

Die gewählten Jahresintervalle unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Parameter sind für eine mögliche Festlegung in Abbildung 4-4 dargestellt. Die Überprüfungsintervalle wurden durch folgende Kriterien festgelegt:

- Priorität des geschützten Anlagen-bzw. Netzteils (Trafo, Leitung, Spannungsebene)
- Schutzrelais mit bzw. ohne Selbstüberwachung
- Alter der Schutzeinrichtung
- Verlängerung des Prüfzyklus durch Funktionskontrollen

Bei Relais, die älter als 15 Jahre sind, wird der Prüfzyklus verkürzt, eine positiv verlaufene Funktionskontrolle verlängert den Prüfzyklus um 1 bzw. 2 Jahre.

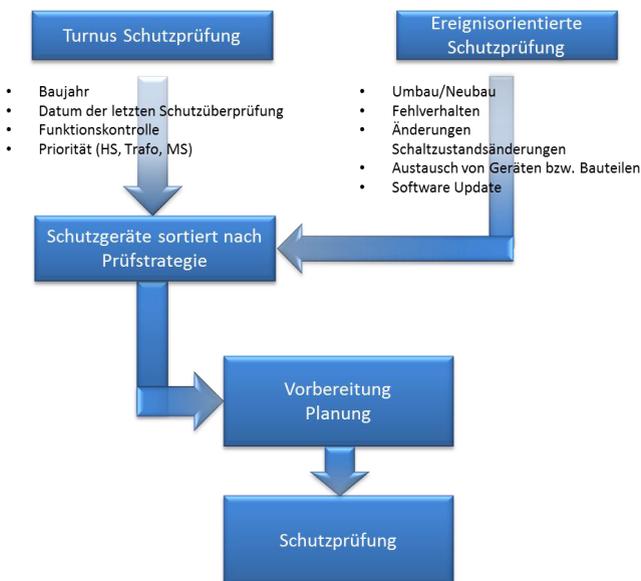


Abbildung 4-5: Ablaufdiagramm für Schutzüberprüfungen

Die Umsetzung dieser Festlegungen hat nun für jedes einzelne Schutzrelais zu erfolgen, wobei die resultierende Liste der Überprüfungstermine je Schutzgerät in weiterer Folge ständig an die aktuellen Gegebenheiten angepasst werden muss. Der dazu notwendige Ablauf ist in Abbildung 4-5 dargestellt. Ereignisorientierte und somit außerplanmäßige Schutzprüfungen können durch folgende Ereignisse angestoßen werden:

- Neubau bzw. Umbau von Anlagen
- Fehlverhalten des Schutzsystems bzw. von Schutzrelais
- Netztechnische Änderungen wie z.B. Verkabelung, Schaltzustandsänderungen
- Austausch von Geräten bzw. Bauteilen
  - Primärgeräte (Leistungsschalter, Strom-, Spannungswandler,..)
  - Schutzgerätetausch bzw. Baugruppentausch
- Software-Update

## 4.2.5 Schutz- und Automatisierungskonzepte

Schutzkonzepte beschreiben das Wirken einzelner Schutzgeräte und deren Funktionen in einem betrieblichen Zusammenhang. Dabei ist eine Abstimmung zwischen höchstmöglicher Sicherheit und Selektivität sowie wirtschaftlichen Überlegungen durchzuführen. In Mittelspannungsnetzen werden daher nur ausgewählte, in besonderen Knoten- oder Lastschwerpunkten liegende Stationen mit Leistungsschaltern und einem Selektivschutz ausgerüstet. Für eine Unterstützung in der Leitstelle werden bei der Verteilnetzautomatisierung [4.16, 3.60, 4.81] zusätzlich noch jene Stationen berücksichtigt, welche fernsteuerbar ausgeführt bzw. solche von denen Meldungen in die zentrale Netzleitstelle übertragen werden sollen, wie z.B. Informationen aus Kurzschlussanzeigern oder Erdschlussortungsrelais.

Einen Überblick über die verschiedenen Arten von Schutzrelais findet man in zahlreicher Literatur, wie z.B. in [4.9, 4.11, 4.12]. Nachfolgend sollen an Hand einiger Beispiele häufig eingesetzte Schutzrelais und deren Funktionen, die aus Sicht einer Verteilnetz-Leitstelle für den Operator maßgeblichen Einfluss auf die Störungseingrenzung und damit auch auf die Handlungsweise der Operatoren haben, kurz beschrieben werden.

### Überstromzeitschutz

Die grundsätzliche Funktionsweise des Überstromzeitschutzes (UMZ) besteht darin, dass beim Überschreiten eines bestimmten Überstromwertes eine Zeitfunktion in Gang gesetzt wird, die nach Ablauf zu einer Abschaltung führt. In jenen Fällen, in welchen der Überstrom allein kein Kriterium für eine selektive Erfassung des Fehlers darstellt, wird als zweites Kriterium die Richtung des Kurzschlussstromes herangezogen. Man spricht dann von einem Überstromrichtungsrelais, welches in neuer Generation auch die Funktion einer Fehlerortung besitzen kann.

Die UMZ-Funktion wird sehr häufig als Hauptschutz in Mittelspannungsnetzen und bei Kleinkraftwerken verwendet. Weiters dient die Funktion in vielen Schutzgeräten als Reserveschutz. Ein weiteres Einsatzgebiet ist die Ausführung als wandlerstromversorgtes Relais in Umspannwerken aber auch in Trafostationen ohne eigene Hilfsenergieversorgung. In die Leitstelle wird in der Regel eine Anregung sowie eine Auslösung und sofern vorhanden die Fehlerreaktanz übertragen.

### Distanzschutz

Eine Distanzschutzeinrichtung lässt sich als ein impedanz- und energierichtungsabhängiger Zeitstaffelschutz bezeichnen, dessen Auslösezeiten mit grösser werdender Entfernung zwischen Relaisbauort und Fehlerstelle stufig ansteigt. Die erste Stufe bildet den Hauptschutz der zu schützenden Freileitungs- oder Kabelstrecke. Die weiteren Stufen dienen als Reserveschutz für alle hinter dieser betrachteten Leitung liegenden

Anlagenelemente. Der Distanzschutz besteht im Wesentlichen aus einer Strom-, Spannungs- und Zeitmessung mit integrierter Impedanzberechnung.

Der Einsatz von Distanzschutzgeräten ist vor allem auf der Hoch- und Höchstspannungsebene sehr verbreitet. In den letzten Jahrzehnten wird er auch in der Mittelspannung vermehrt eingesetzt. Ein wesentlicher Grund dafür ist die Möglichkeit der Fehlerortung und die Übertragung dieses Reaktanzwertes in das Leitsystem. Durch die steigende Anzahl von Einspeisern im Netz wird die Anforderung an die Schutzsysteme komplexer [4.17] und die Berechnung des Fehlerortes ungenauer. Sollen Schutzeinrichtungen im Netz (z.B. in Bezugs- und Erzeugungsanlagen) überstaffelt werden, ist in der Regel ebenso der Einsatz von Distanzschutz-Relais erforderlich. Der Distanzschutz wird somit oft als eine technisch und ökonomisch optimale Lösung angesehen.

### **Differentialschutz**

Ein Differentialschutz arbeitet nach dem Prinzip des Messwertvergleichs, d.h. es werden die Werte von gemessenen Strömen am Anfang und Ende des zu schützenden Objekts miteinander verglichen. Da der Differentialschutz nur auf Differenzen und damit Fehler zwischen diesen Messstellen reagiert, arbeitet er hoch selektiv und ermöglicht sehr kurze Reaktionszeiten. Im Vergleich zum Distanzschutz bietet er einen 100%-tigen Schutz innerhalb des Schutzbereichs.

Das Differentialschutzprinzip wird am häufigsten zum Schutz von Transformatoren, im Rahmen eines Sammelschienenschutzes aber auch vermehrt zum Schutz von ausgewählten Leitungsstrecken eingesetzt. Im Kraftwerksbereich werden üblicherweise Generatoren mit dieser Schutzeinrichtung ausgerüstet. Im Falle eines Leitungsdifferentialschutzes ist die Übertragung der Messwerte von einem Leitungsende zum anderen nicht unproblematisch und erfolgt über Signalverbindungen, wobei an diese Übertragungskanäle hohe Anforderungen bezüglich Übertragungsrate und Beeinflussung gestellt werden.

### **Pausenschalter**

In Mittelspannungsbereich ist es möglich durch sogenannte „Pausenschalter“, die zum ersten Mal von der englischen Firma Reyrolle entwickelt wurden, zu einer Reduktion der Anzahl der notwendigen aber kostspieligen Leistungsschalter zu gelangen, ohne die Selektivität des Schutzes einzubüßen. Lediglich eine kurzzeitige spannungslose Pause für alle Abnehmer hinter dem Leistungsschalter ist in Kauf zu nehmen [4.9]. Das Pausenschalterrelais besteht aus einer Anregevorrichtung und einem Auslösemechanismus, der jedoch nur in einer spannungslosen Pause nach einer einstellbaren Zeit öffnet. Eine Meldungsübertragung der Stellung des Trennschalters ist für eine Gesamtübersicht über die Netztopologie in der Leitstelle anzustreben.

### **Automatische Wiedereinschaltung**

Die Statistik der Fehlerfälle in Freileitungsnetzen [4.9] zeigt, dass die meisten Fehler vorübergehende Fehler, das heißt Fehler mit Lichtbögen, sind. Unter der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) [4.13, 4.86<sup>RS</sup>] versteht man eine Abschaltung eines fehlerbehafteten Leitungsstückes durch den Netzschutz und eine anschließende schnelle Wiedereinschaltung nach Ablauf einer spannungslosen Pausenzeit. Durch die Entionisierung der Lichtbogenstrecke in der spannungs- und somit stromlosen Pause ist die Wahrscheinlichkeit des Wiederezündens bei nicht-metallischen Fehlern erheblich geringer. Der Einsatz der Automatischen Wiedereinschaltung bedeutet somit eine höhere Versorgungszuverlässigkeit [4.33], da Kundenanlagen diese kurzzeitige Abschaltung kaum bemerken. Einzig bei sehr empfindlichen Verbrauchern sind besondere Maßnahmen erforderlich.

Das Einsatzgebiet einer AWE liegt in Freileitungsnetzen in Kombination mit UMZ- oder Distanzschutz-Relais. In einer Analyse eines Verteilnetzbetreibers [4.8] konnte festgestellt werden, dass 75% der Störungen auf Freileitungen aufgrund von Gewittern mit einer AWE beseitigt werden konnten. Hingegen führten Störungen in Waldschneisen nur in 12,5% der Fälle zu einer erfolgreichen AWE. Besonders in Gebieten mit hoher Blitzhäufigkeit ist es somit sinnvoll die Funktion der AWE zu aktivieren.

Für den Operator einer Leitstelle hat die erfolgreiche AWE den Vorteil, dass es zu keinen Kundenausfällen und somit zu keiner Störungsbehebung kommt. Erfahrungen bei Verteilnetzbetreibern zeigen jedoch, dass auch bei positiver AWE und damit vorangegangenem Kurzschluss ein Schaden an einem Anlagenteil, wie z.B. an einem Isolator, mit hoher Wahrscheinlichkeit angenommen werden kann. Da dieser Schaden zu einem späteren Zeitpunkt zu einer weiteren Störung und damit einer Versorgungsunterbrechung führen kann, wird von einigen Verteilnetzbetreibern eine Fehlersuche durch Leitungsbegehung auch nach positiver AWE durchgeführt.

### **Schutzkette in einem Mittelspannungsnetz**

Als Beispiel einer möglichen Schutzkette ist in Abbildung 4-6 das Zusammenwirken von Schutzrelais und zuvor beschriebener Automaten dargestellt. Tritt ein Kurzschluss auf, kommt es zu einer Abschaltung durch den Abzweigs-Distanzschutz in 0,1 Sekunden. Nach weiteren 0,4 Sekunden wird der Leistungsschalter durch die AWE wieder eingeschaltet. Bleibt der Fehler bestehen kommt es zu einer Abschaltung durch das UMZ-Relais nach 0,4 Sekunden. Der Pausenschalter, angeregt durch den Kurzschlussstrom, öffnet den Lasttrenner in der spannungslosen Pause nach 10 Sekunden. 3 Minuten später kommt es in diesem Beispiel zu einer automatischen Nachschaltung (NA) und zu einer Wiederversorgung des zuvor abgeschalteten Netzabschnitts bis zum Pausenschalter.

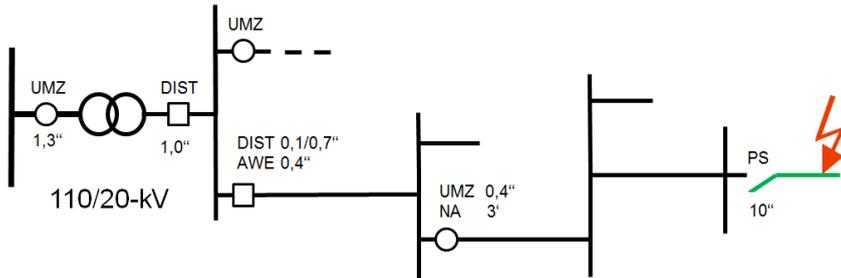


Abbildung 4-6: Schutzkette in einem Mittelspannungsnetz (Beispiel)

Mit diesem Ablauf erfolgt eine automatisierte Fehlereingrenzung ohne Eingriff des Leitstellenpersonals. Eine aufwendige Kommunikation zwischen den einzelnen Schutzgeräten ist bei diesem Schutzkonzept nicht erforderlich. Der Operator in der Warte hat in weiterer Folge die Aufgabe, die bereits auf ein kleines Netzgebiet eingegrenzte Störung zu lokalisieren und eine Störungsbehebung zu veranlassen.

### Fernmeldung von Schaltelementen

Durch die zunehmende kommunikationstechnische Erschließung von Mittelspannungsstationen, wie z.B. durch Smart Meter, ergibt sich in vielen Fällen die kostengünstige Möglichkeit einer Übertragung betrieblicher Meldungen in das Leitsystem. Im ersten Schritt sollten die Stellungsmeldungen jener Schalter in die Netzleitstelle übertragen werden, welche durch Schutzrelais oder Automaten im Verteilnetz selbstständig öffnen oder schließen. Nur in dieser Form kann die Übersicht über die aktuelle Netztopologie, eine Voraussetzung für eine zentrale Betriebsführung, sichergestellt werden.

Die Fernmeldung von Anregungen der Kurzschlussanzeiger sowie die Meldungsübertragung von dezentralen Erdschlussortungsrelais [4.14, 4.15] sind ein weiterer Teil eines Automatisierungs- bzw. Meldekonzeptes. An strategischen Punkten im Netz angebracht, unterstützen diese die Störungseingrenzung bei Kurz- und Erdschlüssen und beschleunigen damit den gesamten Ablauf bis zur Kundenwiederversorgung. Voraussetzung dazu ist jedoch eine gesicherte Kommunikationsverbindung, da die Zuverlässigkeit dieser Meldung für die Betriebsführung wesentlich ist. Kommt während einer Störung keine Meldung von einem im Netzgebiet ferngemeldeten Kurzschlussanzeiger oder Erdschlussortungsrelais, so muss der Operator davon ausgehen können, dass sich der Fehler nicht in dem betrachteten Leitungssegment befindet. Die weitergehende Eingrenzung wird somit in anderen Netzbereichen vorgenommen.

Aufgrund der zunehmenden Anzahl von Einspeisern in Mittel- und Niederspannungsnetzen gewinnt in der Netzführung das Thema Spannungshaltung

zunehmend an Bedeutung. Eine in der Anschlussbeurteilung durchgeführte Netzberechnung sollte unzulässige Spannungshübe zwar bereits im Vorfeld erkennen und durch Maßnahmen begrenzen, kann jedoch eine betriebliche Spannungsüberwachung nicht vollständig ersetzen. Künftig wird es somit vermehrt notwendig sein, Spannungswerte aus ausgewählten Netzknoten in die Leitstelle zu übertragen, um diese auf Grenzwertverletzungen zu überwachen.

### **Fernsteuerung von Netzstationen**

Ein weiterer Punkt in der Netzautomatisierung in Mittelspannungsnetzen ist neben der Fernmeldung gezielter Informationen auch die Fernsteuerung ausgewählter Schalter. Neben fernsteuerbaren Umschaltmöglichkeiten in Lastschwerpunkten sollten auch jene Netzknoten bezüglich Fernsteuerung untersucht werden, die Trennstellen zwischen zwei Netzgebieten darstellen. Diese, besonders in ländlichen Bereichen oftmals schwer erreichbaren Stationen, bieten bei Störungen die Möglichkeit einer raschen Umschaltung von Netzbereichen in ein angrenzendes Netzgebiet. Eine Gegenüberstellung der schnelleren Wiederversorgungszeiten mit den Investitions- und Instandhaltungskosten für die Fernsteuerung ist durchzuführen [4.85]. Der mögliche Ersatz von im Verteilnetz vorhandenen Automaten, wie z.B. Umschalt- oder Nachschaltautomaten, durch fernsteuerbare Schalter ist dabei ebenso zu berücksichtigen.

### **Automatisierte Schaltfolgen**

Die Thematik der „selbstheilenden Netze“ [4.83, 4.84] kommt im Zuge der fortschreitenden Netz-Automatisierung immer häufiger zur Anwendung. Dabei handelt es sich um vordefinierte Schaltfolgen in dezentralen Steuereinheiten, die nach einem Fehlereintritt Fehlereingrenzungen und Netzumschaltungen durchführen. Ziel ist eine autarke und automatisierte Fehlereingrenzung und damit eine Verringerung der Ausfallszeiten. Prinzipiell kann diese Intelligenz auch zentral in SCADA abgebildet werden, wie bereits in Kapitel 3.7 diskutiert.

## 4.3 Impedanzmessung an Freileitungen als Basis für eine exakte Fehlerortung

### 4.3.1 Schutzstaffelung

Die selektive und schnelle Bereinigung von Netzfehlern durch Schutzeinrichtungen ist eine wesentliche Bedingung für die Erhaltung der Netzsicherheit. In Hoch- und Mittelspannungsnetzen werden hierzu oftmals – wie zuvor beschrieben – Distanzschutzrelais eingesetzt, wobei die Selektivität über eine Impedanz- und Zeitstaffelung erreicht wird. Ein Leitungssystem ist bei dieser Staffelung von jeder Seite bis zu ca. 85% in Schnellzeit geschützt. Die restlichen 15% dienen als Sicherheitsreserve und berücksichtigen Ungenauigkeiten in den Leitungsdaten, Messfehler von Strom- und Spannungswandlern sowie diverse Relaisungenauigkeiten. Zusätzlich beinhalten sie einen Sicherheitsabstand zu nachfolgenden Schutzbereichen anderer Relais.

Das bedeutet allerdings auch, dass mit diesen Annahmen im vermaschten Netz nur die mittleren 70% der Leitung von beiden Seiten in Schnellzeit abgeschaltet werden. Die restlichen 30% der Leitung werden bei einem Fehler in der zweiten Staffelzeit abgeschaltet, die sich üblicherweise bei 0,3-0,5 Sekunden [4.9] bewegt. Für Kundenanlagen bedeutet eine längere Fehlerklärungszeit jedoch auch eine länger andauernde Beeinflussung durch einen Spannungseinbruch, was insbesondere bei sensiblen Netzlasten zu Problemen führen kann. Eine Reduktion der Staffel-Sicherheitsreserve bei gleichbleibender Selektivität resultiert somit auch in einer Verbesserung der Versorgungsqualität. Ein weiterer Anreiz dafür, die Ortungsgenauigkeit bei Distanzrelais zu verbessern, kommt aus der Möglichkeit mit modernen Distanzrelais eine Fehlerortung im Netz vorzunehmen. Hier bewirkt eine verbesserte Ortung eine schnellere Störungseingrenzung und somit eine raschere Wiederversorgung.

Diese selektive Störungseingrenzung und exakte Fehlerortung kann nur dann erfolgen, wenn die entsprechenden Leitungsparameter im Schutzgerät mit hinreichender Genauigkeit vorhanden sind. Die Berechnung der dazu notwendigen Parameter ist aufgrund der Vielzahl von Einflussfaktoren (z.B. Leiterarten, mittlerer Durchhang von Leitungen, spezifische Erdwiderstände, etc.) allerdings sehr fehleranfällig. Durch exakte Messung dieser Impedanzen ist die Ortungsgenauigkeit präzisierbar bzw. können die Sicherheitsmargen definiert und bewusst eingestellt werden [4.36, 4.37, 4.40]. Dazu werden in diesem Kapitel die Ermittlung von Mit- und Nullimpedanzen sowie von Mit- und Nullkapazitäten ausgewählter Leitungssysteme mit frequenzselektiven Messmethoden sowie mit Kurzschlussversuchen beschrieben und es wird ein Vergleich der Ergebnisse mit herkömmlichen Berechnungsmethoden durchgeführt.

### 4.3.2 Theoretische Grundlagen

#### Die Impedanzmatrix

Die in diesem Kapitel dargestellten theoretischen Grundlagen sind Basis für Messungen und Berechnungen in den nachfolgenden Abschnitten. Ein doppeltes Dreiphasensystem mit einem Erdseil lässt sich vereinfacht wie in Abbildung 4-7 darstellen. Die Variablen des zweiten Drehstromsystems werden hierbei mit einem Suffix versehen.

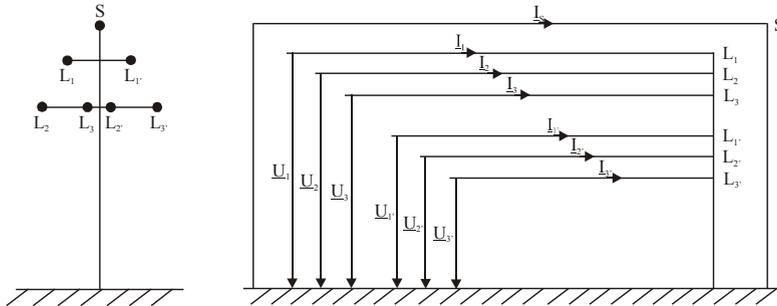


Abbildung 4-7: Dreiphasensystem mit Erdseil

Die Bezeichnungen der Variablen und Impedanzen des Parallelsystems sind folgendermaßen definiert [4.24]:

$$\underline{\mathbf{U}} = \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{U}_{1'} \\ \underline{U}_{2'} \\ \underline{U}_{3'} \\ \underline{U}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1-E} \\ \underline{U}_{L2-E} \\ \underline{U}_{L3-E} \\ \underline{U}_{L1'-E} \\ \underline{U}_{L2'-E} \\ \underline{U}_{L3'-E} \\ 0 \end{bmatrix} \quad \underline{\mathbf{I}} = \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_{1'} \\ \underline{I}_{2'} \\ \underline{I}_{3'} \\ \underline{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \\ \underline{I}_{L1'} \\ \underline{I}_{L2'} \\ \underline{I}_{L3'} \\ \underline{I}_{LS} \end{bmatrix}$$

$$\underline{\mathbf{Z}} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{13} & \underline{Z}_{11'} & \underline{Z}_{12'} & \underline{Z}_{13'} & \underline{Z}_{1S} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{23} & \underline{Z}_{21'} & \underline{Z}_{22'} & \underline{Z}_{23'} & \underline{Z}_{2S} \\ \underline{Z}_{31} & \underline{Z}_{32} & \underline{Z}_{33} & \underline{Z}_{31'} & \underline{Z}_{32'} & \underline{Z}_{33'} & \underline{Z}_{3S} \\ \underline{Z}_{1'1} & \underline{Z}_{1'2} & \underline{Z}_{1'3} & \underline{Z}_{1'1'} & \underline{Z}_{1'2'} & \underline{Z}_{1'3'} & \underline{Z}_{1'S} \\ \underline{Z}_{2'1} & \underline{Z}_{2'2} & \underline{Z}_{2'3} & \underline{Z}_{2'1'} & \underline{Z}_{2'2'} & \underline{Z}_{2'3'} & \underline{Z}_{2'S} \\ \underline{Z}_{3'1} & \underline{Z}_{3'2} & \underline{Z}_{3'3} & \underline{Z}_{3'1'} & \underline{Z}_{3'2'} & \underline{Z}_{3'3'} & \underline{Z}_{3'S} \\ \underline{Z}_{S1} & \underline{Z}_{S2} & \underline{Z}_{S3} & \underline{Z}_{S1'} & \underline{Z}_{S2'} & \underline{Z}_{S3'} & \underline{Z}_{SS} \end{bmatrix} \quad \text{Formel 4-1}$$

Die vollständige Matrizendarstellung ergibt sich somit aus:

$$\underline{U} = \underline{Z} \times \underline{I}$$

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \underline{U}_3 \\ \underline{U}_{1'} \\ \underline{U}_{2'} \\ \underline{U}_{3'} \\ \underline{U}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{11} & \underline{Z}_{12} & \underline{Z}_{13} & \underline{Z}_{11'} & \underline{Z}_{12'} & \underline{Z}_{13'} & \underline{Z}_{1S} \\ \underline{Z}_{21} & \underline{Z}_{22} & \underline{Z}_{23} & \underline{Z}_{21'} & \underline{Z}_{22'} & \underline{Z}_{23'} & \underline{Z}_{2S} \\ \underline{Z}_{31} & \underline{Z}_{32} & \underline{Z}_{33} & \underline{Z}_{31'} & \underline{Z}_{32'} & \underline{Z}_{33'} & \underline{Z}_{3S} \\ \underline{Z}_{1'1} & \underline{Z}_{1'2} & \underline{Z}_{1'3} & \underline{Z}_{1'1'} & \underline{Z}_{1'2'} & \underline{Z}_{1'3'} & \underline{Z}_{1'S} \\ \underline{Z}_{2'1} & \underline{Z}_{2'2} & \underline{Z}_{2'3} & \underline{Z}_{2'1'} & \underline{Z}_{2'2'} & \underline{Z}_{2'3'} & \underline{Z}_{2'S} \\ \underline{Z}_{3'1} & \underline{Z}_{3'2} & \underline{Z}_{3'3} & \underline{Z}_{3'1'} & \underline{Z}_{3'2'} & \underline{Z}_{3'3'} & \underline{Z}_{3'S} \\ \underline{Z}_{S1} & \underline{Z}_{S2} & \underline{Z}_{S3} & \underline{Z}_{S1'} & \underline{Z}_{S2'} & \underline{Z}_{S3'} & \underline{Z}_{SS} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \underline{I}_3 \\ \underline{I}_{1'} \\ \underline{I}_{2'} \\ \underline{I}_{3'} \\ \underline{I}_S \end{bmatrix} \quad \text{Formel 4-2}$$

Mit Hilfe des Erdseilkorrekturfaktors lässt sich die vollständige Matrizendarstellung der Formel 4-2 reduziert darstellen. Dieser Vorgang ist notwendig um in einem nächsten Schritt die symmetrischen Komponenten berechnen zu können. Durch die Reduktion kommt es zu kleineren Selbst- und Koppelimpedanzen, da ein Teil der Leiterströme über das Erdseil, und somit näher an den stromführenden Leitern, zurückfließt. Zur Berechnung des Erdseilkorrekturfaktors  $\underline{K}_E$  kann die vollständige Matrizendarstellung vereinfacht dargestellt werden:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_p \\ \underline{0} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{pp} & \underline{Z}_{pq} \\ \underline{Z}_{qp} & \underline{Z}_{qq} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_p \\ \underline{I}_q \end{bmatrix}$$

$$\underline{I}_q = -\underline{Z}_{qq}^{-1} \underline{Z}_{qp} \underline{I}_p$$

$$\underline{U}_p = \left[ \underline{Z}_{pp} - \underline{Z}_{pq} \underline{Z}_{qq}^{-1} \underline{Z}_{qp} \right] \underline{I}_p$$

$$\underline{K}_E = \underline{Z}_{pq} \underline{Z}_{qq}^{-1} \underline{Z}_{qp} \quad \text{Formel 4-3}$$

Dadurch geht die Darstellung gemäß Formeln 4-3 wieder in die vereinfachte Form über:

$$\underline{U}_p = \underline{Z} \cdot \underline{I}_p \quad \text{Formel 4-4}$$

Die reduzierte Impedanzmatrix  $\underline{\tilde{Z}}$  ist eine 6x6 Matrix mit entsprechend reduzierten Impedanzen.

$$\underline{U}_p = \left[ \underline{Z}_{pp} - \underline{K}_E \right] \underline{I}_p = \underline{\tilde{Z}} \cdot \underline{I}_p$$

$$\underline{U}_p = \begin{bmatrix} \underline{U}_a \\ \underline{U}_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_{aa} & \underline{Z}_{ab} \\ \underline{Z}_{ba} & \underline{Z}_{bb} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_a \\ \underline{I}_b \end{bmatrix} \quad \text{Formel 4-5}$$

Bei Messungen an Freileitungen mit Erdseilen wird immer nur die reduzierte Impedanzmatrix ermittelt, da es kaum möglich und auch nicht sinnvoll ist, das Erdseil für

die Messung abzuklemmen und anzuheben. Die vollständige Impedanzmatrix kann somit zwar berechnet werden, sie stellt für das betrachtete System aber nur eine rein theoretische Größe dar.

Die symmetrischen Komponenten werden in einem nächsten Schritt wie folgt berechnet:

$$\underline{U}^S = \begin{bmatrix} \underline{U}_a^S \\ \underline{U}_b^S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{S} & 0 \\ 0 & \underline{S} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_a \\ \underline{U}_b \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{S} & 0 \\ 0 & \underline{S} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{Z}_{aa} & \underline{Z}_{ab} \\ \underline{Z}_{ba} & \underline{Z}_{bb} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{T} & 0 \\ 0 & \underline{T} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_a^S \\ \underline{I}_b^S \end{bmatrix} \quad \text{Formel 4-6}$$

$$\underline{Z}^S = \underline{S} \times \underline{Z} \times \underline{T} = \begin{bmatrix} \underline{S} & 0 \\ 0 & \underline{S} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{Z}_{aa} & \underline{Z}_{ab} \\ \underline{Z}_{ba} & \underline{Z}_{bb} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{T} & 0 \\ 0 & \underline{T} \end{bmatrix}$$

$$\underline{Z}^S = \begin{bmatrix} \underline{Z}^{00} & \underline{Z}^{01} & \underline{Z}^{02} & \underline{Z}^{00'} & \underline{Z}^{01'} & \underline{Z}^{02'} \\ \underline{Z}^{10} & \underline{Z}^{11} & \underline{Z}^{12} & \underline{Z}^{10'} & \underline{Z}^{11'} & \underline{Z}^{12'} \\ \underline{Z}^{20} & \underline{Z}^{21} & \underline{Z}^{22} & \underline{Z}^{20'} & \underline{Z}^{21'} & \underline{Z}^{22'} \\ \hline \underline{Z}^{0'0} & \underline{Z}^{0'1} & \underline{Z}^{0'2} & \underline{Z}^{0'0'} & \underline{Z}^{0'1'} & \underline{Z}^{0'2'} \\ \underline{Z}^{1'0} & \underline{Z}^{1'1} & \underline{Z}^{1'2} & \underline{Z}^{1'0'} & \underline{Z}^{1'1'} & \underline{Z}^{1'2'} \\ \underline{Z}^{2'0} & \underline{Z}^{2'1} & \underline{Z}^{2'2} & \underline{Z}^{2'0'} & \underline{Z}^{2'1'} & \underline{Z}^{2'2'} \end{bmatrix} \quad \text{Formel 4-7}$$

### Der Faktor zur Erdimpedananzpassung

Wesentliche Voraussetzung für die richtige Berechnung der Kurzschlussentfernung von Schutzgeräten bei Erdkurzschlüssen bzw. bei Doppelerdschlüssen ist die korrekte Berücksichtigung der Erdimpedanzverhältnisse des Leitungszuges. Unterschiedliche Typen von Schutzgeräten nutzen verschiedene Algorithmen sowie unterschiedliche Eingaben für diese Erdimpedananzpassung [4.36]. In einigen Geräten erfolgt diese z.B. durch Eingabe des Resistanzverhältnisses  $R_E/R_L$  und des Reaktanzverhältnisses  $X_E/X_L$  oder auch durch Eingabe des komplexen Erdimpedanzfaktors  $\underline{k}_0$  [4.41<sup>RS</sup>]. Abbildung 4-8 zeigt eine in der Praxis und insbesondere in der Schutztechnik bewährte Ersatzschaltung eines Phase-Erde-Fehlers mit den entsprechenden Impedanzen.

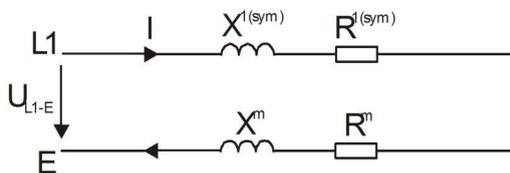


Abbildung 4-8: Ersatzschaltung Phase-Erde

In der Schutztechnik wird die Entfernung zwischen der Messstelle und dem Fehlerort durch die Auswertung der sogenannten Schleifenimpedanz ( $\underline{Z}_{\text{Schleife}} = \underline{U}_{\text{Schleife}} / \underline{I}_{\text{Schleife}}$ ) bestimmt. Es hat sich bewährt, durch diese Messung auf die Mitimpedanz ( $\underline{Z}^{1,\text{sym}}$ ) der

Fehlerstrecke zurückzurechnen. Unter der Voraussetzung der vollständigen Symmetrie aller Leitungsabschnitte ist diese Vorgangsweise zulässig. So wird bei einem 3-phasigen Fehler im Messalgorithmus aus den Phasenwerten  $\underline{U}_{ph}$  und  $\underline{I}_{ph}$  durch die Bildung von

$$\frac{\underline{U}_{ph}}{\underline{I}_{ph}} = \underline{Z}_{Mess,3ph} \quad \text{Formel 4-8}$$

die gesuchte Mitimpedanz  $\underline{Z}^{1,sym}$ , unter der Voraussetzung der vollständigen Symmetrie ( $\underline{Z}^{1,sym} = \underline{Z}^{2,sym} = \underline{Z}^{3,sym}$  bzw.  $\underline{Z}^{1,sym} = \underline{Z}^{2,sym} = \underline{Z}^{3,sym}$ ) bestimmt:

$$\underline{Z}^{1,sym} = \underline{Z}_{Mess,3ph} \quad \text{Formel 4-9}$$

Analog wird bei einem 2-phasigen Fehler im Messalgorithmus aus den Phasenwerten  $\underline{U}_{ph-ph}$  und  $\underline{I}_{ph,1}$  bzw.  $\underline{I}_{ph,2}$  durch die Bildung von

$$\frac{\underline{U}_{ph-ph}}{\underline{I}_{ph,1} - \underline{I}_{ph,2}} = \underline{Z}_{Mess,2ph} \quad \text{Formel 4-10}$$

die gesuchte Mitimpedanz  $\underline{Z}^{1,sym}$  bestimmt:

$$\underline{Z}^{1,sym} = \underline{Z}_{Mess,2ph} \quad \text{Formel 4-11}$$

Einzig beim Leiter-Erde-Fehler kann man wegen des Einflusses der unbekanntem Einflussgröße  $Z^{0,sym}$  nicht direkt aus einer Schleifenmessung auf die gesuchte Mitimpedanz schließen. Am Beispiel eines 1-phasigen Fehlers, der auf  $L_1$  angenommen wird, kann die Notwendigkeit und Nützlichkeit des  $k_0$ -Faktors gezeigt werden. Die in Abbildung 4-8 dargestellte Schleife lässt sich in zwei Komponenten zerlegen: Jene „über der Erde“, im 3-phasigen Geschehen wahrgenommene Mitimpedanz  $\underline{Z}^{1,sym}$ , und jene „unter der Erde“ konzentriert gedachte restliche Schleifenimpedanz, die mit  $\underline{Z}^m$  bezeichnet wird.

$$\underline{Z}_{Schleife} = \frac{\underline{U}_{L1-E}}{\underline{I}} = \underline{Z}^{1,sym} + \underline{Z}^m \quad \text{Formel 4-12}$$

$$\underline{Z}_{Schleife} = \underline{Z}^{1,sym} \cdot \left( 1 + \frac{\underline{Z}^m}{\underline{Z}^{1,sym}} \right) \quad \text{Formel 4-13}$$

Der Faktor  $k_0$  kann somit wie folgt definiert werden:

$$\underline{k}_0 = \frac{\underline{Z}^m}{\underline{Z}^{1,sym}} \quad \text{Formel 4-14}$$

Aus der Theorie der symmetrischen Komponenten ergibt sich folgende Definition [4.42]:

$$\underline{k}_0 = \frac{1}{3} \left( \frac{\underline{Z}^{0,\text{sym}}}{\underline{Z}^{1,\text{sym}}} - 1 \right) \quad \text{Formel 4-15}$$

Der gemessene Wert lässt sich im Schutzrelais durch Einführung des Korrekturfaktors  $\underline{k}_0$  folgendermaßen auf die Mitimpedanz  $\underline{Z}^{1,\text{sym}}$  zurückführen:

$$\underline{Z}^{1,\text{sym}} = \frac{\underline{Z}_{\text{Schleife}}}{1 + \underline{k}_0} \quad \text{Formel 4-16}$$

### **Berechnung von Leitungsimpedanzen**

Für die theoretische Berechnung von Leitungs- und Erdimpedanzen werden viele verschiedene Parameter benötigt. Einen entscheidenden Einfluss haben die geometrische Konfiguration und somit die Abstände der Leiter zueinander sowie die Abstände der Leiter zur Erde bzw. zum Erdseil und damit auch der mittlere Durchhang. Für eine exakte Berechnung müssen nachfolgende Parameter bekannt sein [4.24]:

- Gleichstromwiderstand der Leiterseile
- spezifischer Erdwiderstand
- innere Reaktanz der Leiterseile
- mittlerer Radius der Leiterseile
- Eindringtiefe des Erdstromes

Viele dieser Angaben können den Herstellerangaben entnommen bzw. aus diesen berechnet werden. Die Eindringtiefe des Stromes im Erdreich stellt in diesen Berechnungen jedoch die größte Unbekannte dar. Für die Berechnung der Erdimpedanz mit einer hinreichenden Genauigkeit müssten sämtliche Erdungseinbauten, wie z.B. Rohrleitungen, Bahntrassen oder sonstige metallische Rückleitungen berücksichtigt werden. Dies ist in den meisten Fällen jedoch kaum, bzw. nur mit erheblichem Aufwand möglich.

### 4.3.3 Messtechnik und Messverfahren

Die herkömmliche Messung der Leitungsparameter erfolgt in der Regel durch Strom- und Spannungsmessungen mit mobilen Notstromaggregaten oder Transformatoren. Die dabei gemessene Spannung enthält jedoch nicht nur den Spannungsanteil, der durch den eingespeisten Messstrom hervorgerufen wird, sondern auch eventuell eingekoppelte Spannungen benachbarter Systeme. Durch die Entwicklung neuer, frequenzvariabler Systeme können diese Effekte heutzutage eliminiert und somit eine viel exaktere Messung durchgeführt werden [4.37, 4.44].

Der für die folgenden Impedanzmessungen verwendete Messaufbau mit einem frequenzvariablen System ist in Abbildung 4-9 dargestellt. In die am fernen Leitungsende mittels der Erdungstrenner kurzgeschlossene und geerdete Leitung werden am nahen Leitungsende die Prüfströme mit Hilfe eines speziellen Prüfgeräts eingespeist. Zur sicheren galvanischen Trennung zwischen Leitung und Messgerät sowie zur Anpassung der Ausgangsleistung an die Leitungsimpedanz wird eine Koppereinheit verwendet. Der Anschluss erfolgt über herkömmliche Erdungsgarnituren, die zum Schutz des Bedienpersonals mit einer Erdungsbox mit Überspannungsableitern verbunden sind.

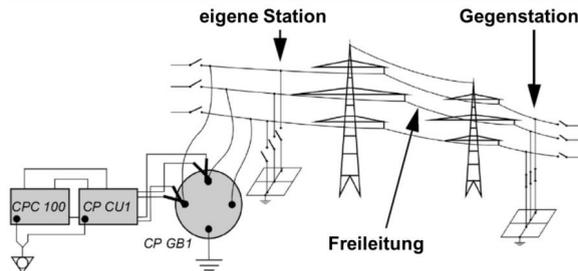


Abbildung 4-9: Messanordnung für Leitungsimpedanz- und Erdfaktormessung [4.38<sup>RS</sup>]

Die angewandte Messmethode beruht auf Einspeisung von Prüfgrößen variabler Frequenz und frequenzselektiver Messung, da die eingespeisten Prüfströme im Bereich zwischen 10 A und 100 A liegen, und somit die zu messende Spannung unterhalb möglicher kapazitiv oder induktiv eingekoppelter Störpegel liegt. Für jede Leiter-Leiter- und Leiter-Erde-Schleife wird der ohmsche und induktive Teil der Impedanz jeweils selektiv bei  $f = 30, 70, 90, 110$  und  $130$  Hz gemessen und daraus durch Interpolation der Impedanzwert bei der Netzfrequenz von 50 Hz ermittelt. Einkopplungen von benachbarten Systemen werden dadurch eliminiert. Benachbarte Systeme sollen nach Möglichkeit abgeschaltet und einseitig geerdet werden. Sollte dies nicht möglich sein, sind aus sicherheitstechnischen Gründen entsprechende Vormessungen (siehe Kapitel 4.3.4) durchzuführen.

### Messung der Selbstimpedanzen

In der Praxis können die Selbstimpedanzen  $\underline{Z}_{11}$ ,  $\underline{Z}_{22}$  und  $\underline{Z}_{33}$ , wie in Abbildung 4-10 dargestellt, gemessen werden.

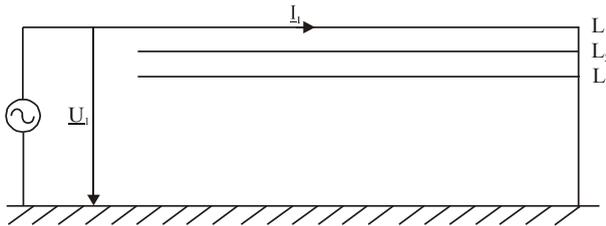


Abbildung 4-10: Messung der Selbstimpedanzen

Die Selbstimpedanz der Leitung  $L_1$  ergibt sich somit aus dem gemessenen, komplexen Werten  $\underline{U}_1$  und  $\underline{I}_1$ .

$$\underline{U}_1 = \underline{Z}_{11} \underline{I}_1 + \underline{Z}_{12} \underline{I}_2 + \underline{Z}_{13} \underline{I}_3 = \underline{Z}_{11} \underline{I}_1 \quad \text{Formel 4-17}$$

$$\underline{Z}_{11} = \frac{\underline{U}_1}{\underline{I}_1} \quad \text{Formel 4-18}$$

Die Werte der Leitung  $L_2$  und  $L_3$  werden analog gemessen. Durch Vergleich dieser drei Selbstimpedanzen wird erkannt, ob Unsymmetrien vorhanden sind und wie ausgeprägt diese sind.

### Messung der Koppelimpedanzen

Zur Messung der Koppelimpedanzen ( $\underline{Z}_{12}, \underline{Z}_{21}, \underline{Z}_{13}, \underline{Z}_{31}, \underline{Z}_{23}, \underline{Z}_{32}$ ) können die folgenden zwei Varianten verwendet werden. Bei der ersten Variante (Abbildung 4-11) wird neben  $\underline{U}_1$  und  $\underline{I}_1$  zusätzlich noch die Spannung  $\underline{U}_2$  und  $\underline{U}_3$  gemessen. Der Einfluss der kapazitiven Beeinflussung kann wegen der Größe der Querimpedanzen im Vergleich zu den bestimmenden Längsimpedanzen vernachlässigt werden.

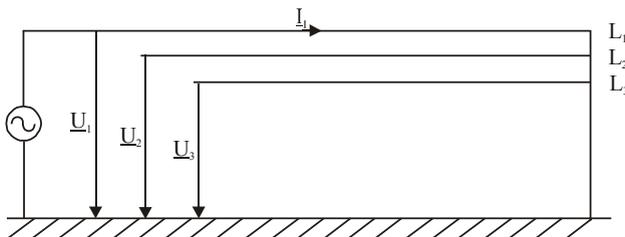


Abbildung 4-11: Variante 1 - Messaufbau für die Ermittlung der Koppelimpedanzen

Die Koppelimpedanzen ergeben sich somit aus:

$$\underline{U}_2 = \underline{Z}_{21} \underline{I}_1 + \underline{Z}_{22} \underline{I}_2 + \underline{Z}_{23} \underline{I}_3 = \underline{Z}_{21} \underline{I}_1$$

$$\underline{Z}_{21} = \frac{\underline{U}_2}{\underline{I}_1} \quad \text{Formel 4-19}$$

$$\underline{U}_3 = \underline{Z}_{31} \underline{I}_1 + \underline{Z}_{32} \underline{I}_2 + \underline{Z}_{33} \underline{I}_3$$

$$\underline{Z}_{31} = \frac{\underline{U}_3}{\underline{I}_1} \quad \text{Formel 4-20}$$

Alle weiteren Koppelimpedanzen können auf gleiche Weise für die übrigen Leitungen bestimmt werden. Für die zweite Variante (Abbildung 4-12) werden bereits zwei Generatoren benötigt. Zur Messung der Koppelimpedanzen  $\underline{Z}_{12}$  und  $\underline{Z}_{21}$  werden die Spannungen und Ströme der Leitungen  $L_1$  und  $L_2$  gemessen. Zur Messung weiterer Koppelimpedanzen dieses Systems müssen die Generatoren auf die entsprechenden Leitungen umgelegt werden.

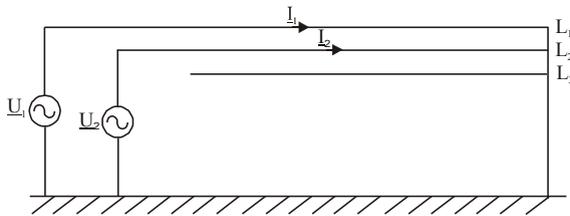


Abbildung 4-12: Variante 2 - Messaufbau für die Ermittlung der Koppelimpedanzen

Die Berechnungsformeln hierzu lauten:

$$\underline{U}_1 = \underline{Z}_{11} \underline{I}_1 + \underline{Z}_{12} \underline{I}_2 + \underline{Z}_{13} \underline{I}_3 = \underline{Z}_{11} \underline{I}_1 + \underline{Z}_{12} \underline{I}_2$$

$$\underline{Z}_{12} = \frac{\underline{U}_1 - \underline{Z}_{11} \underline{I}_1}{\underline{I}_2} \quad \text{Formel 4-21}$$

$$\underline{U}_2 = \underline{Z}_{21} \underline{I}_1 + \underline{Z}_{22} \underline{I}_2 + \underline{Z}_{23} \underline{I}_3 = \underline{Z}_{21} \underline{I}_1 + \underline{Z}_{22} \underline{I}_2$$

$$\underline{Z}_{21} = \frac{\underline{U}_2 - \underline{Z}_{22} \underline{I}_2}{\underline{I}_1} \quad \text{Formel 4-22}$$

Die Messung der Koppelimpedanzen zu benachbarten Systemen kann nach demselben Prinzip durchgeführt werden. Nach erfolgter Messung aller Selbst- und Koppelimpedanzen kann die vollständige Matrixendarstellung erstellt werden. Aus dieser ist es nun möglich die symmetrischen Komponenten (Mitimpedanz, Gegenimpedanz, Nullimpedanz) zu berechnen. Die nachfolgenden Messungen dienen somit nur mehr der Kontrolle der bisherigen Ergebnisse. Die Unterscheidung, ob es sich um ein System mit bzw. ohne

Erdseil handelt, muss nicht erfolgen. Sollte ein System mit Erdseil untersucht werden, so ist darauf zu achten, dass das Erdseil am Ende der Leitung entsprechend geerdet ist. Die Ergebnisse der Messung sind somit die bereits reduzierten Impedanzen.

### Messung der Nullimpedanz

Für die Messung der Nullimpedanz werden die einzelnen Phasen der Freileitung sowohl am Anfang als auch am Ende der Leitung miteinander verbunden (Abbildung 4-13). Die Anspeisung erfolgt einphasig, wobei die Quelle sowie das Ende der Leitung geerdet sein müssen. Ein abgeschaltetes Parallelsystem darf während dieser Messung nur einseitig geerdet sein.

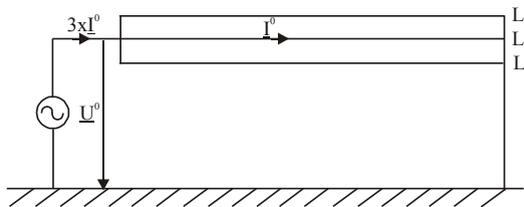


Abbildung 4-13: Messaufbau für die Ermittlung der Nullimpedanz

Die Nullimpedanz ergibt sich somit aus:

$$\underline{Z}^{00} = \frac{U^0}{I^0}$$

Formel 4-23

### Messung der Mit- und Gegenimpedanz

Die Messung der Mitimpedanz erfolgt mit einer dreiphasigen Stromquelle bei kurzgeschlossenem Gegenende. Als speisende Quelle kann ein Transformator oder, sofern vorhanden, ein Generator verwendet werden. Wasserkraftwerke haben den Vorteil, dass eine Frequenz über bzw. unter 50 Hz angefahren und somit eine Verfälschung des Messergebnisses durch Einstreuungen vermieden werden kann. Da dieser Versuch einem Kurzschlussversuch entspricht, sollte vor Beginn dieser Messung nicht vergessen werden, den Maschinen- und Leitungsschutz zu blockieren.

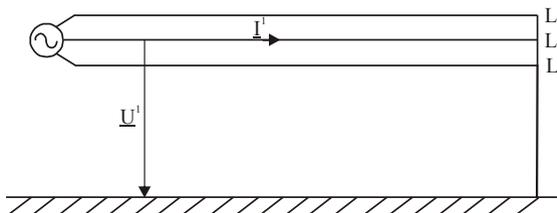


Abbildung 4-14: Messaufbau für die Ermittlung der Mit- und Gegenimpedanz

Die Mitimpedanz ergibt sich aus:

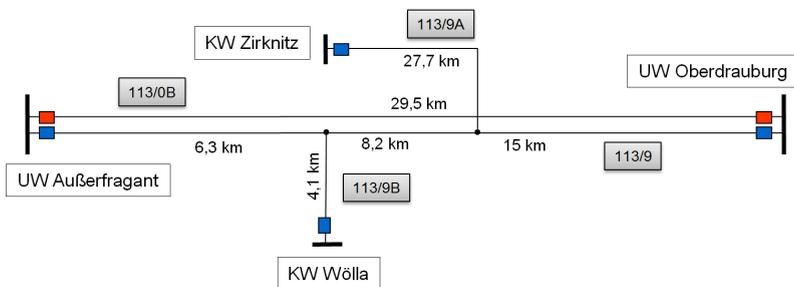
$$\underline{Z}^{11} = \frac{U^1}{I^1}$$

Formel 4-24

Für das Gegensystem ist dieselbe Messung durchzuführen, jedoch mit entgegengesetzter Drehrichtung des Generators.

#### 4.3.4 Impedanzmessung an einem 110-kV Freileitungssystem

Ziel dieser Messungen ist eine exakte, messtechnische Ermittlung der Leitungs- und Erdimpedanzen eines 110-kV Leitungssystems und ein anschließender Vergleich mit den Ergebnissen aus der Berechnung eines internen Softwareprogramms. Bei diesem Beispiel handelt es sich um eine Doppelleitung, mit wechselnden Mastformen (Tonne, Lyra und Halbausleger) ohne Verdrillung. Eines der beiden Leitungssysteme stellt eine Direktverbindung zwischen den zwei Umspannwerken UW Außerfragant und UW Oberdrauburg dar und ist mit einem 2-Enden-Differentialschutz ausgestattet. Das zweite System verbindet diese Umspannwerke ebenfalls, mit dem Unterschied, dass zwei zusätzliche Kraftwerke mit jeweils einer Stichleitung angebunden sind. Dieses System stellt somit ein Vierendensystem dar, welches ebenfalls mit Differentialschutz ausgerüstet ist [4.43<sup>RS</sup>]. Eine Übersicht mit einer Angabe der Systembezeichnungen und Leitungslängen ist in Abbildung 4-15 zu sehen.



**Hauptschutz** → Differentialschutz    ■ 2-Enden    ■ 4-Enden  
**Reserveschutz** → Distanzschutz

Abbildung 4-15: 110-kV Leitungssystem UW Außerfragant – UW Oberdrauburg

Die Kommunikationsverbindung für den Differentialschutz ist als 64 kBit/s Übertragungskanal mit Ersatzwegumschaltung in Ringtopologie ausgeführt. Für beide Leitungen dient die Distanzschutzfunktion als Reserveschutz. Die Reserveschutzeinstellungen sind dabei wie folgt:

- Der Distanzschutz der Leitungen zwischen UW Außerfragant und UW Oberdrauburg ist mit der ersten Stufe auf 85% des anderen Leitungsendes eingestellt.
- Der Distanzschutz im KW Zirknitz ist auf 85% der Leitungsimpedanz KW Zirknitz – UW Außerfragant eingestellt. Weil die Impedanz KW Zirknitz – UW Oberdrauburg länger ist, liegt die Staffelung von KW Zirknitz nach UW Oberdrauburg etwas kürzer. Eine Selektivität ist somit gewährleistet.
- Der Distanzschutz KW Wölla ist auf 85% der Impedanz KW Wölla – UW Außerfragant eingestellt. Fehler im Nahbereich des UW Oberdrauburg werden von diesem Schutz somit in zweiter Zeitstufe abgeschaltet.

Die messtechnisch ermittelten Schleifenimpedanzen dienen der Kontrolle der zuvor berechneten Impedanzwerte, um in weiterer Folge den Distanzschutz exakt einzustellen und somit Unselektivität vermeiden zu können. Des Weiteren sollen Aussagen über den  $k_0$ -Faktor getroffen werden.

Aus sicherheitstechnischen Überlegungen wurden in einem ersten Schritt Vormessungen durchgeführt. Im Rahmen dieser Vormessungen wurden die Messschaltung und die eingekoppelten Ströme und Spannungen analysiert, um störende Einkopplungen zu identifizieren und die Eindeutigkeit der Prüf- und Mess-Signale zu bestimmen. Diese Messung dient somit nur zur Feststellung der Sicherheit und Durchführbarkeit; auf die Messergebnisse haben die Resultate der Vormessung keinen Einfluss. Für diese Messung wird ein System beidseitig geerdet und der Stromfluss gemessen. Aus dem gemessenen Stromwert kann eine Abschätzung der induzierten Spannung erfolgen:

$$U_{\text{Kopplung}} = I_{\text{Mess}} \cdot Z_{\text{Leitung}} \quad \text{Formel 4-25}$$

Leitungsimpedanzmessungen können nur dann erfolgen, wenn der berechnete Wert den angegebenen Durchschlagswert der Erdungseinheit des Messequipments unter Berücksichtigung eines Sicherheitsfaktors unterschreitet. Wegen der starken Verkopplung im Nullsystem der Phase-Erde-Schleifen von parallelen Systemen können im Messkreis, insbesondere bei einem Kurzschluss bzw. Erdkurzschluss in benachbarten Systemen, unzulässig hohe Spannungen induziert werden. Der Einsatz von Überspannungsableitern im Messkreis ist daher zwingend erforderlich.

In weiterer Folge wurden die Messungen wie im vorangegangenen Kapitel für die unterschiedlichen Schleifen und mit den unterschiedlichen Frequenzen (30 Hz, 70 Hz, 90 Hz, 110 Hz und 130 Hz) durchgeführt. Als zusätzliche Kontrolle der einphasigen Messungen wurde die Mitimpedanz in einem Kurzschlussversuch mit einem dreiphasigen Generator ermittelt und die Ergebnisse einem Vergleich zugeführt. Der Messablauf sowie die Messergebnisse wurden in [4.38<sup>RS</sup>] publiziert.

### 4.3.5 Erkenntnisse aus den Messungen

Die gewonnenen Erkenntnisse aus den Messungen werden in diesem Kapitel zusammengefasst und mit Impedanzmessungen aus anderen Unternehmen verglichen. Im Wesentlichen sind die Aussagen aus diesen Versuchen [4.38<sup>RS</sup>, 4.39<sup>RS</sup>] mit jenen anderer Veröffentlichungen [4.40, 4.42] vergleichbar, auch wenn sich einzelne Ergebnisse aufgrund unterschiedlicher lokaler Gegebenheiten unterscheiden.

#### Einkopplung benachbarter Systeme

Sämtliche Messungen wurden mit verschiedenen Frequenzen durchgeführt, wobei als Kontrollmessung eine 50 Hz Messung sowie bei einer Näherung zu Bahnanlagen ebenfalls eine 16,7 Hz Messung durchgeführt wurde. Aufgrund von Einkopplungen benachbarter Systeme gab es für diese Messpunkte zum Teil erhebliche Abweichungen vom ansonst linearen Verlauf. Eine herkömmliche 50 Hz Messung wäre somit nicht zielführend gewesen. Die Impedanzwerte für 50 Hz wurden somit durch Interpolation ermittelt.

#### Ergebnisse für die Mitimpedanz

Stellvertretend für die Vielzahl der Messresultate sind die Ergebnisse der Messung an der Leitung 113/9A in Abbildung 4-16 dargestellt. Die Tabelle zeigt die theoretische Berechnung der Mitimpedanz, die Ergebnisse der Messung sowie des Kurzschlussversuches für alle drei Schleifen. In der letzten Zeile ist der Mittelwert aus den einzelnen Impedanzen, und somit die resultierende Mitimpedanz  $Z^1$  berechnet. In den rechten beiden Spalten dargestellt sind die prozentuellen Abweichungen der theoretischen Berechnung bzw. des Kurzschlussversuchs zu der aus Messwerten ermittelten Mitimpedanz.

113/9A AF-ZIR	Berechnung	Messung	KS-Versuch	Differenz Messung - Berechnung	Differenz Messung - KS-Versuch
	[ $\Omega$ ]	[ $\Omega$ ]	[ $\Omega$ ]	[%]	[%]
L1, L2	-	R= 4,607 X= 18,113	R= 5,4 X= 18,4	-	-
L2, L3	-	R= 4,607 X= 17,509	R= 4,28 X= 17,8	-	-
L3, L1	-	R= 4,611 X= 19,014	R= 4,27 X= 19,2	-	-
<b>Mittelwert</b> $Z^1$	R = 4,608 X = 17,424	R= 4,609 X = 18,212	R = 4,65 X = 18,5	<b>R = - 0,2</b> <b>X = - 4,33</b>	<b>R = 0,91</b> <b>X = 1,5</b>

Abbildung 4-16: Vergleich Berechnung-Messung-Kurzschlussversuch [4.38<sup>RS</sup>]

In der Gegenüberstellung der einzelnen Schleifenmessungen ist zu sehen, dass die Resistanzen der einzelnen Leiter-Leiter-Schleifen für alle gemessenen Phasen praktisch gleich, d.h. phasenunabhängig sind. Die Reaktanzen dieser Schleifen weichen untereinander um bis zu 5% ab. Bei Messungen an über 50 Freileitungs- und Kabelanlagen

[4.42] konnten bei den Reaktanzmessungen Unsymmetrien von über 10% gemessen werden, die in einzelnen Schutzgeräten derzeit noch nicht gesondert berücksichtigt werden können. Aus dem Vergleich der Mittelwerte ist zu erkennen, dass der Resistanzwert der Mitimpedanz nahezu ident mit dem Mittelwert aus den Messungen ist. Die Reaktanzwerte der Berechnung sind bei dieser Leitung um 4,33% kleiner, wobei die größte Abweichungen bei allen Messungen bei 11% zu finden war.

Der Kurzschlussversuch liefert erwartungsgemäß die genauesten Ergebnisse, wobei ebenfalls mit Frequenzen ungleich 50 Hz gemessen wurde. Besonders zu beachten ist hierbei, dass für eine betrag- sowie phasenrichtige Messung angepasste Strom- und Spannungswandler verwendet werden müssen. Ähnliche Messungen wurden unter [4.40] durchgeführt und lieferten vergleichbare Ergebnisse.

### Ergebnisse für die Nullimpedanz

Die Ergebnisse der Messungen und der Berechnung für die Erdimpedanzverhältnisse der verschiedenen Leitungssysteme sind in Abbildung 4-17 ersichtlich. Die prozentuellen Abweichungen sind dabei ebenfalls angegeben.

	$R_E/R_L$			$X_E/X_L$		
	gemessen	gerechnet	Differenz	gemessen	gerechnet	Differenz
			[%]			[%]
<b>113/0B</b>	0,635	0,697	<b>9,8</b>	0,579	0,962	<b>66,1</b>
<b>113/9</b>	0,628	0,697	<b>11,0</b>	0,56	0,962	<b>71,8</b>
<b>113/9 und 113/9B</b>	0,56	-	-	0,464	-	-
<b>113/9 und 113/9A</b>	0,492	0,565	<b>14,8</b>	0,616	0,781	<b>26,8</b>

Abbildung 4-17: Vergleich der Nullimpedanz Messung-Rechnung [4.38<sup>RS</sup>]

Die Resistanzverhältnisse weisen bei diesen Messungen Abweichungen von bis zu 15% auf. Die Reaktanzverhältnisse haben jedoch bereits Abweichungen von über 70%. An 30 gemessenen Leitungen in [4.42] wurden für die Nullimpedanz im Durchschnitt Abweichungen zu den gemessenen Werten von durchschnittlich 63% gemessen, wobei einzelne Abweichungen sogar grösser als 100% waren. Maßgeblich bei den theoretischen Berechnungen ist die angenommene Eindringtiefe in das Erdreich, die jedoch ausschließlich eine theoretische Größe ist und auch im Vorfeld messtechnisch nicht ermittelt werden kann.

## **Schlussfolgerung**

Die genaue Kenntnis der Impedanzwerte von Leitungssystemen dient einer exakten Einstellung von Distanzschutzgeräten. Hiermit können einerseits Beeinflussungen durch Spannungseinbrüche an Kundenanlagen verkürzt und andererseits Unselektivitäten von Schutzgeräten vermieden werden. Für diese Messungen sollten ausschließlich frequenzselektive Messverfahren Anwendung finden, um eine Beeinflussung benachbarter Systeme ausschließen zu können.

Bei der Mitimpedanz wurden zwei Fehlerquellen identifiziert. Einerseits sind dies Abweichungen bei der Berechnung, die durch eine exakte Messung eliminiert werden können. Andererseits ist das die Unsymmetrie zwischen den Phasen, die zwar gemessen, derzeit in Schutzrelais aber noch nicht berücksichtigt werden kann. Aus Gründen der Praktikabilität werden in heutigen Distanzschutzgeräten nur die Mitimpedanz und ein Erdimpedanzfaktor [4.36] verwendet. Um eine Überfunktion bei nicht gemessenen Leitungen zu vermeiden, empfiehlt es sich, die erste Stufe des Distanzschutzes nicht über 85% des Leitungssystems [4.9] einzustellen. Werden gemessene Werte verwendet, kann dieser Wert, je nach Unsymmetrie des Leitungszuges, wesentlich vergrößert werden.

Bei der Nullimpedanz wurde gezeigt, dass eine theoretische Berechnung in jedem Fall zu ungenau ist. Trotz näherer Betrachtung und Berücksichtigung verschiedener Einflussfaktoren, wie die geographische Lage, das Vorhandensein von Erdseilen oder die Berücksichtigung metallischer Einbauten konnte in den Versuchen keine eindeutige Korrelation zwischen Rechnung und Messung hergestellt werden. Nach derzeit vorliegenden Erkenntnissen kann die Nullimpedanz somit nicht mit ausreichender Genauigkeit berechnet, sondern ausschließlich gemessen werden.

## 4.4 Reduzierung von Störeinträgen in ein 110-kV Netz

### 4.4.1 Ausgangssituation

Freileitungen in Hochspannungsnetzen sind wesentliche Bestandteile der elektrischen Energieversorgung und werden zur Aufrechterhaltung ihrer Verfügbarkeit unter anderem auch vor Überspannungen geschützt. Überspannungen können ein- oder mehrpolige Fehler zur Folge haben und bewirken im vermaschten Netz Spannungseinbrüche, die auch bei den Verbrauchern spürbar sind. Spannungseinbrüche finden ihre Ursache in einer Vielzahl von Einflüssen, wobei in Freileitungsnetzen etwa zwei Drittel natürlichen Phänomenen, wie z.B. dem Blitzschlag, zuzuordnen sind [4.45].

Blitzüberspannungen führen jedoch nicht nur zu wirtschaftlichen Schäden für Kunden sondern beanspruchen auch die Betriebsmittel des Netzbetreibers überdurchschnittlich. Dies kann in weiterer Folge zu Schäden an Komponenten der Hochspannungssysteme führen. Die Auswirkung von Gewittern auf den Betrieb von elektrischen Anlagen und Freileitungen kann grundsätzlich nicht verhindert, wohl aber durch geeignete Maßnahmen, wie z.B. Masterdung, Form des Freileitungsmastes, Einsatz von Überspannungsableitern, etc. verringert werden.

Das Hochspannungsnetz des betrachteten Verteilnetzes besteht zu einem überwiegenden Anteil aus Freileitungen. Aus diesem Grund hat der zuständige Verteilnetzbetreiber in den Jahren 2001 bis 2003 umfassende Untersuchungen über die Möglichkeiten zur Reduzierung der Fehlerhäufigkeit an Freileitungen im Allgemeinen sowie über Umsetzungsmaßnahmen an einer sehr exponierten 110-kV Hochgebirgs-Freileitung durchgeführt [4.46, 4.47]. Besonderes Augenmerk wurde dabei auf die 2- und 3-poligen Fehler gelegt, da einpolige Fehler im gelöschten Netz keinerlei Auswirkungen auf die Spannungsqualität haben. Das Ergebnis war die Ausarbeitung einer Ausrüstungsstrategie für ausgewählte Bereiche in diesem exponierten Leitungszug. Nach entsprechender Adaptierung des Bereiches im Jahr 2003 wurde eine Bewertung der umgesetzten Maßnahmen durchgeführt und die Ergebnisse in mehreren Publikationen [4.48<sup>RS</sup>, 4.49<sup>RS</sup>, 4.50<sup>RS</sup>] veröffentlicht.

Aufgrund netztechnischer Erfordernisse war es 2007 erneut notwendig, den Leitungszug umzubauen bzw. auf den ursprünglichen Schaltzustand rückzubauen. Die zuvor gesetzten Maßnahmen bezüglich Fehlerreduktion wurden dabei adaptiert. Dieser Umbau wurde in [4.51] dokumentiert und publiziert. Die prinzipielle Vorgangsweise während des gesamten Projektverlaufs sowie die wesentlichen Erkenntnisse sind in den nachfolgenden Kapiteln zusammengefasst.

#### 4.4.2 Besondere Gegebenheiten des Freileitungszuges

##### Orographische Situation und technische Ausstattung

Die betrachtete Hochspannungsfreileitung führt über die so genannte Kreuzeckgruppe zwischen dem Drautal und dem Mölltal und ist Teil des gelöschten 110-kV Netzes in Kärnten (Abbildung 4-18). Die Höhenlage der Leitung beträgt 640 m Seehöhe im Talboden und erreicht 2320 m am Bergkamm. Zu Beginn der Studie war diese Hochspannungsfreileitung mit zwei Systemen und einem Erdseil auf Tonnenmasten ausgeführt.

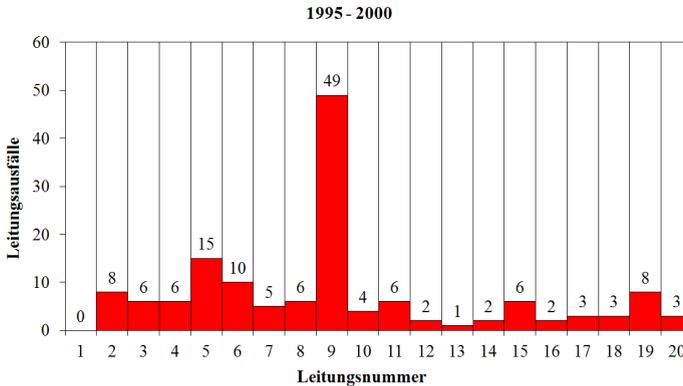


Abbildung 4-18: Hochgebirgsleitung in einem 110-kV Netz [4.52<sup>RS</sup>]

Die Hochgebirgsleitung hat eine Gesamtlänge von 29,5 km und ist mit 108 Masten und einem Erdseil ausgestattet. Die Phasenseile bestehen aus den Seiltypen E-Al/Stalum 260/23 und E-AlMgSi/Stalum 257/60. Die Masten der Leitung sind Stahlgittermasten, welche auf Betonfundamenten mit normgerechten Erdungssystemen montiert sind. Die Gesamthöhe der Masten variiert entlang der Leitung zwischen ca. 30 m bis 55 m. Die Spannfeldlängen entlang der Leitung bewegen sich in einem Bereich von ca. 120 m bis 420 m. Die Isolatoren sind gemäß Isolationskoordination ausgeführt und mit Schutzhörnern ausgestattet.

## Leitungsausfälle 1995 - 2000

Die überdurchschnittlich große Anzahl von Störungen auf dieser 110-kV Freileitung veranlasste den Verteilnetzbetreiber, diesen Störungen im Detail nachzugehen. Für eine Quantifizierung wurden im ersten Schritt sämtliche Störungsaufzeichnungen ausgewertet und gegenübergestellt. Der Vergleich der Anzahl der Leitungsausfälle inklusive positiver AWEs für unterschiedliche Leitungssysteme (repräsentativen Ausschnitt aller Leitungen) ist in Abbildung 4-19 dargestellt.



**Abbildung 4-19: Leitungsausfälle von 110-kV Freileitungen für die Jahre 1995 – 2000 [4.46]**

In dieser Graphik ist ersichtlich, dass es an der bereits erwähnten Hochgebirgsleitung – in dieser Darstellung die Leitung Nr. 9 – überdurchschnittlich oft zu Leitungsabschaltungen gekommen ist. Während bei allen anderen 110-kV Leitungen die Fehlerhäufigkeit in diesen fünf Jahren zwischen Null und maximal 15 Störungen gelegen ist, weist diese Leitung insgesamt 49 Störungen auf. Das ist eine ca. 10-mal höhere Ausfallsrate als der Durchschnitt an allen anderen Systemen.



### 4.4.3 Simulationsmodell und -ergebnisse

Im November 2002 wurde an der Technischen Universität Graz ein geometrisch-elektrisches Modell [4.47] für die 110-kV Freileitung vom UW Oberdrauburg nach UW Außerfragant mit dem Ziel erstellt, verschiedene Ausrüstungsstrategien für diesen Leitungszug zu bewerten. Bezüglich Freileitungsbau und -ausrüstung gibt es prinzipiell folgende unterschiedliche Möglichkeiten eines Überspannungsschutzes [4.46]:

- Trassenführung
- Erdseil
- zusätzliche Erdseile
- kleinerer Stoßausbreitungswiderstand
- Schutzfunkenstrecke
- Verlängerung der Isolatoren
- Überspannungsableiter

#### **Schutzwirkung des Erdseiles** [4.47]

Auf Basis des geometrisch-elektrischen Modells lässt sich ein allgemeines Verfahren angeben, das es gestattet, bei beliebiger Anordnung und Anzahl von Fanganordnungen zu überprüfen, ob die zu schützenden Objekte im Schutzbereich der Fanganordnungen, d.h. im geschützten Volumen, liegen. Mit dieser Methode konnten jene Blitzströme berechnet werden, bei denen es gerade noch zu keiner atmosphärischen Entladung in ein Phasenseil der zu untersuchenden 110-kV Freileitung kommt. Die Blitzkugelradien, die auch maßgeblich von der Geländeformation beeinflusst werden, sind mit den dazugehörigen Blitzströmen in Abbildung 4-22 zusammengefasst.

	Blitzkugelradius [m]	Blitzströme [kA]
Mast Nr.21	66,25	18,71
Mast Nr.22	95,00	32,13
Mast Nr.23	82,50	27,43
Mast Nr.24	132,50	52,92
Mast Nr.25	137,50	55,95

**Abbildung 4-22: Blitzkugelradien und Blitzströme ausgewählter Masten [4.49<sup>RS</sup>]**

Auf Basis des Einschlagsmodells und der Verteilung der Blitzstromscheitelwerte nach ALDIS kann die Wahrscheinlichkeit für Einschläge in das Erdseil und das Phasenseil berechnet werden. Bei einem Vergleich mit einer 110-kV Leitung im Flachland liegt die Einschlagswahrscheinlichkeit dieser exponierten Hochgebirgsleitung um den Faktor 4–5 höher.

## Identifikation des kritischen Leitungsbereiches

Die Kombination aus den schlechten Erdungswiderständen, der hohen Blitzdichte und der streckenweise starken Hanglage führte zur Identifikation der kritischen Leitungsbereiche des 110-kV Leitungszuges. Durch die hohen Masterdungswiderstände und daraus resultierende hohe Stoßausbreitungswiderstände können Blitzströme im Mast, ausgelöst durch einen Blitzeinschlag in den Masten oder ins Erdseil, zu hohen transienten Mastspannungen führen. Überspannungen können ebenfalls durch Einschläge in die unmittelbare Umgebung der Leitung und durch Einkopplung auf das Erdseil hervorgerufen werden. Durch die zum Teil abgeschwächte Schirmwirkung des Erdseils kann es weiters zu direkten Einschlägen in das Phasenseil und damit ebenfalls zu Überspannungen kommen. In all diesen Fällen besteht die Möglichkeit, dass es durch die induzierte Spannung in weiterer Folge zur Überschreitung des Isolationspegels und damit zu Überschlügen am Isolator vom Phasenseil zur Mastkonstruktion (Überschlag) als auch zu Überschlügen vom Mast zum Phasenseil (rückwärtiger Überschlag) kommen kann.

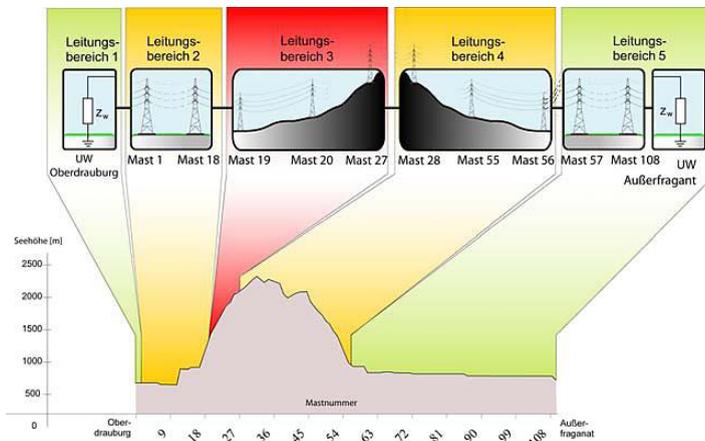


Abbildung 4-23: Kritischer Leitungsbereich entlang der Trasse [4.52<sup>RS</sup>]

In einem nächsten Schritt wurde eine Korrelation der Blitzaktivitäten entlang der Leitung mit den registrierten Störungen auf dem Leitungszug durchgeführt und die Wahrscheinlichkeit eines Überschlages, ausgelöst durch einen Blitz, für unterschiedliche Bereiche bewertet. Abbildung 4-23 zeigt die identifizierte, kritische Sektion bezüglich Blitzeinschläge und Überschlüge zwischen Mast 19 und Mast 27. Die Bereiche 1 und 5, die sich ausschließlich im Talboden befinden, sind aufgrund dieser Analyse jene mit dem geringsten Gefährdungspotential.

## **Numerische Berechnung und Bewertung**

Ziel der Berechnungen mit dem Programm ATP (Alternative Transient Program) war der wissenschaftliche Vergleich von möglichen Systemumstellungen und Ausrüstungsstrategien für die betrachtete Hochgebirgsleitung. Für die Modellerstellung wurde die Unterteilung der Leitungsabschnitte in fünf Bereiche, wie in Abbildung 4-23 dargestellt, herangezogen.

Überspannungsableiter auf Hochspannungsleitungen wurden in den letzten Jahrzehnten bereits in verschiedenen Ländern eingesetzt. So zum Beispiel in Brasilien und in Japan, wo erste Erfahrungen bereits in den 1980er Jahren gewonnen wurden [4.53, 4.54, 4.55]. Unter Berücksichtigung dieser Erkenntnisse sollte auch der Einsatz einer optimierten Anzahl von Überspannungsableitern in dem kritischen Leitungsabschnitt – unter dem Aspekt der speziellen Hochgebirgssituation in Hinblick auf Blitzaktivität, Lage und Erdungsverhältnisse – näher untersucht werden. Die Vorgangsweise war dabei wie folgt [4.47]:

- Erstellen eines numerischen Leitungsmodells
- Systematische Analyse der transienten Spannungen durch Variationsberechnungen
- Numerische Berechnungen für verschiedene Ausrüstungsmöglichkeiten
- Numerische Berechnungen für eine Systemumstellung
- Berücksichtigung von Verbügelungsmöglichkeiten
- Gegenüberstellung und Bewertung

Nach diesen Untersuchungen wurden insbesondere die Maßnahmen einer Systemumstellung vom Doppel- auf ein Einzelsystem, einer Montage von Überspannungsableitern und der Verbesserung der Erdungsverhältnisse favorisiert.

#### 4.4.4 Gesetzte Maßnahmen an der Freileitung

Aufgrund der Ergebnisse der Berechnungen und wirtschaftlichen Bewertungen der angedachten Systemanpassungen wurden im Jahr 2003 nachfolgende Maßnahmen an dem Leitungszug umgesetzt:

##### Systemumstellung

Die bisher betriebene Doppelleitung wurde durch Verbügelungsmaßnahmen auf ein aktives 3-Phasen-System mit insgesamt drei Erdseilen und einem unbespannten Leiter umgestellt (Abbildung 4-24). Durch diese Neukonfiguration stehen die beiden höchstgelegenen Phasen als zusätzliche Erdseile zur Verfügung und erhöhen somit den Schutzbereich für die darunter liegenden Phasenseile. Möglich war diese Umstellung, da die maximal benötigte Übertragungsleistung für diese Strecke unter Beibehaltung der (n-1)-Sicherheit durch ein Dreiphasensystem abgedeckt werden konnte.

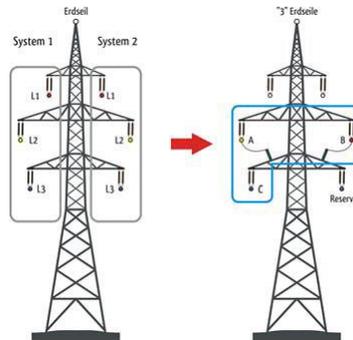
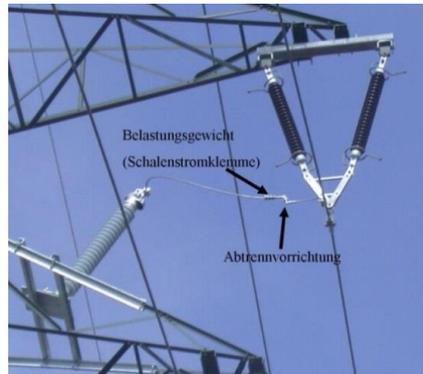


Abbildung 4-24: Reduktion der Doppelleitung auf ein Einzelsystem [4.52<sup>RS</sup>]

##### Einbau von Überspannungsableitern

Aufgrund der Ergebnisse der transienten Berechnungen wurden zeitgleich 6 Metalloxidableiter in den beiden Umspannwerken Oberdrauburg und Außerfragant sowie 18 Metalloxidableiter im kritischen Leitungsbereich angebracht. In den Umspannwerken wurden alle drei Phasen bestückt; an den ausgewählten Masten (Nr. 19 bis Nr. 27) wurden die oberen beiden Phasen L<sub>1</sub> und L<sub>3</sub> (entspricht in der Abbildung 4-24 Phase A und B) ausgestattet. Da die Maststützpunkte im Fehlerfall eines Überspannungsableiters – insbesondere in den Wintermonaten – nur sehr schwer erreichbar sind, wurde als Sicherheitsmaßnahme eine automatische Abtrennvorrichtung eingebaut. Diese Installation ist in Abbildung 4-25 zu sehen.



**Abbildung 4-25: Überspannungsableiter mit Abtrennvorrichtung auf einem 110-kV Tonnenmast**

Der Einbau der Überspannungsableiter stellte aus Sicht des Leitungsbaus eine weitere Herausforderung dar. Hier mussten neben der Einhaltung der Montagevorgaben für die Überspannungsableiter auch die Anforderungen an die Maststatik und die Mindestabstände zwischen spannungsführenden und nicht spannungsführenden Teilen bei Auslenken des Leiterseils durch Wind oder bei Ansprechen der Abtrennvorrichtung berücksichtigt werden.

### **Verbesserung der Erdungsverhältnisse**

Durch die Messungen wurde weiters festgestellt, dass die Übergangswiderstände zwischen Erdseil und Mast aufgrund von Korrosionserscheinungen teilweise sehr hoch waren. Zusätzlich gab es zwischen zwei Masten wegen einer Leitungsunterführung unter eine 220-kV Leitung eine Unterbrechung des Erdseiles. Folgende Maßnahmen wurden zur Verbesserung der Erdungssituation gesetzt:

- Austausch des bestehenden Erdseils gegen ein Lichtwellenleitererdseil sowie Tausch der Armaturen
- Zusammenschluss der unterbrochenen Erdseilverbinding

Zusätzliche Maßnahmen zur Verbesserung der Masterdungswiderstände wurden untersucht, waren jedoch aufgrund der topographischen Lage dieser Hochgebirgsleitung und des felsigen Untergrunds unwirtschaftlich und wurden daher nicht durchgeführt.

### **Fehlererfassung durch Datenlogger**

Für eine Überprüfung der Wirksamkeit der installierten Überspannungsableiter wurde ein Aufzeichnungssystem bestehend aus einer Rogowskispule je Ableiter und einer Erfassungseinrichtung je Mast installiert. Die Erfassungseinrichtung wurde hierfür eigens an der TU-Darmstadt entwickelt und zeichnet den Zeitpunkt des Blitzereinschlags, die Polarität sowie die Amplitude des Ableitstromes auf.

## Rückbau der Freileitung von Einfach- auf Doppelsystem

Im Jahr 2007 wurde es aufgrund netztechnischer Erfordernisse notwendig, das adaptierte Einfachsystem wieder auf das ursprüngliche Doppelsystem rückzubauen. Damit verbunden war auch die Reduktion von drei Erdseilen auf ein Erdseil. Die zuvor umgesetzten Schutzvarianten für diesen Leitungszug mussten neu bewertet und an die geänderten Gegebenheiten angepasst werden.

Der gestaffelte Umbau ist in Abbildung 4-26 dargestellt. In der ersten Phase (Graphik Mitte) wurden die Systeme ohne weitere Maßnahmen aufgetrennt. Dadurch gab es nur mehr ein Erdseil und einzig die mittleren Ausleger, und somit eine Phase je System, waren mit Überspannungsableitern ausgestattet. Zur Vermeidung von mehrphasigen Fehlern sollten jedoch mindestens zwei Phasen eines Systems geschützt werden.

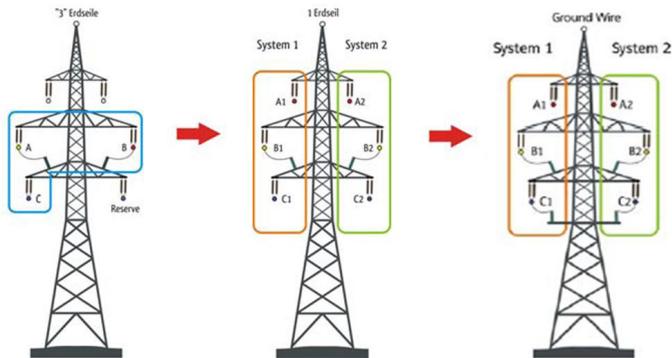


Abbildung 4-26: Rückbau von Einfach- auf Doppelsystem [4.52<sup>RS</sup>]

Nach detaillierten Untersuchungen und Vergleich verschiedener Varianten auf technische Machbarkeit und wirtschaftliche Kriterien wurden in einem nächsten Schritt die beiden unteren Phasen ebenfalls mit Überspannungsableitern ausgestattet (Abbildung 4-26 rechts). Die exakte Anordnung musste jedoch, wie bereits in den vorhergehenden Kapiteln erläutert, individuell berechnet und beurteilt werden. Insbesondere der statische Aufbau war im Detail zu prüfen.

#### 4.4.5 Erkenntnisse aus den Feldversuchen

Nach dem ersten Umbau der Freileitung, der Reduktion der Doppelleitung auf ein Einzelsystem, und begleitenden Messungen über 3 Jahre (2004–2006) wurden Auswertungen zur Bewertung der Effektivität der gesetzten Maßnahmen vorgenommen. Dazu wurden die Blitzaktivitäten aus ALDIS mit den registrierten Störungen auf dem Leitungssegment und den Messdaten des Datenloggers verglichen. Der beobachtete Leitungskorridor entlang der gesamten 29,5 km langen Freileitung war 3 km breit. In diesen drei Jahren kam es zu einer Anzahl von 799 Hauptblitzen mit einer Gesamtblitzanzahl von 1463 Haupt- und Folgeblitzen. Der durchschnittliche Amplitudenwert betrug ca. 15 kA. Die registrierten Leitungsausfälle und somit sämtliche zwei- und dreiphasige Fehler sind in Abbildung 4-27 ersichtlich. Die Leitung Nr. 9 ist wieder die zu betrachtende Hochgebirgsleitung.

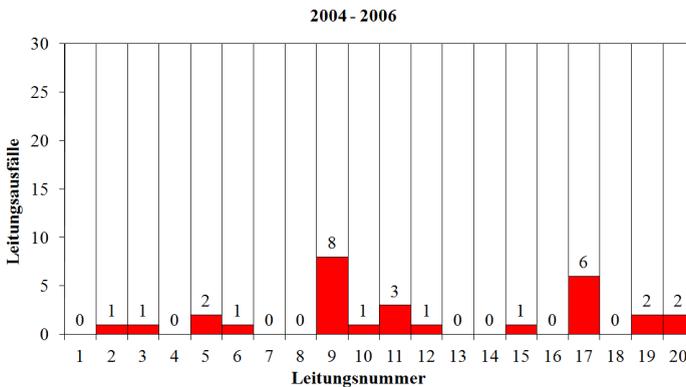


Abbildung 4-27: Leitungsausfälle von 110-kV Freileitungen für die Jahre 2004-2006 [4.48<sup>RS</sup>]

Auf der adaptierten Hochgebirgsleitung konnten in diesem Zeitraum acht Kurzschlüsse registriert werden, kein einziger jedoch innerhalb jenes Bereiches, welcher mit Überspannungsableitern bestückt war. Weiters konnten aufgrund der gemessenen Blitzaktivitäten acht Erdschlusswischer dem betrachteten Leitungskorridor zugeordnet werden. Blitzeinschläge führten somit zu Erdschlüssen und nicht - wie in der Vergangenheit - zu Kurzschlüssen bzw. Doppelerdschlüssen. Außerhalb des adaptierten Bereichs war die Fehlerrate in derselben Größenordnung wie in den Jahren 1995 – 2000. In diesem 3-jährigen Feldversuch konnte somit nachgewiesen werden, dass Spannungseinbrüche sowie Doppelerdschlüsse an der betroffenen Leitung maßgeblich reduziert bzw. verhindert und die Versorgungszuverlässigkeit damit erhöht werden konnte.

Nach dem zweistufigen Rückbau im Jahr 2007 und 2009 auf ein Doppelsystem mit Überspannungsableitern wurde die Messreihe fortgesetzt und bis Ende 2013 ergänzt. Der Vergleich der unterschiedlichen System- und Schutzanordnungen ist in Tabelle 4-3 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass im Zeitraum nach dem ersten Umbau in den Jahren 2004 bis 2006 der durchschnittliche Wert von 6,4 auf 2,0 Ausfälle pro Jahr erheblich reduziert werden konnte. Nach Rückbau auf ein Doppelsystem mit nur einem Überspannungsableiter je System im Jahr 2007 sind die durchschnittlichen Ausfälle wieder auf 5,5 Ausfälle pro Jahr angestiegen, und liegen damit in derselben Größenordnung wie vor 2003. Der Einbau von zusätzlichen Überspannungsableitern in einer weiteren Phase im Jahr 2009 lässt die Ausfälle wieder auf 2,0 Ausfälle pro Jahr sinken.

<b>Zeitraum</b>	<b>Schutzvariante</b>	<b>durchschnittliche Ausfälle pro Jahr</b>
1995-2003	Doppelsystem; 1 Erdseil	<b>6,4</b>
2004-2006	Einfachsystem; 3 Erdseile, 2 Ü-Ableiter	<b>2,0</b>
2007-2008	Doppelsystem; 1 Erdseil, 1 Ü-Ableiter je System	<b>5,5</b>
2009-2013	Doppelsystem; 1 Erdseil, 2 Ü-Ableiter je System	<b>2,0</b>

**Tabelle 4-3: Durchschnittliche Ausfallsrate pro Jahr**

Aufgrund der teilweise sehr kurzen Zeitbereiche zwischen den Umbauphasen und den damit verbundenen großen statistischen Schwankungen der Blitzhäufigkeit sowie der Blitzdichte in dem betrachteten Bereich ist der Vergleich der absoluten Zahlen jedoch nur bedingt zulässig. Generell untermauern die durchschnittlichen Ausfallsraten aber die Ergebnisse der theoretischen Berechnungen. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die umgesetzten Maßnahmen positive Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit des betrachteten Leitungszuges hatten. Die Kombination von Überspannungsableitern auf beiden Phasen je System zeigte dabei den deutlichsten Effekt, stellt gleichzeitig aber auch die aufwendigste Maßnahme dar.

Eine Beurteilung, welche der möglichen Maßnahmen die technisch aber auch wirtschaftlich sinnvollste für einen Leitungszug ist, kann nur mit umfangreichen Untersuchungen und einer individuellen Betrachtung der Leitungsbereiche durchgeführt werden. Neben den elektrotechnischen Aspekten, die in transienten Berechnungen im Detail untersucht werden müssen, gilt es auch statische Berechnungen durchzuführen um eine Montagevariante festzulegen, bei welcher sämtliche Normen und Vorschriften eingehalten werden können.

## 4.5 Wirkleistungsinstabilität in Verteilnetzen

### 4.5.1 Theoretische Grundlagen

Für den zuverlässigen und sicheren Betrieb eines Energieversorgungssystems müssen die vorgegebenen technischen Grenzen jederzeit eingehalten werden. Diese Betriebsgrenzen können prinzipiell in physikalische und systemtheoretische Grenzen unterteilt werden. Die systemtheoretischen Grenzen beschreiben dabei die Eigenschaft eines Systems, nach Zustandsänderung in endlicher Zeit einen Arbeitspunkt zu erreichen, der den physikalischen Grenzen genügt [4.25]. Eine dieser systemtheoretischen Grenzen in elektrischen Netzen ist die Stabilitätsgrenze [4.21, 4.22, 4.23, 4.24], die wiederum in unterschiedliche Bereiche aufgeteilt werden kann (siehe Abbildung 4-28).

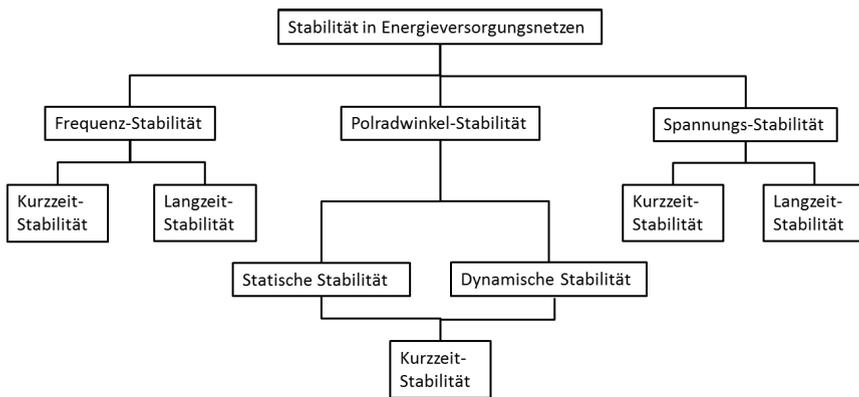


Abbildung 4-28: Einteilung der Stabilität in elektrischen Energieversorgungsnetzen [4.21]

Die Frequenzstabilität hängt mit dem Zeitverhalten der Netzfrequenz nach Abweichungen vom stationären Zustand zusammen. Um den Ausfall von Erzeugungskapazitäten und einen damit verbundenen Frequenzverfall auszugleichen, können zwei Methoden angewandt werden, um die Frequenz zu stabilisieren: rasches Bereitstellen der verlorengegangenen Leistung durch zusätzliche Einspeiseleistung oder der frequenzabhängige Lastabwurf.

Bei der Energieerzeugung durch Synchrongeneratoren kann es durch Unregelmäßigkeiten im Netzbetrieb zur Verletzung eines weiteren Stabilitätskriteriums, der sogenannten Polradwinkel-Stabilität bzw. Wirkleistungsstabilität, kommen. Die zwischen den Synchronmaschinen auftretenden synchronisierenden Momente wirken im Sinne der Erhaltung des einmal bestehenden Synchronismus. Ist dieses Gleichgewicht nicht mehr gegeben, können Generatoren außer Tritt fallen. Der resultierende Stabilitätsverlust kann

sowohl einzelne Generatoren als auch ganze Kraftwerksgruppen betreffen und somit das gesamte Netz erfassen.

Das Vermögen von Generatoren unter stationären Bedingungen im Synchronlauf zu beharren, heißt statische Wirkleistungsstabilität. Die statische Stabilitätsuntersuchung beantwortet demnach die Frage nach der Existenz stationärer Arbeitspunkte und der Fähigkeit, bei kleinen Abweichungen wieder in diese zurückzukehren. Bestimmende Parameter sind bei gegebenem Netz der Belastungszustand des Netzes und der Synchronmaschinen sowie deren Erregungszustand. Als dynamisch stabil wird ein Übertragungssystem bezeichnet, wenn der Synchronismus nach empfindlichen Gleichgewichtsstörungen, beim plötzlichen Übergang von einem Betriebszustand in einen anderen, wobei für beide statische Stabilität gegeben ist, gewahrt bleibt.

Blindleistungs- oder Spannungsstabilität ist eine weitere systemtheoretische Grenze, welche in stark ausgelasteten Netzen durch unzureichende lokale Blindleistungsbereitstellung ebenfalls zu einem großflächigem Ausfall führen kann. Die Spannungsstabilität bezeichnet somit die Eigenschaft eines Energieversorgungssystems, die Spannungsbeträge an allen Knoten dauerhaft in einem zulässigen Bereich zu halten. Das gilt sowohl für den Normalbetrieb als auch für die Zeit nach dem Einwirken einer Störung. Das System ist spannungsinstitut, wenn nach einer Störung, einem Lastanstieg oder einer sonstigen Veränderung des Systemzustands ein unkontrollierbares Absinken der Spannung eintritt.

Das Thema Blindleistung ist bei Verteilnetzbetreibern ein allgegenwärtiges: der Neuanschluss von Kraftwerken muss beurteilt und genehmigt werden, Spannungsbänder und der lokale Blindleistungshaushalt müssen in der Leitstelle ständig überwacht werden. Eine Diskussion über das Thema Wirkleistung wird in Verteilnetzen hingegen zumeist nur im Zusammenhang mit der thermischen Grenzbelastung von Leitungen bei Kraftwerksneubauten oder Sonderschaltzuständen geführt. Wirkleistungsinstabilitäten und ein möglicher Stabilitätsverlust waren in der Vergangenheit somit einzig Thema von Übertragungsnetzbetreibern [4.29, 4.30, 4.31, 5.55].

Störfälle bei einem Verteilnetzbetreiber, sowohl in der Hochspannungsebene [4.18<sup>RS</sup>] als auch in der Mittelspannungsebene [4.19<sup>RS</sup>], haben jedoch gezeigt, dass auch Verteilnetze von Wirkleistungsinstabilitäten betroffen sein können. Die Störungsaufklärung war in diesen Fällen aufgrund fehlender Messaufzeichnungen jedoch äußerst schwierig und wäre fast als „unbekannte Ursache“ zu den Akten gelegt worden. Auch aus anderen Verteilnetzen sind ähnliche Störfälle kaum bekannt bzw. veröffentlicht. Die Auftrittswahrscheinlichkeit in der Hoch- und Mittelspannungsebene müsste jedoch, gemessen an statistischen Grundlagen, wesentlich höher als in Übertragungsnetzen sein.

Der Grund, warum es in der Vergangenheit kaum möglich war diese Störungsursache eindeutig nachzuweisen, liegt vor allem daran, dass insbesondere in der Mittelspannungsebene weder digitale Messgeräte noch Schutzgeräte mit entsprechender Störaufzeichnung vorhanden waren. Störungsanalysen wurden in erster Linie mittels protokollierter Schalterstellungsmeldungen und einer eventuell vorhandenen Spannungsaufzeichnung aus Umspannwerken durchgeführt. Auch heute sind digital synchronisierbare Störschriebe - eine Voraussetzung für derartige Analysen - in diesen Spannungsebenen noch nicht flächendeckend eingebaut. Es kann angenommen werden, dass durch diese nicht vorhandenen Aufzeichnungen aber auch durch die fehlende Erfahrung mit diesem Thema, in den Verteilnetzen bisher nur unzureichend Hinweise auf mögliche Wirkleistungsinstabilitäten aufgetreten sind.

#### 4.5.2 Wirkleistungsinstabilität in einem 110-kV Verteilnetz

In diesem Abschnitt kommt es zur Analyse eines Stabilitätsproblems in einem 110-kV-Verteilnetz. Anhand eines Störfallszenarios wird eine Stabilitätsbetrachtung durchgeführt und die netztechnischen Auswirkungen analysiert. Mit den gewonnenen Erkenntnissen werden in weiterer Folge Schutzauslösungen bewertet und Lösungsvarianten erarbeitet. Eine Veröffentlichung der Inhalte, die in diesem Kapitel wiedergegeben werden, erfolgte bereits in [4.20<sup>RS</sup>].

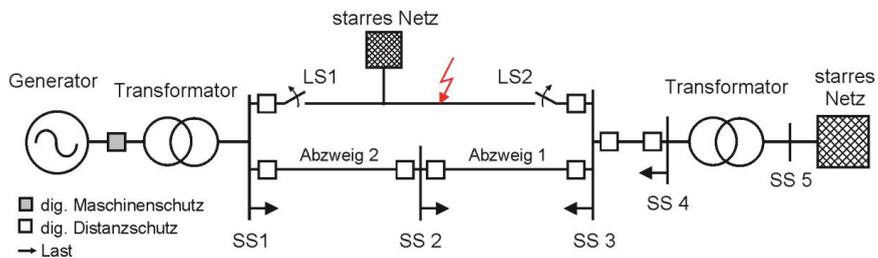


Abbildung 4-29: Vereinfachte, schematische 110-kV Netzübersicht

Auslöser der zu betrachtenden 110-kV Störung ist ein dreipoliger Kurzschluss, der zu Leitungsabschaltungen auf den Verbindungsleitungen zwischen Erzeugungseinheiten und dem übergeordnetem Netz führt. Nachdem der Fehler vom Netz getrennt ist, kommt es zu einer Netzsituation, die schematisiert in Abbildung 4-29 dargestellt ist. Das verbleibende Übertragungssystem mit den Sammelschienen SS1, SS2 und SS3 übernimmt nach den Abschaltungen den gesamten Abtransport der auf SS1 eingespeisten Wirkleistung. Die Generatoren werden instabil und es kommt zu einer Schutzauslösung des digitalen Distanzschutzrelais im Abzweig 1 an der Sammelschiene SS2.

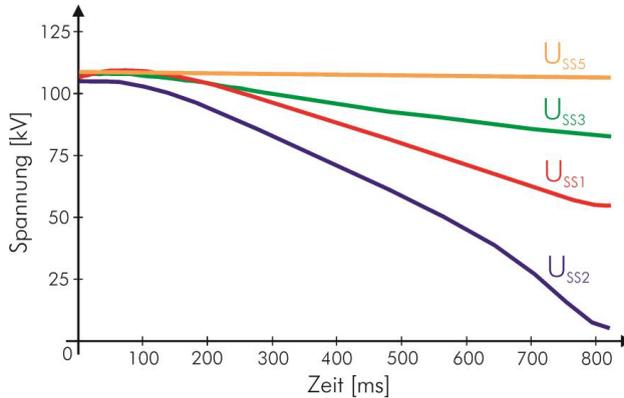


Abbildung 4-30: Effektivwerte der Sammelschienen Spannungen  $U_{L12}$

Die Spannungsverläufe in Abbildung 4-30 und Abbildung 4-31 stammen von den Sammelschienen SS1, SS2, SS3 und SS5, wobei SS2 nahezu in der elektrischen Mitte dieses Systems zu liegen kommt. Der Zeitraum der Ortskurvendarstellung überstreicht 850 ms nach Abschaltung des Leitungskurzschlusses. Die Kurven zeigen den Verlauf der verketteten Spannung  $U_{L12}$  an den vier Sammelschienen in unterschiedlichen Darstellungen. Deutlich zu erkennen ist die Instabilität der Spannung in Generatornähe. Der Spannungszeiger in der elektrischen Mitte des Systems wird zu dem Zeitpunkt der Phasenopposition der beiden Zeiger in Sammelschiene SS1 und SS3 nahezu Null.

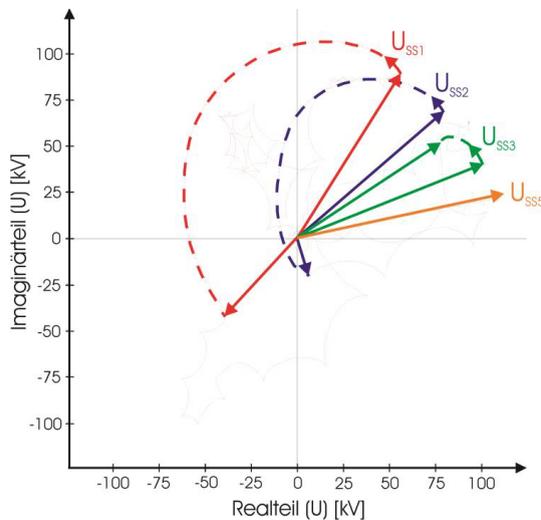
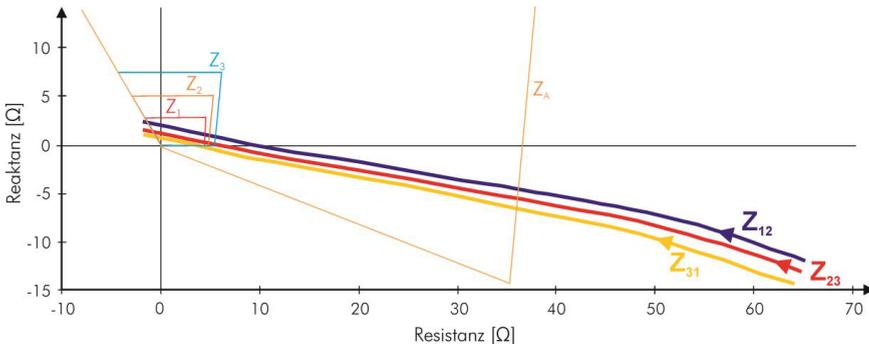


Abbildung 4-31: Zeigendarstellung der Sammelschienen Spannungen  $U_{L12}$

Bei instabilen Vorgängen bzw. Pendelungen werden dem Distanzschutz hohe Ausgleichsströme und, besonders in der elektrischen Mitte, kleine Spannungen zugeführt. Kleine Spannungen bei gleichzeitig hohen Strömen bedeuten scheinbar kleine Impedanzen, die wiederum zu Anregungen und Auslösungen durch den Distanzschutz führen können [4.26, 4.27].



**Abbildung 4-32: Impedanzkurve des digitalen Distanzschutzgerätes in Abzweig 1 an der Sammelschiene SS2**

Dies ist für den Distanzschutz an der Sammelschiene SS2 in Abzweig 1 in der Abbildung 4-32 dargestellt. Instabilitäten sind im Allgemeinen, wie auch in diesem Fall, dreiphasig symmetrische Vorgänge. Die Impedanzzeiger wandern mit sinkender Spannung und steigendem Strom innerhalb von 850 ms vom Lastgebiet in die Anregezone ( $Z_A$ ) bzw. Auslösezonen ( $Z_1$ - $Z_3$ ) des Schutzrelais. Es kommt zur Schutzauslösung und zur Trennung der Sammelschiene SS2 und der Erzeugungseinheiten vom Restnetz. Diese Insel wird anschließend vom Generatorschutz abgeschaltet.

**Statische Stabilitätsbetrachtung**

Für das Verteilnetz, dargestellt in Abbildung 4-29, kann für eine statische Stabilitätsbetrachtung die maximal übertragbare Leistung  $P_E$  in Abhängigkeit vom Übertragungswinkel  $\delta$  (Winkel zwischen Polradspannung des Generators  $U_p$  und Spannung des starren Netzes  $U_{SS5}$ ) mit der Polradspannung  $U_{Pol}$  bezogen auf den vorherrschenden Erregungszustand, der Sammelschienenspannung  $U_{SS5}$  und der Reaktanz der Übertragungsstrecke  $X_T$  wie folgt berechnet werden:

$$P_E = \frac{U_{Pol} \cdot U_{SS5}}{X_T} \cdot \sin(\delta) = P_{E,max} \cdot \sin(\delta) \quad \text{Formel 4-26}$$

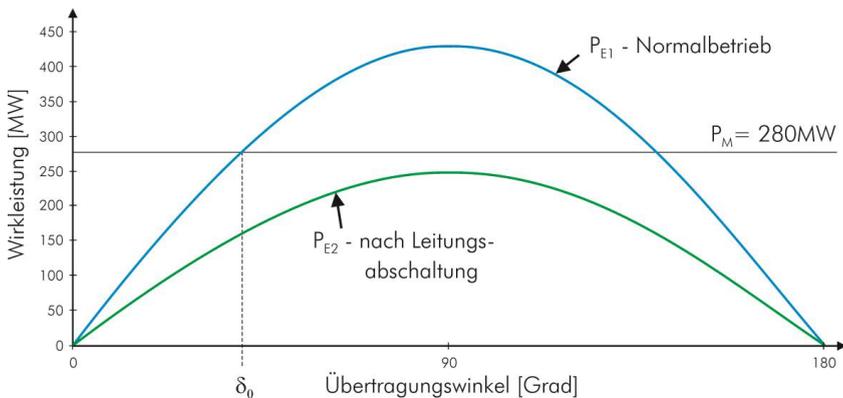
Die Reaktanz der Übertragungsstrecke beinhaltet die Generator-, Transformator- und Leitungsreaktanzen. Der Generator repräsentiert eine größere Anzahl von Synchronmaschinen, reduziert auf eine äquivalente einzelne Maschine.

Die maximal übertragbare Leistung des Netzes vor (Normalbetrieb) und nach den Leitungsabschaltungen, ist in Tabelle 4-4 ersichtlich.

	$U_{Pol}$ [kV]	$U_{SS5}$ [kV]	$X_T$ [Ohm]	$P_M$ [MW]	$P_{E,Max}$ [MW]
Normalbetrieb	175	120	49,1	280	428
nach Leitungsabschaltung	175	120	84,8	280	248

**Tabelle 4-4: Kenngrößen und maximal übertragbare Leistung für statische Stabilitätsbetrachtung**

Die Erzeugung ist zu Beginn der Störung  $P_M=280$  MW. Für die folgenden Überlegungen wird angenommen, dass infolge der großen Zeitkonstanten des Turbinenreglers die zugeführte mechanische Leistung während und nach dem Fehler konstant bleibt.



**Abbildung 4-33: Statische Stabilitätsbetrachtung**

Die graphische Darstellung der maximal übertragbaren Leistung im Normalbetrieb und nach den Abschaltungen abhängig vom Übertragungswinkel  $\delta$  ist in Abbildung 4-33 ersichtlich. Ausgehend von der Belastung vor Kurzschlusseintritt ergibt sich für den Generator ein stationärer Arbeitspunkt bei  $\delta_0=41^\circ$ . Da nach den Leitungsabschaltungen die elektrisch abgeführte Wirkleistung zu jedem Zeitpunkt geringer als die mechanisch zugeführte ist, existiert kein Arbeitspunkt mehr. Auf das Polrad wirkt somit die Differenz der zugeführten mechanischen Leistung  $P_M$  und der abgeführten elektrischen Wirkleistung  $P_{E2}$ . Dadurch kommt es zu einer stetigen Vergrößerung des Polradwinkels. Man spricht vom Vorgang der statischen Wirkleistungsinstabilität.

### **Schutztechnische Maßnahmen**

Im Fall einer Pendelung ist es wichtig, dass der Distanzschutz die Situation richtig erkennt und entsprechend reagiert. Tritt kein Stabilitätsverlust auf, darf auch keine Auslösung erfolgen, damit das System zu einem stabilen Arbeitspunkt zurückkehren kann. Die meisten Schutzgeräte verfügen heutzutage über einen integrierten Pendelzusatz, der bei Pendelungen den Schutz auslöst (Pendelauslösung) oder eine Auslösung verhindert (Pendelsperre).

Verschiedene Relais verwenden unterschiedliche Verfahren um eine Pendelung zu erkennen, aber alle beinhalten das Prinzip, dass die Impedanzänderung bei einer Pendelung wesentlich geringer ist als jene bei einem Fehler. Wird eine solche Änderung vom Relais registriert, kann eine Schutzauslösung blockiert werden.

Für dieses Störfallszenario ist eine Schutzauslösung an der Sammelschiene SS2, als auch an den Sammelschienen SS1 und SS3 nicht zulässig. Dies führt zu unzulässigen Abschaltungen und somit zu Versorgungsunterbrechungen für Netzkunden. Aus diesem Grund ist die Pendelsperre an diesen Stellen zu aktivieren.

Die Analyse hat gezeigt, dass es sich bei dieser Störung um eine statische Instabilität handelt und somit kein stationärer Arbeitspunkt existiert. Ein solcher Arbeitspunkt kann jedoch nur durch Reduktion der Einspeiseleistung erreicht werden. Aus diesem Grund ist eine gestaffelte Abschaltung einzelner Generatoren des Kraftwerksparks die einzig mögliche Maßnahme für einen weiteren Netzbetrieb. Ob dieser Arbeitspunkt jedoch auch stabil ist, muss in einer dynamischen Stabilitätsbetrachtung untersucht werden.

## Dynamische Stabilitätsbetrachtung

Als dynamisch stabil wird ein Übertragungssystem bezeichnet, wenn der Synchronismus nach empfindlichen Gleichgewichtsstörungen, beim plötzlichen Übergang von einem Betriebszustand in einen anderen, wobei für beide statische Stabilität gegeben ist, gewahrt bleibt. Für den Bereich der dynamischen Stabilität existiert derzeit noch kein Verfahren zur Stabilitätsbewertung für den online-Betrieb in Netzleitstellen [4.25]. Der Einsatz von PMUs in Kombination mit einer entsprechenden zentralen Auswertesoftware könnte hier künftig Abhilfe schaffen (siehe Kapitel 3.10). Aus diesem Grund ist es derzeit noch erforderlich, dynamische Stabilitätsgrenzen für kritische Fälle vorausschauend zu überprüfen und zu bewerten und entsprechende Gegenmaßnahmen vorab festzulegen.

In dieser Analyse soll die selektive Abschaltung einzelner Generatoren bzw. einer Generatorgruppe und die damit verbundenen dynamischen Vorgänge mittels des „klassischen Modells“ untersucht werden. Für dieses Modell wird die Erregung des Generators als konstant angenommen, die Wirkung der Dämpferwicklung vernachlässigt und nur mit der transienten Generatorreaktanz gerechnet.

Um die Selektivität bei Stabilitätsverlust in dem angeführten Hochspannungsnetz für jeden Betriebsfall sicherzustellen, bedarf es einer „Worst Case“-Betrachtung dieses Störfalles. In den Überlegungen zur Grenze der Stabilität müssen die Nennwerte der Synchronmaschinen ( $S_N, \cos\varphi_N$ ) vor dem Fehlereintritt angenommen werden [4.22], da bei Teillastbetrieb die zulässige Störungsdauer größer ist als bei einem Fehler nach vorangegangener Vollast. Aus diesem Grund wird in der dynamischen Stabilitätsbetrachtung von einer Einspeiseleistung  $P_{MI}=330$  MW ausgegangen. Aus der Betrachtung lassen sich Maßnahmen für die einzelnen Schutzeinstellungen sowie für das gesamte Schutzkonzept ableiten.

Für das Verteilnetz dargestellt in Abbildung 4-29 kann für eine dynamische Stabilitätsbetrachtung mit dem klassischen Modell die maximal übertragbare Leistung in Abhängigkeit vom Übertragungswinkel  $\delta$  (Winkel zwischen transienter Polradspannung des Generators  $U_{Pol}'$  und Spannung des starren Netzes  $U_{SS5}$ ) mit der transienten Polradspannung  $U_{Pol}'$ , der Sammelschienenspannung  $U_{SS5}$ , der Reaktanz der Übertragungsstrecke und der transienten Reaktanz des Generators (zusammengefasst in  $X_T'$ ) laut

$$P'_{E} = \frac{U_{Pol}' \cdot U_{SS5}}{X_T'} \cdot \sin(\delta) = P'_{E,max} \cdot \sin(\delta) \quad \text{Formel 4-27}$$

berechnet werden.

Die Berechnung der transienten Polradspannung  $U_{Pol}'$  des Generators erfolgt nach Formel 4-28, wobei  $I_v$  als stationärer Stromzeiger vor Fehlerbeginn und  $U_{Pol}$  als Zeiger der Polradspannung bezogen auf den vorherrschenden Erregungszustand den stationären Arbeitspunkt der Synchronmaschine repräsentieren.  $X_d$  entspricht der synchronen Reaktanz und  $X_d'$  der transienten Reaktanz des Generators.

$$\underline{U}_{Pol}' = \underline{U}_{Pol} - \sqrt{3} \cdot \underline{I}_v \cdot j(X_d - X_d') \quad \text{Formel 4-28}$$

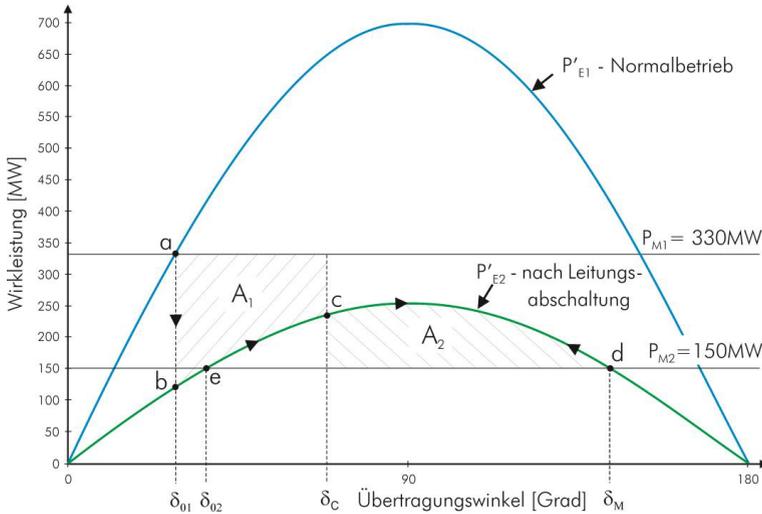
Die maximal übertragbare transiente Leistung  $P'_{E,Max}$  des ungestörten Netzes (Normalbetrieb) und nach Leitungsabschaltungen laut Formel 4-27 ist in Tabelle 4-5 dargestellt.

	$U_{Pol}'$ [kV]	$U_{SS5}$ [kV]	$X_T'$ [Ohm]	$P_{M1}$ [MW]	$P'_{E,Max}$ [MW]
Normalbetrieb	119	120	20,4	330	700
nach Leitungsabschaltung	119	120	56,1	330	255

**Tabelle 4-5: Kenngrößen und maximal übertragbare Leistung für eine dynamische Stabilitätsbetrachtung**

Für die beiden Systemzustände „Normalbetrieb“ und „nach Leitungsabschaltung“ ergeben sich die in Abbildung 4-34 eingetragenen Übertragungskennlinien. Die Reduktion der Einspeiseleistung ist derart gewählt, dass mehrere zusammenhängende Maschinenblöcke gemeinsam abgeschaltet werden. Dies ergibt eine neue Einspeiseleistung von  $P_{M2}=150$  MW, für die wiederum ein stationärer Arbeitspunkt existiert. Unter dieser Annahme ist für den Übergang vom „Normalbetrieb“ auf den Betriebspunkt „nach Leitungsabschaltung“ dynamische Wirkleistungsstabilität gegeben. Ob der stationäre Punkt auch erreicht werden kann, hängt jedoch von der rechtzeitigen Reduktion der Einspeiseleistung ab.

Für eine Generatoreinspeisung von  $P_{M1}=330$  MW befindet sich der stationäre Arbeitspunkt im Normalbetrieb bei einem Übertragungswinkel von  $\delta_{01}=28^\circ$ . Bei Leitungsabschaltung springt der Arbeitspunkt von (a) nach (b). Da die mechanische Leistung jetzt größer als die elektrisch abgegebene ist, beschleunigt der Rotor bis es zu einer Abschaltung von Generatoren und somit zu einer schlagartigen Reduktion der Einspeiseleistung auf  $P_{M2}=150$  MW kommt (c).



**Abbildung 4-34: Dynamische Stabilitätsbetrachtung unter Verwendung des vereinfachten dynamischen Modells**

In diesem Punkt ist die elektrisch abgegebene Leistung größer als die mechanisch zugeführte und der Rotor beginnt sich zu verlangsamen. Da die Drehzahl des Rotors jedoch größer als die synchrone Drehzahl ist, erhöht sich der Winkel  $\delta$  so lange, bis die kinetische Energie, welche während der Beschleunigung gewonnen wurde (äquivalent zur Fläche  $A_1$ ), wieder abgegeben wird. Der Arbeitspunkt bewegt sich von (c) zu (d), wobei die beiden Flächen  $A_1$  und  $A_2$  gleich groß sind.

Wird (d) nicht überschritten, so ist die elektrische Energie größer als die mechanische und der Rotor beginnt sich zu verlangsamen. Der Winkel  $\delta$  nimmt ab und der Arbeitspunkt kehrt vom Punkt (d) nach (c) zurück und folgt dieser Kurve weiter in Richtung (e). Der minimale Wert von  $\delta$  ist dann erreicht, wenn der Flächensatz für das System nach Leitungsabschaltung erfüllt wurde. Abhängig von der Dämpfung schwingt sich das System in den neuen Arbeitspunkt (e) bei  $\delta_{02}=36^\circ$  ein.

Das Stabilitätskriterium kann durch den sogenannten „Flächensatz“ ( $A_1=A_2$ ) angegeben werden:

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_c} [P_{M1} - P'_{E2}(\delta)] d\delta \quad \text{Formel 4-29}$$

$$A_2 = \int_{\delta_c}^{\delta_M} [P'_{E2}(\delta) - P_{M2}] d\delta \quad \text{Formel 4-30}$$

Dies ergibt für dieses Störfallszenario einen kritischen Winkel von  $\delta_c=69^\circ$ .

Aus dem kritischen Winkel  $\delta_C$  lässt sich mit dem Trägheitsmoment  $J$  des Generator- und Turbinensatzes, der normierten Trägheitskonstante  $H$  und der mittleren beschleunigenden Leistung  $P_A = P_M - P_{E2}$  die zugehörige kritische Zeit  $t_C$ , welche zur Leistungsreduktion benötigt werden darf, berechnen [4.22, 4.35]:

$$H = \frac{\omega_n^2 \cdot J^2}{2 \cdot p^2 \cdot S_N} \quad \text{Formel 4-31}$$

$$t_C = \sqrt{4 \cdot \frac{H}{\omega_n} \cdot \frac{S_N}{P_A} (\delta_C - \delta_{01})} \quad \text{Formel 4-32}$$

Das Ergebnis dieser Berechnung ist in Tabelle 4-6 ersichtlich.

	$P_{M2}$	$\delta_{01}$	$\delta_M$	$\delta_C$	$H$	$t_C$
	[MW]	[°]	[°]	[°]	[sec]	[ms]
110-kV-Störfall	150	28	144	69	2,4	217

**Tabelle 4-6: Kritischer Winkel und kritische Fehlerklärungszeit**

Der kritische Winkel  $\delta_C=69^\circ$  bedeutet, dass die Generatorleistung für die Beibehaltung der dynamischen Stabilität spätestens bei diesem Winkel von  $P_{M1}=330$  MW auf  $P_{M2}=150$  MW reduziert sein muss. Umgerechnet auf eine Zeitdauer ergibt sich eine maximal zulässige Reaktionszeit von 217 ms. Für eine Abschaltung einer geringeren bzw. größeren Leistung bedarf es einer gesonderten Berechnung, nach dem oben angegebenen Verfahren.

Mit einer entsprechend aufwendigeren, dynamischen Simulation mit einem subtransienten Modell ergibt sich bei denselben Annahmen eine kritische Abschaltzeit von 260 ms. Offensichtlich ergibt die vereinfachte Berechnung Resultate auf der sicheren Seite. Nach Abschaltung eines Teils der Kraftwerkseinspeisung erreichen die Polräder der verbleibenden Generatoren nach Abklingen der relativ schwach gedämpften Polradpendelungen wiederum einen stabilen Betriebszustand.

### 4.5.3 Wirkleistungsinstabilität in einem 20-kV Verteilnetz

In diesem Abschnitt wird anhand eines realen 20-kV-Störfalles eine dynamische Stabilitätsbetrachtung durchgeführt und die Auswirkungen auf technische Einrichtungen dargestellt. Im Speziellen wird das Verhalten von Schutzeinrichtungen untersucht und Gegenmaßnahmen zur Vermeidung unselektiver Auslösungen erarbeitet. Die im Folgenden wiedergegebenen Inhalte wurden bereits in [4.28<sup>RS</sup>] veröffentlicht.

Folgende rasche Änderungen des Übertragungszustandes haben für die dynamische Stabilitätsbetrachtung praktische Bedeutung:

- Schaltvorgänge, welche die Impedanzen des Netzes ändern, wie z.B. Abschaltung von Leitungen, Zu- oder Abschaltung großer Lasten, Abschaltung großer Generatoren
- Fehler im Netz wie Kurzschlüsse und Leitungsunterbrechungen, wobei dadurch die Impedanzen verändert werden

Der Übergang von einem Zustand in einen anderen führt zu Pendelungen der Polräder der betroffenen Generatoren. In den meisten Fällen steht bereits nach einigen hundert Millisekunden fest, ob nach Eintritt der plötzlichen Übertragungszustandsänderung wieder ein stabiler Betriebspunkt erreicht werden kann oder nicht.

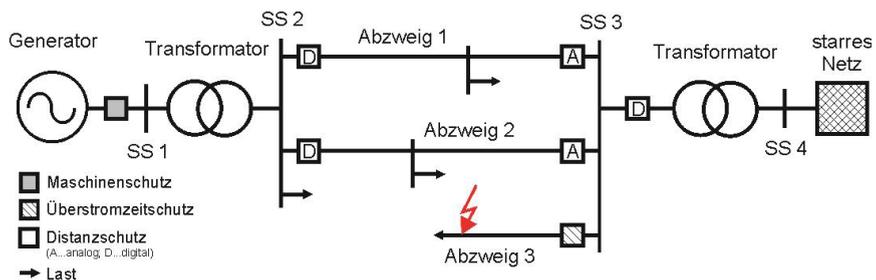


Abbildung 4-35: Vereinfachte, schematische 20-kV Netzübersicht

Abbildung 4-35 zeigt den Störfall einer dynamischen Wirkleistungsinstabilität einer Synchronmaschine in einem Mittelspannungsnetz. Ausgelöst durch einen dreipoligen Kurzschluss im Abzweig 3, kommt es am Generator an der Sammelschiene SS1 zum Verlust der Wirkleistungsstabilität. In diesem Zustand kann die mechanisch erzeugte Leistung elektrisch nicht mehr abgegeben werden und die Maschine fällt außer Tritt. Der Synchrongenerator speist vor dem Fehlereintritt eine Wirkleistung von 11 MW in das Netz ein.

Mit dem Verlust der Wirkleistungsstabilität treten große elektrische und mechanische Beanspruchungen des Generators und der Turbine auf. In günstigen Fällen kann nach einem kurzen Asynchronlauf Resynchronisation auftreten – wobei mechanische Schäden an den Wicklungen nicht ausgeschlossen werden können – während in ungünstigen Fällen und bei längerer Dauer des Asynchronlaufes keine Aussicht auf Resynchronisation mehr besteht. Als Folge des Asynchronlaufes kann es zu unselektiven Schutzauslösungen [4.26, 4.27, 4.32] und damit zu Versorgungsunterbrechungen bei Netzkunden kommen.

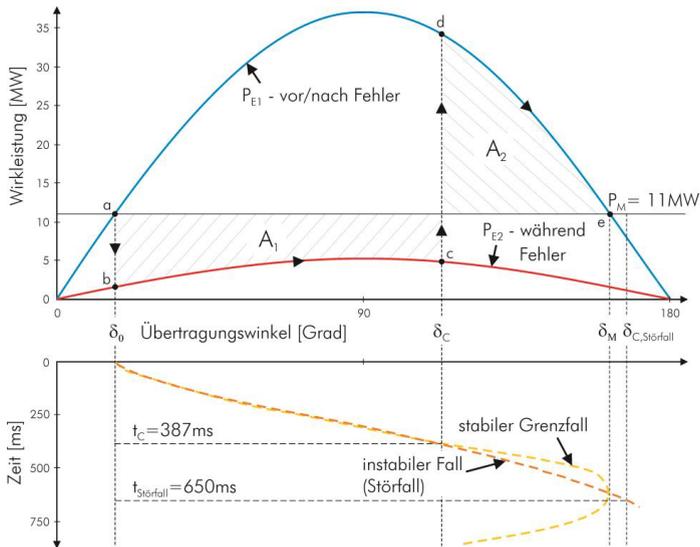
Bei diesem Störfall kam es zu Schutzauslösungen beider analogen Distanzschutzgeräte an der Sammelschiene SS3 (Abzweig 1 und 2), gefolgt von der Auslösung des Überstromzeitschutzes in Abzweig 3 und Abschaltung des Generators an der SS1. Ziel dieser Analyse ist es, den Störungsverlauf, die Schutzauslösungen und die dynamischen Vorgänge mittels des „klassischen Modells“ bzw. „vereinfachten dynamischen Modells“ im Detail zu untersuchen. Zusätzlich werden die Resultate dieser Analyse mit einem exakten subtransienten Modell überprüft. Für sämtliche Untersuchungen wird vorausgesetzt, dass während des Fehlers die mechanisch über die Turbine zugeführte Leistung konstant bleibt. Für das vereinfachte Modell wird auch die Erregung des Generators als konstant angenommen und die Wirkung der Dämpferwicklung vernachlässigt. Aus den Ergebnissen sollen Maßnahmen abgeleitet werden, die in das bestehende Schutzkonzept integriert werden.

Für das Netz dargestellt in Abbildung 4-35 kann für eine dynamische Stabilitätsbetrachtung mit dem klassischen Modell die maximal übertragbare Leistung  $P_E$  mit der Sammelschienenspannung  $U_{SS4}$  laut Formel 4-27 und die transiente Polradspannung  $U_{Pol}'$  des Generators mit der Formel 4-28 berechnet werden. Die Ergebnisse für  $P_{E,max}$  vor, während und nach dem Fehler sind in Tabelle 4-7 dargestellt. Da das Netz vorwiegend aus kurzen, starken Kabelverbindungen besteht, kommt es während des Fehlers zu einem Spannungszusammenbruch auf 2,8 kV.

	$U_{Pol}$	$U_{Pol}'$	$U_{SS4}$	$X_T'$	$P_M$	$P_{E,Max}$
	[kV]	[kV]	[kV]	[Ohm]	[MW]	[MW]
vor/nach Fehler	26,2	22,4	20,0	12,1	11,0	37,0
während Fehler	26,2	22,4	2,8	12,1	11,0	5,2

**Tabelle 4-7: Kenngrößen und maximal übertragbare Leistung für eine dynamische Stabilitätsbetrachtung**

Die graphische Darstellung der maximal übertragbaren Leistungen im Normalbetrieb und im Fehlerfall, abhängig vom Übertragungswinkel  $\delta$ , ist in Abbildung 4-36 ersichtlich. Für die beiden Systemzustände „vor/nach Fehler“ und „während Fehler“ ergeben sich die in der Abbildung eingetragenen Übertragungskennlinien.



**Abbildung 4-36: Dynamische Stabilitätsbetrachtung unter Verwendung des vereinfachten dynamischen Modells**

Für eine Generatoreinspeisung von 11 MW befindet sich der stationäre Arbeitspunkt bei einem Übertragungswinkel von  $\delta_0 = 17^\circ$ . Bei Fehlereintritt springt der Arbeitspunkt von (a) nach (b). Da die mechanische Leistung in diesem Punkt größer als die elektrisch abgegebene ist, beschleunigt der Rotor bis zum Zeitpunkt der Fehlerabschaltung, die in (c) angenommen wird. Der Arbeitspunkt springt bei  $\delta_C$  von (c) nach (d). In diesem Punkt ist die elektrisch abgegebene Leistung größer als die mechanisch zugeführte und der Rotor beginnt sich zu verlangsamen. Da die Drehzahl des Rotors jedoch größer als die synchrone Drehzahl ist, erhöht sich der Winkel  $\delta$  so lange, bis die kinetische Energie, welche während der Beschleunigung aufgenommen wurde (äquivalent zur Fläche  $A_1$ ), wieder an das System zurückgegeben ist. Der Arbeitspunkt bewegt sich von (d) nach (e), wobei die beiden Flächen  $A_1$  und  $A_2$  gleich groß sind.

Das Zeitverhalten des Winkels  $\delta$  für einen stabilen Fall (Fehlerklärung bei  $\delta_C$ ) und einen instabilen Fall (Fehlerklärung bei  $\delta_{C, \text{Störfall}}$ ), welcher den dargelegten Störfall repräsentiert, ist im unteren Teil der Abbildung 4-36 dargestellt. Der maximale Winkel, der für die Beibehaltung der dynamischen Stabilität erreicht werden darf, liegt für die Übertragungskennlinie nach dem Fehler bei  $\delta_M = 163^\circ$ . Wird dieser Winkel nicht

überschritten, so ist die elektrisch abgegebene Energie größer als die mechanisch zugeführte und der Rotor beginnt sich zu verlangsamen. Der Winkel  $\delta$  nimmt ab und der Arbeitspunkt kehrt vom Punkt (e) nach (d) zurück und folgt dieser Kurve weiter in Richtung (a). Der minimale Wert von  $\delta$  ist dann erreicht, wenn der Flächensatz für das System nach Fehlerbereinigung erfüllt wurde. Abhängig von der Dämpfung schwingt sich das System in den Arbeitspunkt (a) ein.

Das Stabilitätskriterium kann wiederum durch den Flächensatz angegeben werden:

$$A_1 = \int_{\delta_0}^{\delta_c} [P_M - P_{E2}(\delta)] d\delta \quad \text{Formel 4-33}$$

$$A_2 = \int_{\delta_c}^{\delta_M} [P_{E1}(\delta) - P_M] d\delta \quad \text{Formel 4-34}$$

Dies ergibt einen kritischen Winkel von  $\delta_c=113^\circ$ .

Aus dem kritischen Winkel  $\delta_c$  lässt sich mit dem Trägheitsmoment J des Generator- und Turbinensatzes, der normierten Trägheitskonstante H und der mittleren beschleunigenden Leistung  $P_A = P_M - P_{E2}$  die zugehörige kritische Fehlerklärungszeit  $t_c$  nach Formel 4.31 und 4.32 berechnen. Das Ergebnis dieser Berechnung ist in Tabelle 4-8 ersichtlich.

	$\delta_0$	$\delta_M$	$\delta_C$	H	$t_C$
	[°]	[°]	[°]	[sec]	[ms]
20-kV-Störfall	17	163	113	3.0	387

**Tabelle 4-8: Kritischer Winkel und kritische Fehlerklärungszeit**

Der kritische Winkel  $\delta_c=113^\circ$  bedeutet, dass der Fehler für die Beibehaltung der dynamischen Stabilität spätestens bei diesem Winkel abgeschaltet sein muss. Umgerechnet auf eine Zeitdauer ergibt sich somit unter Verwendung des klassischen Modells eine maximal zulässige Fehlerdauer von 387ms.

Simulationen mit dem exakteren, aber in der Nachbildung entsprechend aufwendigeren subtransienten Modell unter Berücksichtigung der Dämpferwicklung und des Einflusses des Spannungsreglers kommen zu einer maximalen Fehlerdauer von 410 ms. Die entsprechende P- $\delta$ -Kurve ist in Abbildung 4-37 zu sehen.

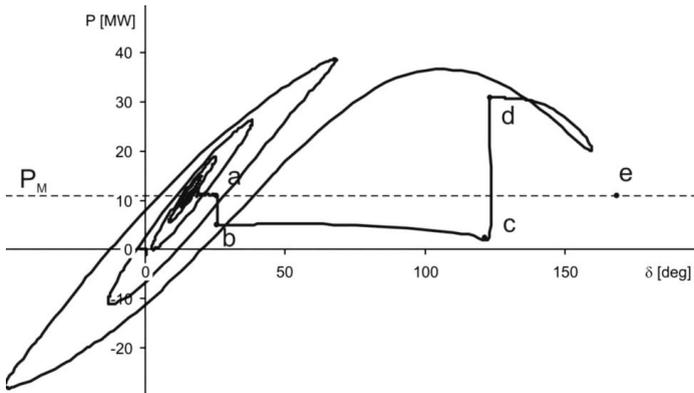


Abbildung 4-37: Dynamische Stabilitätsbetrachtung unter Verwendung des subtransienten Modells

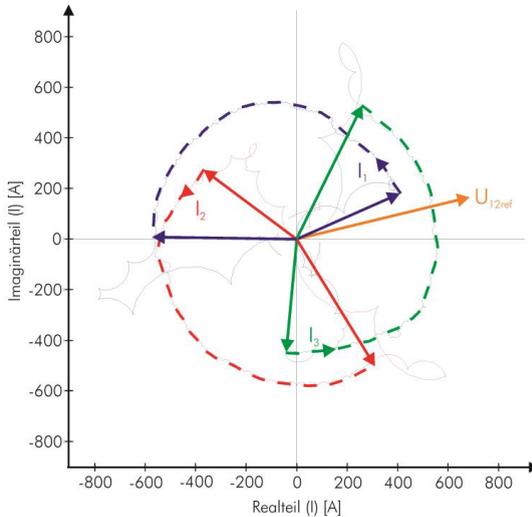
Für die weiteren Betrachtungen werden die Resultate des vereinfachten, dynamischen Modells herangezogen. Bei diesem Modell ist die geforderte maximale Abschaltzeit geringer als jene des subtransienten Modells. Diese Differenz bildet somit einen Sicherheitsfaktor im Ergebnis, der alleine wegen möglicher Ungenauigkeiten in den Basisdaten notwendig ist.

### Schutztechnische Auswirkungen

Bei dem dargestellten Störfall war der Fehler ein dreiphasiger Kurzschluss, der nach 1,2 Sekunden vom Schutzrelais im Abzweig 3 abgeschaltet wurde. Die beiden analogen Distanzschutzrelais in den Abzweigen 1 und 2 an der Sammelschiene SS3 lösten bereits nach 650 ms aus. Wie gezeigt wurde, verlor der Generator in dieser Zeit seine Stabilität.

Messtechnisch machte sich die Instabilität sowohl in einer Drehung der Spannungs- als auch der Stromzeiger am Einspeisepunkt (Sammelschiene SS1) bemerkbar. Diese Vorgänge sind im Allgemeinen, wie auch in diesem Fall, dreiphasig symmetrisch. Die Spannungen an der Sammelschiene SS3 hingegen wurden, stabilisiert durch das übergeordnete Netz, in ihrer Phasenlage konstant gehalten.

Die drei Phasenströme des Abzweigs 1 sind in Abbildung 4-38 zu sehen, wobei die Zeiger jeweils zu Störungsbeginn und unmittelbar vor der Schutzabschaltung dargestellt sind. Die Phasenströme drehten sich innerhalb 650 ms, infolge der Instabilität, um jeweils  $150^\circ$ . Die zugehörigen Spannungen drehen sich an der Sammelschiene SS1 gleichfalls.



**Abbildung 4-38: Zeigerdarstellung der drei Phasenströme in Abzweig 1 und Referenzrichtungszeiger  $U_{12ref}$  des starren Netzes**

Aus schutztechnischer Sicht konnte während dieser Störung ein Effekt, an zwei verschiedenen Schutzgerätegenerationen und hervorgerufen durch unterschiedliche Messverfahren, beobachtet werden:

Die beiden analogen Distanzschutzgeräte in den Abzweigen 1 und 2 an SS3 registrierten während der gesamten Störung eine in ihrer Phasenlage konstante Spannung, gestützt durch das übergeordnete, starre Netz, und einen eingprägten, sich stetig drehenden Strom, eingespeist durch den instabilen Generator. Dadurch kam es an der Sammelschiene SS3 ab einem bestimmten Zeitpunkt (Winkeldifferenz von Generatorstrom zu Sammelschienenspannung SS3 größer  $90^\circ$ ) zu einer Umkehr der Fehlerrichtung von „Fehler rückwärts“ auf „Fehler vorwärts“. Diese Richtungsomkehr resultierte in einer Auslösung in Schnellzeit und beide Schutzrelais schalten einen scheinbar nahen, in Vorwärtsrichtung gelegenen Fehler ab. Die Funktionsweise dieser Relais, einen Fehler in Vorwärtsrichtung abzuschalten war messtechnisch korrekt jedoch aus schutztechnischer Sicht nicht erwünscht.

Die beiden digitalen Distanzschutzgeräte an der Sammelschiene SS2 registrierten den Fehler zu Störungsbeginn richtigerweise als „vorwärts“. Nach einer Phasendrehung des Stromes um ca.  $110^\circ$  kam es hier ebenfalls zu einer Umschaltung der Richtungserkennung auf „rückwärts“. Diese Umschaltung der Fehlerrichtung kann auf den Auswertalgorithmus des digitalen Relaisstyps zurückgeführt werden.

Bei diesem Schutzrelaistyp wird in den ersten 40 ms nach dem Kurzschlusseintritt, unabhängig von der Höhe der aktuellen Spannung, eine noch im fehlerfreien Netzzustand gespeicherte Spannung verwendet. Bricht die gemessene Spannung der Fehlerschleife während der weiteren Fehlerdauer auf Werte kleiner 40% der Nennspannung zusammen, so wird die gespeicherte Spannung als generelle Referenz für die Richtungsbestimmung herangezogen. Der Spannungsspeicher wird immer aktualisiert, solange keine Anregung vorliegt und keine sprunghafte Änderung in den Messsignalen erkannt wurde und ist für maximal 5 Sekunden verfügbar. Ist keine gespeicherte Spannung verfügbar, wird eine kurzschlussfremde Spannung verwendet (z.B.  $U_{12}$  anstatt  $U_{23}$ ), die jedoch auch mindestens 40% von  $U_N$  betragen muss.

Für die Distanzschutzgeräte an der Sammelschiene SS2 kam es bereits bei Fehlerbeginn zu einem Zusammenbruch der Spannung auf Werte kleiner 20% der Nennspannung. Dies hatte aber auch zur Folge, dass die gespeicherte Spannung als Referenz für die Richtungsbestimmung herangezogen wurde. Somit diente ein gespeicherter, in seiner Phasenlage konstanter Spannungszeiger einem instabilen, sich drehenden Strom als Referenz-Richtungszeiger. Aus diesem Grund kam es an den Distanzschutzgeräten an der Sammelschiene SS2 nach einer Phasendrehung der Stromzeiger über  $90^\circ$  zu einer Umschaltung der Richtungserkennung. An den digitalen Schutzrelais der Sammelschiene SS2 trat somit derselbe Effekt auf wie an den analogen Relais der Sammelschiene SS3 – die scheinbare Fehlerrichtung drehte sich um. Die Richtungsänderung dieser beiden digitalen Relais hatte jedoch keine Auswirkung auf den Netzbetrieb, da keine unselektive Schutzauslösung erfolgte.

Andere digitale Distanzschutzrelais verwenden für die Richtungsbestimmung ebenfalls eine gespeicherte Spannung. Die exakte Verwendung dieser gespeicherten Spannung ist in den Handbüchern jedoch unzureichend beschrieben. Für Schutztechniker ist es hingegen wichtig, das Verhalten von Schutzgeräten während instabiler Vorgänge im Detail zu kennen. Nur auf diese Weise können entsprechende Gegenmaßnahmen bereits bei der Erstellung des Schutzkonzeptes berücksichtigt werden.

## Schutztechnische Maßnahmen

Wie bereits erwähnt, existiert in SCADA-Systemen derzeit noch keine online-Applikation für dynamische Stabilitätsbewertungen. Dies kann in erster Linie auf das zur Verfügung stehende, sehr kurze Zeitfenster zurückgeführt werden, in welchem die Daten übertragen, gesammelt, bewertet und gegebenenfalls Befehle übermittelt und ausgeführt werden müssen.

Aus diesem Grund ist es notwendig, dynamische Stabilitätsgrenzen für kritische Fälle vorausschauend zu überprüfen und zu bewerten sowie entsprechende Gegenmaßnahmen vorab festzulegen und in bestehende Schutzkonzepte einzuarbeiten, wie z.B. in [4.34]. Um die Selektivität bei Stabilitätsverlust in dem angeführten Netz auch künftig sicherzustellen, wird in weiterer Folge eine „Worst Case“-Betrachtung dieses Störfalles durchgeführt. Aus dieser Betrachtung lassen sich Maßnahmen für die Schutzeinstellungen und für das derzeit vorhandene Schutzkonzept ableiten.

In den Überlegungen zur Grenze der Stabilität müssen die Nennwerte der Synchronmaschine ( $S_N$ ,  $\cos\varphi_N$ ) vor dem Fehlereintritt angenommen werden. Bei Teillastbetrieb ist die zulässige Störungsdauer größer als bei einem Fehler nach vorangegangener Volllast. Des Weiteren wird die maximale übertragbare Leistung während des Fehlers mit dem Wert Null angenommen. Dies ist jener Fall, in dem die Maschine maximal beschleunigt und der kritische Winkel am schnellsten erreicht wird.

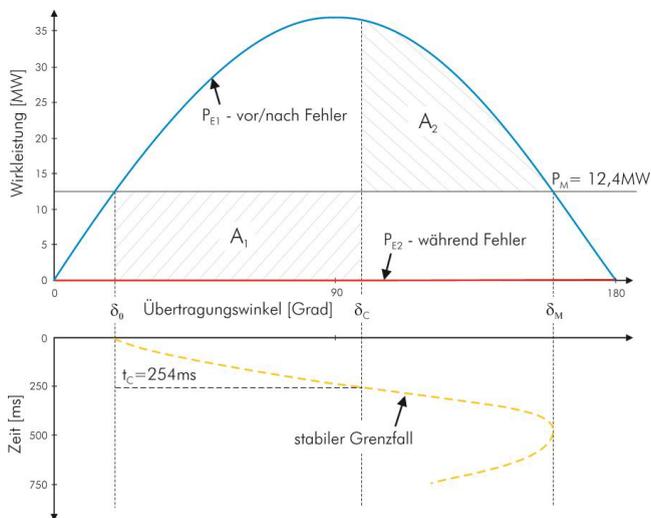


Abbildung 4-39: Dynamische Stabilitätsuntersuchung „Worst Case“

Die transiente Stabilitätsbetrachtung und die Resultate nach Formel 4-27 bis 4-32 sind in Abbildung 4-39 und Tabelle 4-9 dargestellt. Der kritische Winkel von  $\delta_c=97^\circ$  ergibt eine kritische Fehlerklärungszeit von  $t_c=254$  ms. Diese 254 ms sind nun jene Zeit, in welcher der „Worst Case“-Fehler abgeschaltet sein muss, um Stabilitätsverlust und unselektive Schutzauslösungen zu vermeiden.

	$U_{Pol}$	$U_{Pol}'$	$U_{SS4}$	$X_T'$	$P_M$	$P_{E,Max}$
	[kV]	[kV]	[kV]	[Ohm]	[MW]	[MW]
vor/nach Fehler	26,2	22,4	20,0	12,1	12,4	37,0
während Fehler	26,2	22,4	0,0	12,1	12,4	0,0

	$\delta_0$	$\delta_M$	$\delta_C$	H	$t_C$
	[°]	[°]	[°]	[sec]	[ms]
Worst Case	20	160	97	3,0	254

Tabelle 4-9: Berechnete Stabilitätsgrenze „Worst Case“

Verschiedene Fehlerorte und Fehlerimpedanzen resultieren in unterschiedlichen Spannungseinbrüchen und somit in unterschiedlichen übertragbaren Leistungen während eines Fehlers. Variiert man diese Spannungseinbrüche und berechnet dafür die maximal erlaubte Fehlerdauer, so erhält man eine Auslösecharakteristik welche in Abbildung 4-40 dargestellt ist.

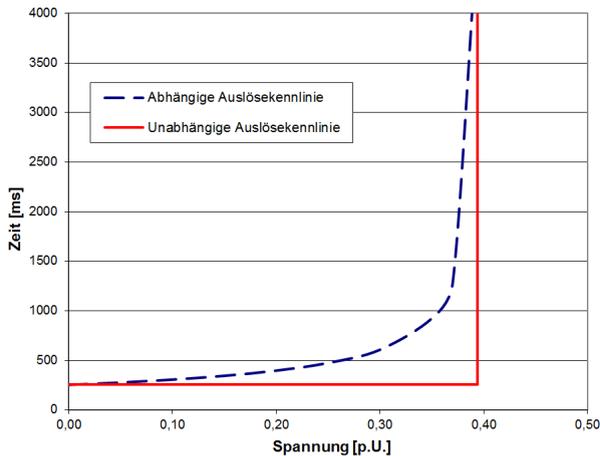


Abbildung 4-40: Spannungs-Zeit-Diagramm für Schutzauslösung

Die abhängige Auslösekurve beschreibt, bei verschiedenen Spannungseinbrüchen, die maximal erlaubte Fehlerdauer zur Beibehaltung der Wirkleistungsstabilität. Bleibt die Spannung während einer Störung größer 0,40 p.u. ist kein Stabilitätsverlust zu befürchten und es erfolgt keine Auslösung.

Eine weitere, vereinfachte schutztechnische Möglichkeit ist die Verwendung einer unabhängigen Auslösekennlinie. Hierbei kommt es bei jedem Fehler, der einen Spannungseinbruch kleiner 0,40 p.u. zur Folge hat, zu einer Schutzauslösung nach 250 ms. Diese Kennlinie ist schutztechnisch einfacher zu realisieren, ermöglicht bei geringeren Spannungseinbrüchen jedoch keine längeren Auslösezeiten.

Aufgrund der notwendigen zeitlichen Staffelung können diese Zeitkriterien vom Netzschutz nicht für jeden Fehlerort erfüllt werden. Daher werden diese Auslösekriterien für den Generator-Entkopplungsschutz herangezogen. Mit diesen schutztechnischen Einstellungen wird der Generator, bevor es zum Stabilitätsverlust kommt, vom Netz getrennt. Auswirkungen auf den Netzschutz als auch auf Netzkunden werden dadurch vermieden und ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet.

#### **4.5.4 Maßnahmen in Verteilnetzen**

In Österreich behandelt die TOR Teil E [5.47] das Thema der technischen Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen. Der Geltungsbereich zur Durchführung dieser Maßnahmen in Kraftwerken erstreckt sich auf alle Erzeugungsanlagen ab einer Gesamterzeugungsleistung von 25 MW pro Erzeugungsanlage bzw. Kraftwerk, die auf Spannungsebenen grösser gleich 110-kV einspeisen. Für kleinere Erzeugungsanlagen und für Kraftwerke, die auf Spannungsebenen kleiner 110-kV einspeisen, werden Maßnahmen in TOR Teil D Hauptabschnitt D4 [5.49] geregelt. In beiden Regelwerken wird auf die Frequenz- und Spannungsstabilität, nicht jedoch auf die Polradwinkelstabilität näher eingegangen.

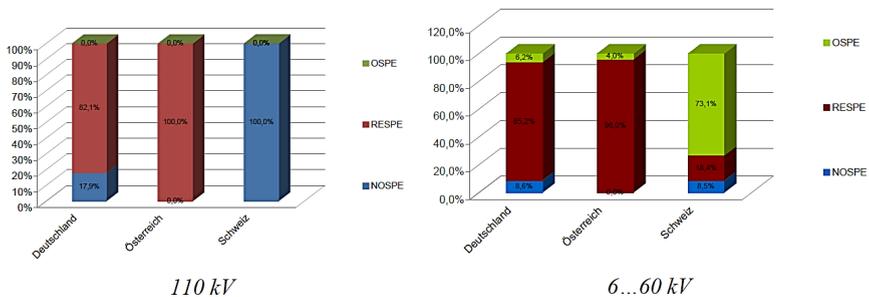
Bei den dargestellten Störfallszenarien in einem Hoch- und einem Mittelspannungsnetz konnten durch detaillierte Analysen eindeutig Wirkleistungsinstabilitäten erkannt werden. Es konnte gezeigt werden, dass mit vereinfachten Modellen die Beantwortung von Stabilitätsfragen ohne aufwendige Simulationsmodelle - und somit zumeist ohne externe Unterstützung - mit hinreichender Genauigkeit durchgeführt werden kann. Weiters wurden schutztechnische Lösungen erarbeitet, die in bestehende Schutzkonzepte integriert werden können, wodurch es zu einer Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit kommt.

Durch die künftige verstärkte Auslastung der Netze und zunehmenden Ausbau von Erneuerbaren Energieträgern wird das Thema Stabilität auch in Verteilnetzen an Bedeutung gewinnen. Aus diesem Grund ist es wichtig, dieses Thema in die Netzplanung als auch in die Betriebsführung miteinfließen zu lassen. Dies ist einerseits durch entsprechende Planungsvorschriften und Berücksichtigung in Schutzkonzepten und andererseits durch neue Möglichkeiten der Netzüberwachung, wie z.B. mit PMUs, möglich. Die Auswirkung auf Schutzfunktionalitäten muss mit den Herstellern von Schutzrelais verstärkt diskutiert werden, um zusätzliche Verbesserungen voranzutreiben.

## 4.6 Erdschlussortung und Berührungsspannung

### 4.6.1 Sicherheitstechnische Rahmenbedingungen

Statistische Auswertungen belegen, dass ein Großteil der Fehler in elektrischen Netzen Erdschlüsse sind bzw. mit einem Erdschluss beginnen. Das Thema Erdschluss ist unmittelbar mit der Frage der Sternpunktbehandlung [4.89] verbunden, die in Verteilnetzen seit Beginn der elektrischen Energieversorgung immer wieder aufs Neue diskutiert wird [4.69]. Die zurzeit aktuellste und umfangreichste Bestandsaufnahme zum Thema Sternpunktbehandlung für die D-A-CH Region ist der ETG-Fachbericht „Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110 kV (D-A-CH)“ aus dem Jahr 2011 [4.59].



**Abbildung 4-41: Sternpunktbehandlung in D-A-CH [4.59]**  
 OSPE ... ohne Sternpunkterdung (isoliertes Netz)  
 RESPE ... Resonanzsternpunkterdung (gelöschtes Netz)  
 NOSPE ... niederohmige Sternpunkterdung

In Abbildung 4-41 ist die Aufteilung der Sternpunktbehandlung im Deutschland, Österreich und der Schweiz, mit der Stromkreislänge als Bezugsgröße, dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Resonanzsternpunkterdung (RESPE) die dominante Sternpunktbehandlungsmethode darstellt. Nur in der Schweiz gibt es historisch bedingt eine markant andere Gewichtung.

### Erdschluss-Ortungsverfahren

Die Hauptvorteile der Betriebsführung in den „gelöschten“ Netzen liegen neben der Reduktion des Stromes an der Fehlerstelle und damit der Erhöhung der Personensicherheit und der selbstständigen Löschung von Erdschlüssen insbesondere in der Möglichkeit, die Energieversorgung während der Erdschlusseingrenzung aufrecht zu erhalten. Im Hinblick auf die exakte Ortung der Fehlerstelle gibt es jedoch bis heute kein eindeutiges Verfahren, wie z.B. bei der bereits erwähnten Fehlerortung von Distanzschutzrelais im Kurzschlussfall. Für gelöschte und isolierte Netze ist hingegen eine Vielzahl von



In diesem Kapitel wird zum Thema Erdschlussortung auf den praktischen Einsatz von Ortungsverfahren in einem Pilotprojekt näher eingegangen. Dabei wurden verschiedene Algorithmen im Rahmen eines Erdschlussversuches in einem Mittelspannungsnetz evaluiert. Ziel des Projekts war die unternehmensinterne Festlegung eines neuen Standards für die Erdschlussortung unter Berücksichtigung des aktuellen Standes der Technik. In einem weiteren Schritt wurden eine einfache und übersichtliche Meldungsdarstellung sowie eine graphische Visualisierung in SCADA umgesetzt.

### **Berührungsspannung**

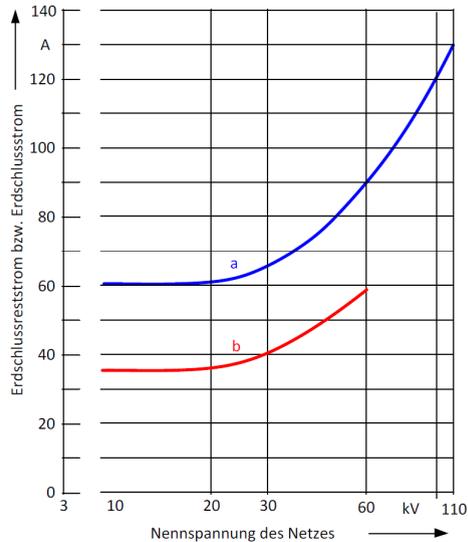
Weiters wird in diesem Kapitel das Thema Berührungsspannung im Fehlerfall und damit auch die Auslegung von Erdungsanlagen näher betrachtet. Der zunehmende Verkabelungsgrad in elektrischen Netzen lässt den kapazitiven Erdschlussstrom und somit auch den Reststrom von Jahr zu Jahr ansteigen. Die bestehenden Mittelspannungsnetze und deren Anlagen wurden zum Großteil bereits vor Jahrzehnten geplant und errichtet und nach damaligen Erkenntnissen dimensioniert. Nicht alle Erdungsanlagen sind somit für künftig auftretende Erdschlussströme ausreichend dimensioniert und müssen im Hinblick auf die Berührungsspannung und Personensicherheit ertüchtigt werden. Ziel ist auch hier die unternehmensinterne Festlegung neuer, einheitlicher Standards für neu zu errichtende Erdungsanlagen bzw. die Entwicklung einer Strategie für die Ertüchtigung bestehender Anlagen.

## **4.6.2 Erdungsanlagen und Berührungsspannung**

### **Löschgrenzen für den Erdschlussstrom**

Bezüglich der Löschfähigkeit von kompensierten Netzen gibt es mehrere Untersuchungsergebnisse mit teils widersprüchlichen Ergebnissen, die bis auf das Jahr 1931 zurückreichen [4.71]. In diesen Untersuchungen wurde die Löschfähigkeit und -dauer von Lichtbögen unter verschiedensten Bedingungen experimentell ermittelt. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse haben zum Teil noch bis heute ihre Gültigkeit. In der DIN VDE 0228 Teil 2 [4.72] finden sich die in Abbildung 4-43 dargestellten Richtwerte für die Löschgrenze des Erdschlussreststromes. In mit Erdschlusskompensation betriebenen 20-kV Netzen bedeutet dies einen maximal zulässigen Erdschlussreststrom von 60 A.

Die hier dargestellten Löschgrenzen sind unabhängig von der Größe des kompensierten Netzes. In aktuellen Studien wird auch auf die Möglichkeit neuer Löschgrenzen unter Berücksichtigung des Erdschlussstromes bzw. der Netzgröße und der Steilheit der wiederkehrenden Spannung hingewiesen [4.70].



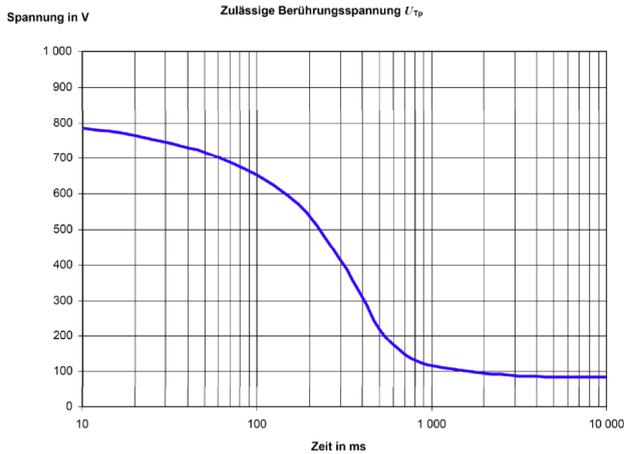
**Abbildung 4-43: Richtwerte für die Löschgrenze nach DIN VDE 0228 Teil 2 [4.59]**  
a) Netze mit Erdschlusskompensation, b) isolierte Netze

Im realen Netzbetrieb setzt sich der resultierende Erdfehlerstrom aus unterschiedlichen Komponenten zusammen. In einem kompensierten Netz ist dieser abhängig von der eingestellten Verstimmung der Kompensationsspule, dem Wirkstromanteil im Nullsystem sowie eventuell vorhandenen Oberschwingungen. Die Höhe dieses Stromes ist je Netzbezirk letztlich entscheidend für die Auslegung der Erdungsanlagen und damit für die resultierende Berührungsspannung.

### **Berührungsspannung in Mittelspannungsanlagen**

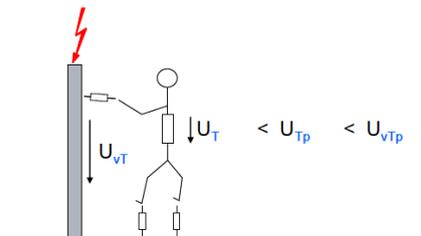
Das Thema Berührungsspannung und damit Personensicherheit ist eine der wesentlichsten Randbedingungen bei der Betriebsführung von elektrischen Netzen. Bei der Fehlereingrenzung im Erdschlussfall, die auch über längere Zeit andauern kann, steigt mit zunehmender Dauer der Eingrenzung auch das potentielle Risiko einer Näherung von Personen an die Fehlerstelle. Aus diesem Grund gibt es in Normen klare Obergrenzen für die zulässige Höhe der Berührungsspannung, welche wiederum indirekt Vorgaben für die Auslegung von Erdungsanlagen sind.

Die Erdungsspannung im Mittelspannungsnetz hängt im direkten Zusammenhang mit dem Erdungswert des Anlagen-Schutzerders und darf laut gültiger Norm EN 50522 [4.73] - abhängig von realisierten Ersatzmaßnahmen – vorgegebene Werte nicht überschreiten. Die Berührungsspannung ist ein Teil der Erdungsspannung und kann von einer Person durch das Berühren eines mit der Erdungsanlage verbundenen Gehäuses aus dem Verlauf des Erdoberflächenpotenzials abgegriffen werden.



**Abbildung 4-44: Zulässige Berührungsspannung nach EN 50522 [4.73]**

Die zulässige Berührungsspannung für Mittelspannungsanlagen ist als Funktion der Fehlerdauer in der EN 50522 [4.73] angegeben (Abbildung 4-44). Für eine Stromflussdauer beträchtlich länger als 10 Sekunden kann als zulässige Berührungsspannung  $U_{TP}$  ein Wert von 80 V verwendet werden. Mit dieser Spannungskurve wird sichergestellt, dass der über den Körper fließende Strom mit einer hohen Wahrscheinlichkeit kein Herzkammerflimmern verursacht. In einer Anmerkung in der Norm wird weiters darauf hingewiesen, dass ein verbleibendes Restrisiko auf Grund dieser getroffenen Annahmen und der Erfahrungen für Erdfehler in Hochspannungsanlagen akzeptiert werden kann.



**Abbildung 4-45: Begriffsdefinition der Berührungsspannungen [4.74]**

- $U_T$  Berührungsspannung (Touch Voltage)
- $U_{TP}$  Zulässige Berührungsspannung (Permissible Touch Voltage)
- $U_{vT}$  Leerlauf-Berührungsspannung (Prospective Touch Voltage)
- $U_{vTP}$  Zulässige Leerlauf-Berührungsspannung (Prospective Permissible Touch Voltage)

In bisherigen Normen und Definitionen waren die Begriffe der Berührungsspannungen – und hier insbesondere der Indizes – zum Teil unterschiedlich. Eine Vereinheitlichung wurde mit der EN 50522 durchgeführt. Die abgestimmten Begriffsdefinitionen sind in Abbildung 4-45 dargestellt.

## Grenzfehlerspannung in Niederspannungsanlagen

Der Fehlerstrom im Niederspannungsnetz ist von den Erdungswerten in der Fehlerschleife abhängig. Die Grenzfehlerspannung im Niederspannungsnetz ist das Gegenstück zur Erdungsspannung im Mittelspannungsnetz und darf maximal 65 V betragen. Die gültige Norm für die Errichtung von Erdungsanlagen für Niederspannungssysteme ist die E 8001-1 [4.77]. Der Erdungswiderstand der Gesamtheit des Niederspannungsnetzes muss ausreichend niedrig sein. Dazu zählen alle über den geerdeten Systemleiter zusammengeschlossenen Erder. Ein Wert von 2 Ohm gilt im Allgemeinen als ausreichend [4.77]. Laut Norm muss die folgende Bedingung als erfüllt gelten:

$$\frac{R_B}{R_E} \leq \frac{65}{U_N - 65} \quad \text{Formel 4-35}$$

Diese Bedingung stellt sicher, dass der geerdete Systemleiter keine unzulässig hohe Fehlerspannung annehmen kann (Abbildung 4-46). In Gebieten mit *Globalem Erdungssystem* gilt diese Anforderung immer als erfüllt.

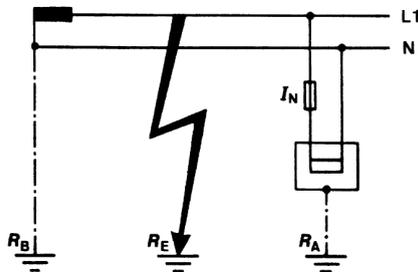


Abbildung 4-46: Erdschluss in einem geerdeten Niederspannungsnetz und einer Verbrauchsanlage im TT-System [4.77]

$R_A$	Erdungswiderstand der Verbrauchsanlage
$R_B$	Erdungswiderstand der Gesamtheit aller Betriebserder
$R_E$	kleinster abschätzbarer Erdausbreitungswiderstand

## Auslegung von Erdungsanlagen

Für die Bemessung einer Erdungsanlage sind vor allem die Beherrschung des höchsten Fehlerstromes aus thermischer Sicht und die Gewährleistung der Sicherheit von Personen im Hinblick auf die Berührungsspannung, hervorgerufen durch den größtmöglichen Erdfehlerstrom, von Bedeutung. Für diesen höchsten Erdfehlerstrom ist in Netzen mit isoliertem Sternpunkt bzw. bei Erdschlusskompensation der kapazitive Erdschlussstrom bzw. der Erdschlussreststrom zu verwenden. Dabei wird in der EN 50522 mit einer Fußnote darauf verwiesen, dass, wenn keine automatische Abschaltung von Erdschlüssen vorgesehen ist, die Notwendigkeit der Berücksichtigung von Doppelerdschlüssen von den Betriebserfahrungen abhängt. Wesentlichen Einfluss auf die Höhe aber auch den Verlauf

des resultierenden Potentialtrichters hat aber auch die Beschaffenheit des Erdreiches. Ein Beispiel eines Potentialverlaufs an der Fehlerstelle sowie eine mögliche Potentialverschleppung und die dazu verwendeten Begriffe sind in Abbildung 4-47 dargestellt.

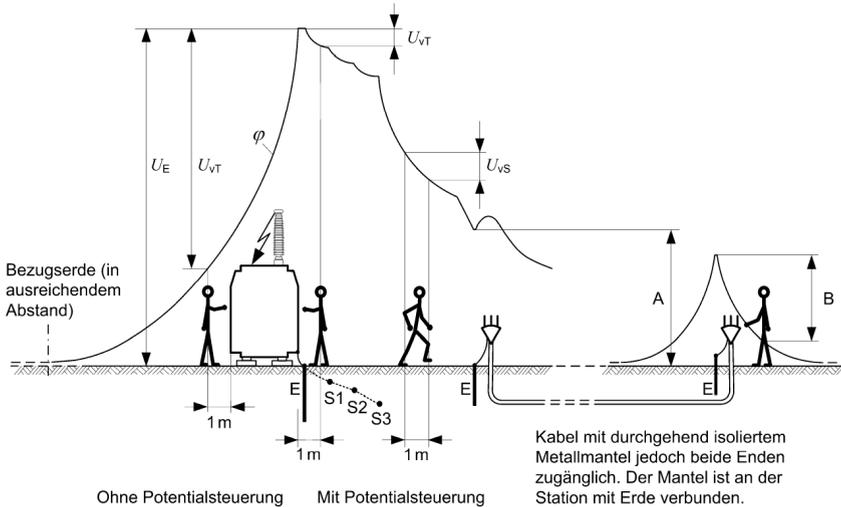


Abbildung 4-47: Erdoberflächenpotential und Spannung bei stromdurchflossenem Erder nach EN 50522 [4.73]

E	Erder
S1, S2, S3	Potentialsteuerer, der mit Erde E verbunden ist
$U_E$	Erderspannung
$U_{VS}$	Leerlauf-Schrittspannung
A / B	verschleppte Leerlauf-Berührungsspannung (Mantel am entfernten Ende nicht geerdet / Mantel am entfernten Ende geerdet)
$\varphi$	Erdoberflächenpotential

Sind die grundlegenden mechanischen und thermischen Voraussetzungen erfüllt, ist die Auslegung hinsichtlich der zulässigen Berührungsspannungen zu überprüfen. Diese Anforderung wird als erfüllt angesehen, wenn die betreffende Anlage Teil eines *Globalen Erdungssystems* ist oder durch Messung oder Berechnung nachgewiesen ist, dass die Erderspannung nicht den zweifachen Wert der zulässigen Berührungsspannung überschreitet. Können diese Forderungen nicht eingehalten werden, sind entsprechende Ersatzmaßnahmen zu treffen, die in der Norm im Anhang E beschrieben sind. Mögliche Potentialverschleppungen müssen immer zusätzlich überprüft werden. Das *Globale Erdungssystem* definiert sich hierbei wie folgt [4.73]:

*Ein durch die Verbindung von örtlichen Erdungsanlagen hergestelltes Erdungssystem, das sicherstellt, dass durch den geringen gegenseitigen Abstand dieser Erdungsanlagen keine gefährlichen Berührungsspannungen auftreten. Solche Systeme bewirken eine Verteilung der Erdfehlerströme in der Weise, dass die Erdungsspannung der örtlichen Erdungsanlage*

reduziert wird. Solch ein System bildet eine *Quasiäquipotentialfläche*. Typische Beispiele für globale Erdungssysteme sind Stadtzentren, städtische oder industrielle Bereiche mit verteilten Nieder- und Hochspannungserdungen.

Da es keine einfachen allgemeinen Regeln für ein *Globales Erdungssystem* gibt, werden in dieser Definition nur die wesentlichen Einflussgrößen angegeben und typische Fälle aufgezählt. Darüber hinaus wird die Möglichkeit erwähnt, solche Gebiete durch Messungen oder Berechnungen zu definieren. Die Identifikation dieser Gebiete stellt sich in der Praxis jedoch als nicht so einfach dar. Es bedarf einer exakten, unternehmensinternen Festlegung, wie insbesondere die Randgebiete zum *Globalen Erdungssystem* festgelegt und eindeutig abgegrenzt werden können.

### **Maßnahmen zur Vermeidung von Potentialverschleppungen**

Während der Erder in Mittelspannungsanlagen die Aufgabe hat, die lokale Berührungsspannung in zulässigen Bereichen zu halten, dient der Erder im Niederspannungsnetz dazu, das Potential der PEN- und Aussenleiterspannung gegen die Bezugserde zu begrenzen. Im Zusammenhang mit zahlreichen weiteren Erdern soll, unabhängig vom Fehlerort im Netz, das Schutzleiterpotential möglichst niedrig gehalten werden. Eine Anhebung dieses Potentials kann so z.B. bei einem Erdschluss in der speisenden Trafostation oder über Kabel angeschlossene Nachbarstationen erfolgen, aber auch durch Erdkurzschlüsse im Niederspannungsnetz selbst.

Die Gefahr einer Potentialverschleppung ist vor allem dann gegeben, wenn sich im Einflussbereich der Hochspannungsanlage andere Systeme, wie z.B. Niederspannungs- oder Telekommunikationsanlagen befinden. Zur Verhinderung einer unzulässigen Potentialverschleppung im Falle einer vorhandenen Niederspannungsanlage können laut Norm prinzipiell zwei Methoden zur Anwendung kommen:

- Zusammenschluss aller Hochspannungs- und Niederspannungs-Erdungsanlagen
- Trennung der Hochspannungs- und Niederspannungs-Erdungsanlagen

Welche Methode angewandt wird, ist abhängig vom Vorhandensein eines *Globalen Erdungssystems*, der räumlichen Nähe der Hoch- und Niederspannungsanlage, der Ausbreitung der Niederspannungsanlage sowie der maximalen Erdungsspannung. Die Minimalanforderungen für den Zusammenschluss der Erdungsanlagen sind in der EN 50522, Tabelle 2 angegeben. Befinden sich Telekommunikationsanlagen im Einflussbereich einer Hochspannungsanlage, können trotz *Globalen Erdungssystems* Probleme auftreten. Der Grad der Gefährdung ist hier im Einzelfall immer zu ermitteln.

### 4.6.3 Erdschluss(tiefen)ortung in gelöschten Netzen

In diesem Abschnitt wird über die Erfahrung mit neuen Methoden zur Detektion von Erdschlüssen im praktischen Einsatz berichtet sowie ein Vergleich dieser neuen Verfahren präsentiert. Es wird insbesondere die Thematik der „Tiefenortung“ näher betrachtet. Dieser Begriff wird für den Einbau und die Meldungsübertragung von Erdschlussrichtungsrelais außerhalb von voll automatisierten Mittelspannungs-Schaltanlagen, und somit zumeist in einfachen MS/NS-Transformatorstationen, verwendet. Die Adaptierung dieser Anlagen sollte unter Berücksichtigung der individuellen Anlagenkonfigurationen sowie eines wirtschaftlich vertretbaren Aufwandes erfolgen. Eine wesentliche Herausforderung besteht in der fernwirktechnischen Anbindung von Stationen, die sich in ländlichen Gebieten mit begrenzter kommunikationstechnischer Infrastruktur befinden.

Als Rahmenbedingungen waren in diesem Projekt die Beibehaltung der aktuellen Sternpunktbehandlung sowie eine größtmögliche Unterstützung des Betriebspersonals bei der Fehlerortung vorgegeben. Mit der Tiefenortung kann im Netzbetrieb eine wesentliche Reduzierung der Erdschlussdauer und somit der Spannungsbeanspruchung von Betriebsmittel sowie eine Reduktion der Gefahr eines Doppelerdschlusses und damit von Versorgungsunterbrechungen für Kunden erwartet werden. Die Inhalte dieses Abschnitts wurden bereits in [4.57<sup>RS</sup>] veröffentlicht.

#### **Erdschlussortungsverfahren**

Konventionelle Erdschlussrichtungs-Relais sind ausgelegt für stationäre Zustände an der Fehlerstelle und für den nicht vermaschten Betrieb des Netzes. Diese Relais haben große Probleme bei der Erkennung von hochohmigen Fehlern in Freileitungsnetzen und sind nicht geeignet für wiederzündende Fehler in Kabelnetzen. Zusätzlich sind die verwendeten Algorithmen empfindlich auf Übersprechen des Laststromes auf das Nullsystem [4.60]. Dieses Phänomen tritt in jedem vermaschten System auf. Als Folge wird der Erdschluss sehr oft gar nicht erkannt oder es wird ein falscher Abgang als der fehlerhafte identifiziert. Dieses Fehlverhalten erhöht die benötigte Zeit bis zur Lokalisierung und anschließenden Behebung des Erdschlusses beträchtlich.

Aufgrund der physikalischen Vorgänge an der Fehlerstelle entstehen unterschiedliche Qualitäten der Erdschlussrichtungsanzeige. Entsprechend dem Verkabelungsgrad sollen daher verschiedene Ortungsverfahren untersucht werden, um eine schnellere Eingrenzung der Fehlerstelle zu erreichen. Für die Erdschlussortung wird die Messung von  $i_0$  und  $u_0$  benötigt. Daraus ergeben sich für den Ausbau der Erdschluss-Tiefenortung die folgenden Anforderungen:

- In bestehenden Anlagen muss die Messung zumeist nachgerüstet werden.
- Der Einbau von konventionellen Spannungswandlern ist nicht überall möglich. Der Einbau von kapazitiven Spannungssensoren, wie in Abbildung 4-48 dargestellt, reduziert aber auf Grund der Winkelfehler die verwendbaren Ortungsverfahren. Die Nullspannung muss rechnerisch aus den drei Phasenspannungen ermittelt werden.
- In Kabelnetzen ist die Nachrüstung einer Summenstrommessung mit relativ geringem Aufwand möglich.
- Die Messung des Nullstromes in Freileitungsnetzen ist in den meisten Fällen mit mehr Aufwand verbunden. Sehr häufig ist dies auch nur mittels einer Holmgreenschaltung möglich.

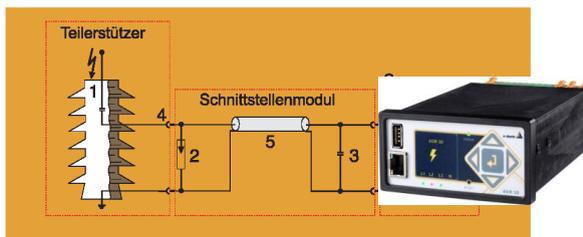


Abbildung 4-48: Messung der Spannung mit Hilfe von kapazitiven Spannungssensoren [4.57<sup>RS</sup>]

Resultierend aus den ausführlichen Betrachtungen in [4.61] konnten für die angenommenen Netzbereiche des Pilotversuchs prinzipiell folgende Verfahren identifiziert werden:

#### Transiente Auswertung:

- In Kabelnetzen funktioniert der transiente qu2-Algorithmus [4.65, 4.66] mit einer Treffsicherheit von mehr als 99%
- In Kabelnetzen ist die Meldung eines jeden Wischers wichtig, da es in diesem Bereich keine atmosphärischen Störungen gibt. Jeder Wischer deutet auf eine Isolationsschwäche hin, die genauer untersucht werden sollte.
- In Freileitungsnetzen liegt die Wahrscheinlichkeit im Bereich von 95%, da einige Erdschlüsse sehr hochohmig beginnen
- In Freileitungsnetzen werden Wischer durch atmosphärische Störungen oder z.B. durch kurzzeitige hochohmige Berührungen durch Bäume während eines Sturmes verursacht. Diese Erdschlüsse werden überwiegend durch die Petersen-Spule beseitigt, ohne dass irgendeine Intervention durch den Schutz erforderlich wird. Geht dieser Wischer hingegen in einen Dauererdschluss über, dann soll dieser transiente Vorgang gemeldet werden. Neue Algorithmen sind in der Lage, auch hochohmige transiente

Übergänge richtig zu erkennen, selbst wenn die Fehlerimpedanz im Bereich von einigen kOhm liegt

- In üblichen Netzen können sowohl Wandler als auch Sensoren oder Kombinationen davon für die Messung von Strom und Spannung verwendet werden
- In bestehenden Schaltstationen kann die notwendige Nachrüstung von kapazitiven Sensoren bzw. Stromwandlern ein nicht zu vernachlässigender Kostenfaktor sein

#### Auswertung des wiederzündenden Fehlers:

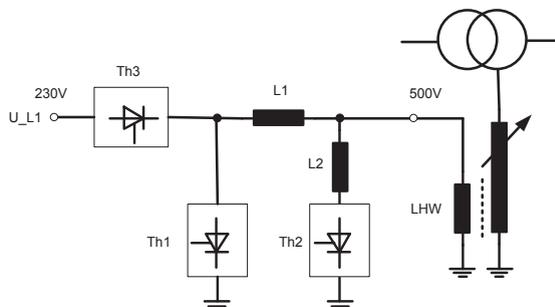
- Da während eines wiederzündenden Fehlers alle stationären Verfahren versagen, ist eine Auswertung mit Hilfe des qui-Verfahrens [4,65, 4.66] zu empfehlen
- Während des wiederzündenden Fehlers sollten die anderen Verfahren blockiert werden
- Bei Ringen kann bereits während des wiederzündenden Fehlers eine Verlagerung der Trennstelle am Ring durchgeführt werden. Die Richtungsanzeige ist fehlerbegleitend, d.h. ein Wechsel des fehlerbehafteten Segments auf den gesunden Abgang bewirkt auch eine Richtungsumkehr der Anzeigen

#### Stationäre Auswertung:

- Hier ist das  $\cos(\varphi)$  und Oberschwingungsverfahren [4.60] zu empfehlen
- Es muss darauf geachtet werden, dass die notwendigen Randbedingungen eingehalten werden wie z.B.:
  - keine parallelen Leitungen, Ringe oder Maschen
  - keine großen kapazitiven Abgänge
  - keine Holmgreenschaltung
  - hohe Winkelgenauigkeit der Nullstrom- und Nullspannungs-Messung beim  $\cos(\varphi)$  Verfahren
  - Wandler sind in den meisten Fällen gegenüber Sensoren zu bevorzugen. Zumindest muss die Eignung der Sensoren für das gewählte Verfahren geprüft werden
- Für Verfahren ungleich 50 Hz sind, aufgrund der Serienresonanzerscheinungen, Methoden mit möglichst niedriger Frequenz zu bevorzugen

Strominjektion mittels HPCI zur Nachortung:

- Die Hochstromeinspeisung HPCI (High Power Current Injection) [4.60], wie in Abbildung 4-49 dargestellt, kann während des gesunden Betriebes in Verbindung mit dem Petersen-Spulen Regler REG-DP zur Abstimmung der Petersen-Spule verwendet werden. Dies ist insbesondere dann notwendig, wenn eine Abstimmung aufgrund zu geringer Verlagerungsspannung und damit fehlender Netzunsymmetrien (z.B. in reinen Kabelnetzen) nicht möglich ist. Eine ausführlichere Beschreibung der Regelung mit Hilfe der Stromeinspeisung ist in [4.59, 4.62, 4.64] zu finden.
- Während des Erdschlusses wird im HPCI die Einspeisung aus dem 400 V Niederspannungsnetz unterbrochen und eine zusätzliche induktive Belastung auf die Leistungshilfswicklung der Petersen-Spule über die Thyristoren Th1 und Th2 geschaltet. Durch die Verwendung von Thyristoren sind Standard-Pulsmuster (1 s - 1,5 s) oder schnellere Pulsmuster realisierbar
- Abhängig vom verwendeten Relais und Algorithmus muss eventuell das Netz so umgeschaltet werden, dass der Fehler auf einer Stichleitung liegt
- Mit dem HPCI können aber auch schnellere Pulsmuster verwendet werden, sodass das Ortungsergebnis innerhalb weniger Sekunden zur Verfügung steht
- Die neuen Verfahren der Strominjektion verwenden für die Auswertung die Strom- und Spannungsmessung und können dadurch eine gerichtete Information auch am Ring erzeugen



**Abbildung 4-49: Prinzipschaltbild des HPCI [4.57<sup>RS</sup>]**

Möglich und sinnvoll ist es, mehrere Verfahren gleichzeitig zu verwenden, um die Ortungssicherheit zu erhöhen. Um dennoch eine Reduktion der Signalisierung zu erreichen, werden die einzelnen Verfahren priorisiert. Dadurch wird erreicht, dass z.B. für die ersten Sekunden das Wischerverfahren ausgewertet und angezeigt wird. Danach erfolgt die Anzeige des intermittierenden Erdschlusses. Sollte kein wiederzündender Fehler vorhanden sein, erfolgt das Umschalten der Anzeige auf das stationäre Verfahren.

Die Pulsortung wird mit einer höheren Priorität als die stationären Verfahren versehen. Allerdings funktioniert die Pulsortung nicht beim wiederzündenden Erdschluss. Der eingespeiste Primärstrom in das Nullsystem liegt in der Größenordnung von 2 – 5 A, je nach verwendeter Spulenbestückung von  $L_1$  und  $L_2$  (Abbildung 4-49). Beim Pulsortungsverfahren sind Verfahren mit einer Frequenz ungleich 50 Hz und möglichst in der Nähe von 50 Hz zu bevorzugen. Dadurch können die störenden Einflüsse des 50 Hz Wirkstromes und der Einfluss von Oberschwingungs-Resonanzen stark reduziert werden. Durch die neuen Verfahren bei der Pulsortung ist auch eine Überkompensation nicht mehr erforderlich. Dadurch wird der Strom an der Fehlerstelle auch während der Pulsung klein gehalten.

### Praktischer Einsatz

Für den Pilotversuch bei einem Verteilnetzbetreiber wurden Stationen ausgewählt, die im Wesentlichen ein Abbild der am häufigsten in Betrieb befindlichen Mittelspannungsschaltanlagen des Netzbetreibers darstellen. Das ausgewählte Testgebiet ist in einer schematischen Darstellung in Abbildung 4-50 zu sehen. Beim Umbau der Stationen wurde Augenmerk darauf gelegt, die Adaptierung mit möglichst geringem Eingriff in das bestehende System umzusetzen.

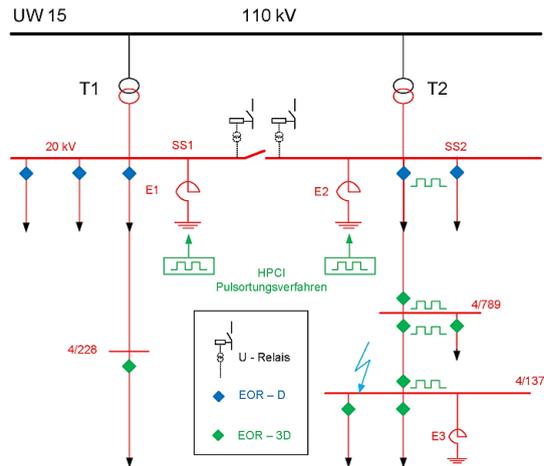


Abbildung 4-50: Schematische Darstellung des „Testgebietes“ [4.57<sup>RS</sup>]

In Schaltanlagen, die mit Leistungsschaltern und Schutzgeräten ausgerüstet sind, wurde der Messkern der Stromwandler für das Ortungsrelais verwendet, bei Kabelstationen ohne Schutzeinrichtung ein Kabelumbauwandler. Für die Spannungsmessung wurde auf die bereits vorhandene Sammelschienenspannungsmessung bzw. auf die kapazitiven Abgriffe in gasisolierten Stationen zurückgegriffen. Aufwendiger hingegen ist die Adaptierung von

Freileitungsstationen in offener Bauweise. Hier müssen die Messsignale erst grundsätzlich zur Verfügung gestellt werden. Am einfachsten ist hier der Einbau von konventionellen Stromwandlern, wofür die Verschiebung anzupassen ist. Für die Spannungsmessung wurden nicht-konventionelle Wandler in Stützer Ausführung gewählt. Im Versuch sollte festgestellt werden, ob die Messgenauigkeit der kapazitiven Spannungswandler ausreichend ist, um die Erdschlussrichtung mit den beschriebenen Verfahren erkennen zu können.

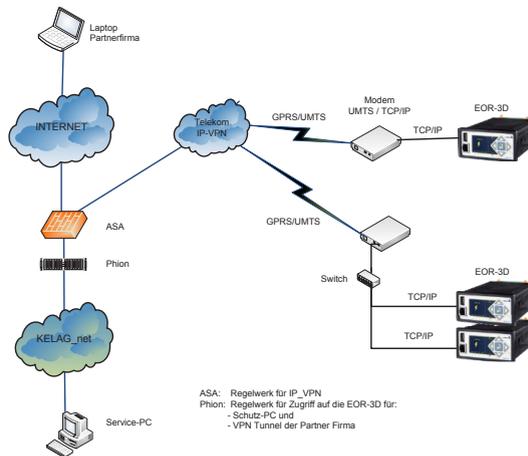
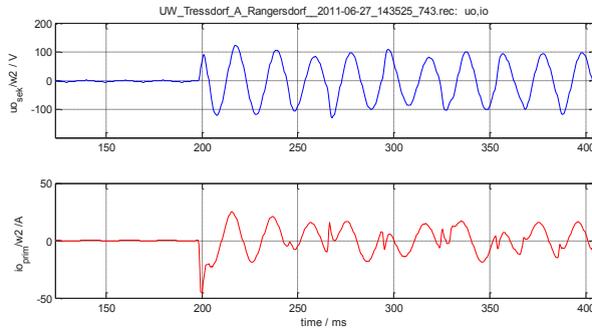


Abbildung 4-51: Datenanbindung der Erdschlussrichtungsrelais [4.57<sup>RS</sup>]

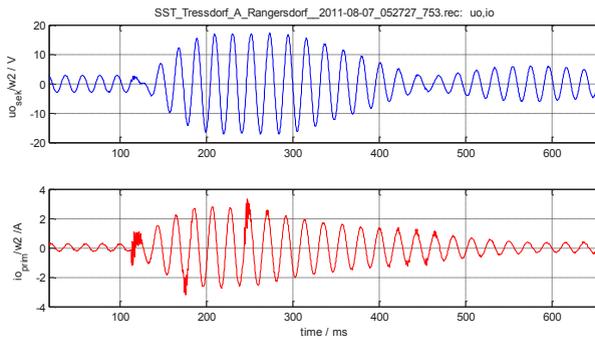
Eine wesentliche Herausforderung bestand aufgrund der geografischen Lage in der fernwirktechnischen Anbindung dieser Anlagen. Die kommunikationstechnische Infrastruktur ist im betrachteten Versorgungsgebiet in unterschiedlicher Qualität ausgebaut. Die Datenanbindung der umgebauten Stationen wurde über eine Mobilfunkverbindung realisiert. Abbildung 4-51 zeigt eine schematische Darstellung der Kommunikationsumgebung. Für den Pilotversuch wurde festgelegt, die erfassten Daten der Messrelais vorerst nicht in das SCADA-System einzubinden.

## Erste Ergebnisse

Die ersten Auswertungen des Versuchs zeigen, dass die kapazitiven Sensoren geeignet sind, eine korrekte Auswertung der Wischer durchzuführen. Im betrachteten Zeitbereich von zwei Jahren wurden in Bereichen mit Kabel alle Erdschlusswischer korrekt erkannt. Im Freileitungsbereich wurden hingegen nur Erdschlüsse, die in einen Dauererdschluss übergehen, gemeldet. In der Abbildung 4-52 ist ein wiederzündender Fehler in einem Kabelabschnitt dargestellt. Die Richtungsanzeigen der Algorithmen von qu2 und qui waren korrekt. Ebenso waren die Auswertungen des hochohmigen Wischers aus Abbildung 4-53 korrekt.



**Abbildung 4-52: Wiederzündender Fehler im Kabel, aufgezeichnet mit kapazitiven Sensoren und 2 kHz Abtastrate**



**Abbildung 4-53: Detektion eines hochohmigen Fehlers**

Derzeit steht über das UMTS-TCP/IP Netz eine komfortable Anbindung der Erdschlussortungsrelais zur Verfügung. Über diese können sehr schnell die Parameter geändert bzw. das Logbuch und die Störschriebe ausgelesen werden. Ob in Zukunft eine andere Anbindung der Station erfolgt, wird noch untersucht. Es würde die Möglichkeit bestehen, über die aktuelle Kommunikation ein Protokoll wie z.B. IEC 870-5-104 zu betreiben und die Erdschlussmeldungen direkt in die Leittechnik einzubinden. Alternativ wäre auch eine Kommunikation über den Betriebsfunk denkbar.

#### 4.6.4 Erdschlussversuch in einem 20-kV Netz

Die in den beiden vorangegangenen Kapiteln beschriebenen Fragen zu den Themen Erdschlussortung bzw. Berührungsspannung an der Fehlerstelle können nur mit realen Strom- und Spannungsverhältnissen – und somit nur im Fehlerfall – im Detail untersucht und beantwortet werden. Entsprechende Messungen an der Fehlerstelle können für diese zeitlich wie örtlich nicht vorhersehbaren Fälle jedoch nicht vorbereitet werden. Eine Möglichkeit zur Evaluierung einzelner Algorithmen oder eine Untersuchung verschiedener Parameter ist somit nur bedingt möglich.

Aus diesem Grund wurden bei einem Netzbetreiber im Oktober 2012 Erdschlussversuche in einem 20-kV Netz durchgeführt. Das dafür ausgewählte Netzgebiet ist jenes, welches zuvor mit der neuesten Technologie von Erdschlussortungsrelais (siehe Kapitel 4.6.3) ausgerüstet wurde. Ziel dieser Versuche war die Untersuchung folgender Themenbereiche:

- Erprobung neuer Geräte- und Messtechnologien in der Praxis
- Verifizierung verschiedener Verfahren zur Erdschlussortung
- Visualisierung der Meldungen in der Leitstelle
- Messung der Strom- und Spannungsverhältnisse an der Fehlerstelle
- Bestimmung der Grundausslegung von Erdungsanlagen

Nach den Messungen und deren Auswertungen sollten in einem letzten Schritt interne Standardisierungen von ferngesteuerten und ferngemeldeten Anlagen für richtungsbezogene Erdschluss-Ortung sowie die Grundausslegung von Erdungsanlagen im Mittelspannungs-Verteilnetz festgelegt werden. Die in diesem und dem folgenden Abschnitt beschriebenen Versuche und Erkenntnisse wurden unter [4.58<sup>RS</sup>] veröffentlicht.

#### **Versuchsvorbereitungen**

Im ersten Schritt der Vorbereitung wurde in einer Risikoanalyse [4.63] das Gefährdungspotenzial unter Berücksichtigung der Eintrittswahrscheinlichkeit eines aus einem Versuchserdschluss heraus entstehenden Doppelerdschluss beurteilt. Die der Risikoanalyse zugrunde liegenden Daten wurden der Störungs- und Ausfallsdokumentation entnommen. Das identifizierte Risiko wurde in Hinblick auf die abgreifbare Berührungsspannung an den möglichen Fehlerorten bestimmt. Der Risikokataster identifiziert dabei keine kritischen Risikofaktoren; aus präventiven Gründen wurden jedoch störungsbedingt vorbelastete PE-Kabel und sensible Verbraucher nach Möglichkeit frei- bzw. umgeschaltet.

In Vormessungen mit der TU Graz wurden die Erdungsverhältnisse mit Strom- und Spannungsmessungen zwecks Überprüfung der sicherheitstechnischen Vorgaben bei den Versuchen bestimmt. Eine Zusammenfassung hierzu findet sich in [4.79]. Schwerpunkt war dabei die Potentialanhebung im Erdschluss- bzw. im Doppelerdschlussfall. Es wurde

bestätigt, dass kein Gefährdungspotential vorhanden ist. Die Werte dieser Erdungsmessungen wurden anschließend - zwecks Korrelationsüberprüfung - mit den Ergebnissen aus dem Erdschlussversuch verglichen und in [4.79] zusammengefasst.

Für eine umfangreiche nachträgliche Auswertung war es notwendig, sowohl die in Ortungs- oder Regeleinrichtung eingebauten Messeinrichtungen zu aktivieren als auch zusätzliche transiente Messeinrichtungen zur Verifizierung dieser Daten – im konkreten Fall mit einer Abtastrate von 10 kHz – entlang der Versuchsstrecke aufzubauen. Dafür wurde ein Messkonzept erstellt, welches in Abbildung 4-54 dargestellt ist.

Zusätzlich wurden die Stromverläufe an sämtlichen metallisch leitenden Einbauten wie Erdungsverbindungen und geerdeten Kabelschirmen an einer Vielzahl von Messpunkten in dem Testgebiet aufgezeichnet. Hier sollten Aussagen über die Aufteilung des Erdschlussstromes im Erdungssystem und somit über mögliche Reduktionsfaktoren gewonnen werden. Weiters wurden sämtliche Erder-, Berührungs- und Schrittspannungen im Versuchsgelände und an ausgewählten Messorten, wie zum Beispiel an Kabelaufführungsmasten, durchgehend mitaufgezeichnet.

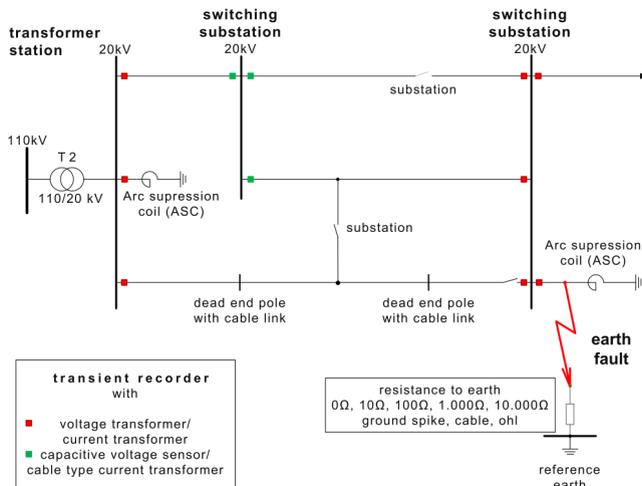


Abbildung 4-54: Testgebiet mit ausgewählten Messpunkten [4.58<sup>RS</sup>]

Ein nächster, wesentlicher Punkt war die Wahl des Fehlerortes sowie der möglichen Fehlerarten. Dabei sollten reproduzierbare Zustände hergestellt, aber auch realistische Fehlerszenarien abgedeckt werden. Aus diesem Grund wurde entschieden, die Fehlerimpedanzen an der Fehlerstelle mit entsprechenden Widerständen nachzubilden. Die Größe dieser Hochspannungs-Widerstände wurde aufgrund typischer Fehlerwiderstände in diesem Netzbereich ausgewählt. Zusätzlich wurden ein Erdspeiß, ein gezielt beschädigtes Kabel und ein Leiterseil mit Kontakt zum Erdreich als Erdschlussstellen herangezogen.

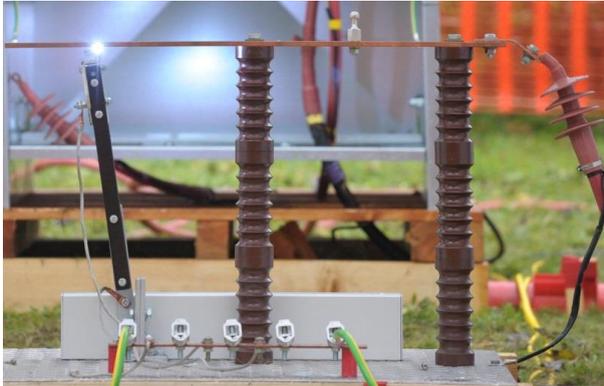


Abbildung 4-55: Vorrichtung zur Herstellung von Erdschlüssen im Spannungsmaximum [4.58<sup>RS</sup>]

Für die Herstellung des Erdschlusses wurde eine eigene Konstruktion nach Abbildung 4-55 entwickelt. Diese wurde mit einem automatischen Türöffner derart konstruiert, dass sich das Erdpotential am beweglichen Arm langsam der unter Spannung stehenden Schiene nähert. Damit konnte sichergestellt werden, dass der Überschlag der Phase gegen Erde – wie auch bei einer Vielzahl von realen Erdschlüssen – beim Spannungsmaximum erfolgt. Ein Beispiel einer Messaufzeichnung bei diesem Vorgang ist in Abbildung 4-56 zu sehen. Als Abschaltvorrichtung diente ein vorgelagerter Leistungsschalter, mit eigens parametrimtem Schutzrelais.

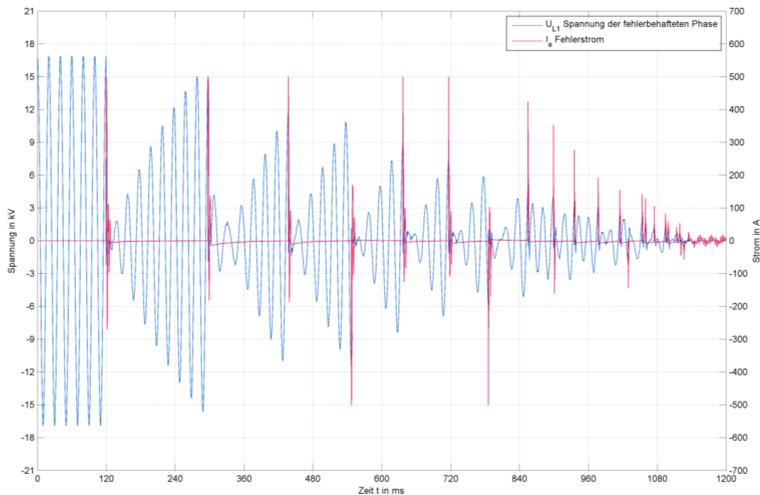
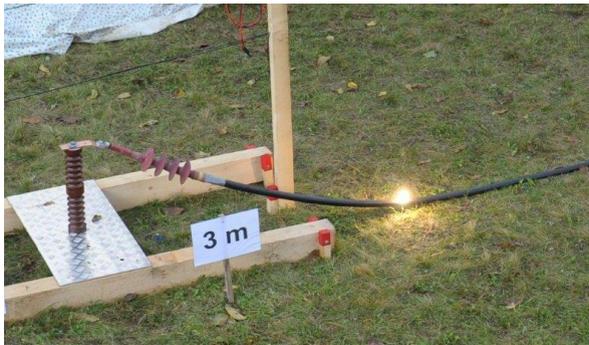


Abbildung 4-56: Strom- und Spannungsverlauf an der Fehlerstelle beim Erdschlusskontakt [4.78]

## **Durchführung der Versuche**

Zusätzlich zu den beschriebenen Fehlerarten konnten aufgrund der Netzkonfiguration die Strom- und Spannungsverhältnisse in einem vermaschten Netz mit dem Einfluss einer dezentralen Kompensationsspule untersucht werden. Diese wurde nach dem ersten Versuch abgeschaltet, um die Unterschiede mit und ohne Spule analysieren und bewerten zu können. Im Detail wurden folgende Versuche durchgeführt:

- Erdschluss mit 0 Ohm mit zentraler und dezentraler Kompensationsspule
- Erdschluss mit 10, 100, 1.000 und 10.000 Ohm
- Erdschluss durch einen Erdspeiß
- Erdschluss mit beschädigtem Kabel (im vermaschten und strahlenförmigem Netz)
- Erdschluss mit Hochspannungsleitung am Boden



**Abbildung 4-57: Wiederzündender Fehler an einem beschädigtem 20-kV Kabel**

In jedem dieser Versuche wurde die zentrale Kompensationsspule derart verstellt, dass der Erdschlussstrom an der Fehlerstelle variiert wurde um die Verstimmungs-Kurve [4.60] darzustellen. Es wurden 20 Versuche mit einer durchschnittlichen Dauer von jeweils 15 Sekunden durchgeführt. In Abbildung 4-57 ist der Erdschluss bei einem bewusst beschädigten (angebohrten) Kabel zu sehen.

## **Vergleich der getesteten transienten Erdschlussortungsverfahren**

### qu2-Algorithmus

Abhängig von der Zeitdauer der Aufzeichnung (insbesondere der registrierten Vorfehler-Zeit), wurden alle fehlerbehafteten Abzweige erfolgreich erkannt. Einzige Ausnahme hierbei bildet der 10 k $\Omega$  Fehler. In nachfolgenden, detaillierten Untersuchungen konnte festgestellt werden, dass diese Methode bis zu einem Fehlerwiderstand von 5 k $\Omega$  korrekt arbeitet. Ebenso wurde bestätigt, dass für dieses Verfahren Messgrößen von kapazitiven Spannungssensoren verwendet werden können.

### qui-Algorithmus

Bei wiederzündenden Kabelfehlern lieferte einzig der qui-Algorithmus korrekte Ergebnisse. Das  $\cos(\varphi)$ -Verfahren lieferte keine richtigen Anzeigen. Die Möglichkeit der Anwendung von kapazitiven Spannungssensoren zur Berechnung der Nullspannung wurde ebenfalls bestätigt.

## **Vergleich der getesteten stationären Erdschlussortungsverfahren**

### Cos( $\varphi$ )-Verfahren

Der gesamte kapazitive Strom des galvanisch verbundenen Netzes betrug 115 A, der wattmetrische Anteil 2,6 A. Die Erfassungsschwelle in den Relais wurde somit erfahrungsgemäß auf 0,8 A eingestellt. Aufgrund dieser Einstellwerte war der gemessene Strom – insbesondere wegen des Winkelfehlers zwischen  $u_0$  und  $i_0$  - in einigen Fällen bereits höher als der Triggerwert. Somit konnte keine verlässliche Aussage aus der  $\cos(\varphi)$ -Methode gewonnen werden, im Speziellen nicht unter Verwendung von kapazitiven Spannungssensoren. Im Falle von wiederzündenden Fehlern konnte überhaupt keine richtige Aussage erzielt werden. Hier wurde in einem Fall sogar eine falsche Anzeige aufgrund von Ringströmen in vermaschten Netzen nachgewiesen.

### Oberschwingungsverfahren

Die Oberschwingungsströme waren bei den Versuchen unabhängig vom Reststrom und damit vom Verstimmungsgrad der Kompensationsspule. Normalerweise existiert die 3<sup>te</sup> Harmonische in elektrischen Netzen kaum. Bei den Versuchen mit der am Boden liegenden Freileitung, war die 3<sup>te</sup> Harmonische jedoch groß genug, um eine richtige Anzeige zu bewirken und den fehlerhaften Abzweig korrekt anzuzeigen. Mit der 5<sup>ten</sup> Harmonischen konnte nur zum Teil erfolgreich gearbeitet werden. Bei wiederzündenden Fehlern kam es, wie auch bei Fehlerimpedanzen grösser 100 Ohm, zu keinen eindeutigen Aussagen, da der Oberschwingungsanteil bei steigendem Fehlerwiderstand markant abgenommen hat [4.78].

### Schnelle Pulsortung mittels HPCI

In diesen Versuchen kam auch die schnelle Pulsortung zum Einsatz. Dabei konnte die Zuverlässigkeit der Anzeige für stationäre Fehler bis zu 10 k $\Omega$  eindeutig bestätigt werden. Ebenso kam es im Falle des Leiterseils am Boden zu einer korrekten Anzeige. Das Pulsmuster während dieses Erdschlusses ist in Abbildung 4-58 zu sehen. Einzig der wiederzündende Fehler konnte mit diesem Verfahren nicht erkannt werden.

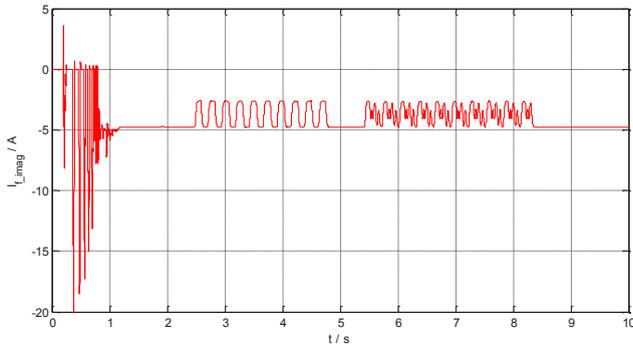


Abbildung 4-58: Fehlerstrom an der Fehlerstelle

Der zusätzliche Vorteil dieser Methode ist der Einsatz in vermaschten Netzen. Für eine eindeutige Erkennung ist bei dieser Methode keine durchgängige Überkompensation erforderlich. Damit kann eine korrekte Erdschlussrichtungsanzeige auch während der Fehlersuche, und damit nach Schalthandlungen im Netz, sichergestellt werden.

### Pseudofulguriten

Während des Versuchs mit dem Erdspeer konnte an der Fehlerstelle ein weiterer interessanter Effekt beobachtet werden. An der Stelle des Übergangs von Metall zum Erdreich kam es zur Bildung eines glasartig erstarrten Gesteins mit der Fachbezeichnung *Pseudofulgurit* (Abbildung 4-59). Dabei handelt es sich um eine Erscheinung nach einer energetischen Entladung im Erdreich mit der Folge eines raschen und extremen Temperaturanstiegs, der unter anderem für eine starke physikalische, chemische und morphologische Veränderung der näheren Umgebung der Entladung verantwortlich ist.



Abbildung 4-59: Pseudofulgurit aus dem Erdschlussversuch

Diese Erscheinung wird vorwiegend im Bereich von hochenergetischen Blitzentladungen beobachtet und wurde auch schon mehrfach untersucht, wie in [4.67, 4.80]. Eine unmittelbare Rückwirkung auf den Erdschluss, wie z.B. eine Veränderung des Übergangswiderstandes konnte während der Versuche nicht festgestellt werden.

## 4.6.5 Erkenntnisse und weitere Vorgangsweise

### Geräteinsatz für die Erdschluss-Ortung

Die vielversprechenden Teil-Ergebnisse aus dem Pilotprojekt und den Erdschlussversuchen zeigen, dass bei Einsatz neuester Gerätetechnologie in Kombination mit ausgewählten Ortungsverfahren eine rasche und eindeutige Erdschlusseingrenzung erreicht werden kann. Aufbauend auf diesen Ergebnissen wurde eine künftige Optimierung der Anordnung der Erdschlussortungsrelais gemeinsam mit der fortschreitenden Netzautomatisierung im Mittelspannungsnetz erarbeitet. Hierbei wurde auch ein möglicher Zusatznutzen durch bisher nicht verfügbare Messwerte im Netz für die Betriebsführung bzw. State-Estimation im Leitsystem berücksichtigt. Im Wesentlichen wurde aufgrund der Erkenntnisse folgende Vorgangsweise festgelegt:

- Erdschluss-Ortungsrelais an jedem Abzweig in Umspann- bzw. Schaltwerken
- Tiefen-Ortungsrelais in ausgewählten MS/NS-Ortsnetzstationen
- Kapazitive Sensoren (Spannungswandler) in Freileitungsgebäudestationen als Ersatz für Sammelschienenstützer
- Kapazitive Spannungsabgriffe bei gasisolierten Schaltanlagen
- HPCI in Umspann- und Schaltwerken (bei Neu- bzw. Umbauten) für die
  - Abstimmung Erdschlusskompensation (vor allem in Netzgebieten mit geringer Verlagerungsspannung, wie z.B. bei Kabelnetzen)
  - Pulsortung

Weiters konnte im „gesunden“ Netzbetrieb durch den Einsatz einer HPCI eine wesentliche Reduktion der Regelvorgänge für Abstimmvorgänge erreicht werden. In einzelnen Fällen wurden hier bis zu -15% festgestellt.

### Signalisierung in der Leitstelle

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass durch eine Kombination aus den getesteten Verfahren eine eindeutige Richtungsinformation inklusive Kabelfehlerdetektion abgeleitet werden kann. Das resultierende, neue Signalisierungskonzept für die zentrale Leitstelle ist in Abbildung 4-60 dargestellt. Dabei liefern die transienten Verfahren (qu2- und qui-Algorithmus) wichtige Erstinformationen, wobei der qui-Algorithmus wiederzündende Kabelfehler eindeutig identifiziert. Beide Verfahren sind jedoch nicht erneuerbar und senden somit keine weiteren Informationen bei notwendigen Netz-Umschaltungen. Für diesen Fall kommt die Pulsortung als stationäre Erdschlussortungsmethode zum Einsatz. Unabhängig von diesen Verfahren liefert ein Nullspannungsrelais eine hardwareunabhängige und damit redundante Erdschlussmeldung je Sammelschiene.

Bei den Meldungen wird prinzipiell zwischen Fehler Richtung Sammelschiene (in Abbildung 4-60 nicht dargestellt) und Fehler Richtung Leitung unterschieden. Der Fehler Richtung Sammelschiene wird nur für den Zweck einer eventuellen Detailanalyse und Funktionskontrolle ins Leitsystem übertragen und ist für den Operator nicht quittierpflichtig. Eine Visualisierung eines Erdschlusses erfolgt in der Schalt- bzw. Geo/Schemaplanebene anhand von blinkenden Pfeilen auf den Abzweigen bzw. eines Blitzsymbols auf der Sammelschiene.

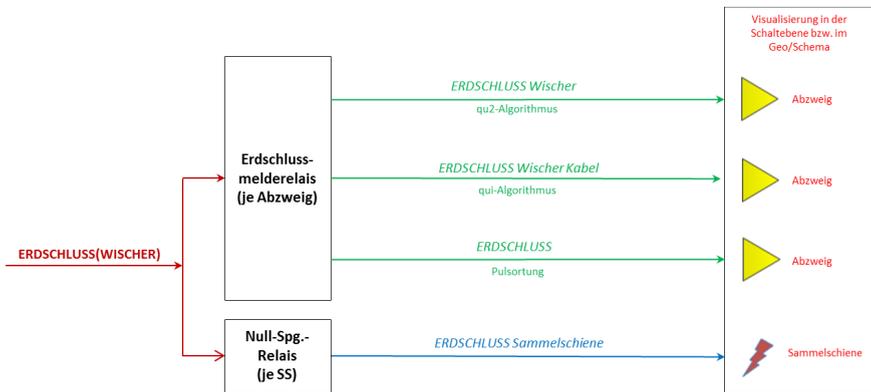


Abbildung 4-60: Erdschluss-Signalisierungskonzept in einer Leitstelle

Dieses Konzept reduziert die Anzahl der quittierpflichtigen Meldungen des bisherigen Meldekonzeptes und vereinfacht die Aussage in der zentralen Netzleitstelle. Der Diensthabende in der Leitstelle braucht sich nicht im Detail mit den Unterschieden zwischen transienten und stationären Algorithmen oder der möglichen Aussage eines intermittierenden Erdschlusses auseinanderzusetzen. Die Protokolle und die Visualisierung im Leitsystem liefern dem Operator für die Eingrenzung eine klare Aussage über den Abzweig bzw. bei einer Tiefenortung über den Teilabschnitt des betroffenen Netztes. Da der qui-Algorithmus eindeutig Kabelfehler identifiziert, ist es erstmalig auch möglich, dem Operator neben dem fehlerbehafteten Abzweig einen zusätzlichen Hinweis für die Eingrenzung des Fehlers zur Verfügung zu stellen.

## Auslegung von Erdungsanlagen

Die zuvor beschriebene EN 50522 gibt zwar eindeutige Grenzwerte vor, wie z.B. bei der zulässigen Berührungsspannung, lässt jedoch bei der Einhaltung dieser Werte einen großen Handlungsspielraum offen, wie beispielsweise bei der Berücksichtigung von diversen Reduktionsfaktoren. In unterschiedlichen Unternehmen mit gelöschten Netzen wird die Umsetzung auch bereits derzeit auf unterschiedlichste Art und Weise durchgeführt. Die Bauvorschriften für Hoch- und Mittelspannungserdungsanlagen basieren in einigen Unternehmen auf einem maximalen Erdschlussreststrom von 20 A [4.87], 30 A [4.75, 4.76] und in anderen Unternehmen bereits bei Werten bis zur Löschgrenze von 60 A.

Die Werte für den Erdschlussreststrom können entweder durch Messungen bestimmt, oder rechnerisch ermittelt werden. In Netzen mit isoliertem Sternpunkt basiert dieser auf dem kapazitiven Erdschlussstrom. In Netzen mit Erdschlusskompensation ist der Erdschlussreststrom heranzuziehen. Falls dieser nicht bekannt ist, kann er laut Norm mit 10% vom kapazitiven Erdschlussstrom angenommen werden. Bei Löschezirken von 300 A würde das bereits heute eine Auslegung der Erdungsanlagen auf 30 A Erdschlussreststrom bedeuten.

Um bereits frühzeitig freie Ressourcen für Netzerweiterungen und Kabelzubauten zu schaffen, ist es für die Auslegung von Erdungsanlagen anzuraten, die Löschgrenze von 60 A als maximalen Erdschlussreststrom heranzuziehen bzw. so nahe wie möglich an diesen Wert zu gelangen. Als Alternative müssten die Netzbezirke durch Bau neuer Umspanwerke oder Einsatz von Trenntransformatoren verkleinert bzw. die Sternpunktsbehandlung als Ganzes umgestellt werden. Diese Optionen stellen jedoch die finanziell und technisch wesentlich aufwendigeren Varianten dar und sollten nur dann eingesetzt werden, wenn die Löschgrenze von 60 A überschritten wird.

Im betrachteten Verteilnetz wurde nach den umfangreichen Untersuchungen für eine zukunftsorientierte Netzplanung folgende weitere Vorgangsweise festgelegt:

- Anpassung der Bauvorschrift für Erdungsanlagen bei Neuanlagen auf einen Erdschlussreststrom von 60 A
- Unternehmensinterne Definition des *Globalen Erdungssystems* sowie exakte Festlegung der Stationen mit/ohne *Globalem Erdungssystem* im Versorgungsgebiet
- Identifizierung der Anlagen mit getrennten/zusammengeschlossenen Erdungsanlagen
- Überprüfung der Einhaltung der geltenden MS- und NS-Vorschriften (inkl. Beeinflussung der NS-Anlagen durch MS-Erdschlüsse) bei Zusammenschluss von Schutz- und Betriebserder in Trafostationen
- Ertüchtigung jener bestehenden Anlagen, welche die Auflagen für 60 A nicht erfüllen

Die Bauvorschriften für Erdungsanlagen für Neubauten wurden bei diesem Verteilnetzbetreiber mittlerweile für einen Erdschussreststrom von 60 A überarbeitet [4.88]. Als umfangreicher stellt sich die Erstellung eines Ablaufschemas zur Bewertung und Adaptierung bestehender Erdungsanlagen dar, die derzeit in einem weiteren Forschungsprojekt durchgeführt wird [4.91<sup>RS</sup>]. Ziel ist eine gemeinsame Betrachtung der Hoch- und Niederspannungsanlagen unter Berücksichtigung sämtlicher Reduktionsfaktoren.

Bezüglich Erdungsmessung wurden in [4.78] die durchgeführten Vormessungen aus [4.79] mit den Resultaten des Erdschlussversuches verglichen und deren Aussagekraft bezüglich der korrekten Bestimmung des Gefährdungspotenzials bewertet. Dabei wurde festgestellt, dass die durchgeführten Erdungsmessungen Ergebnisse bezüglich der Berührungs- und Schrittspannungen liefern, die auf der sicheren Seite liegen. Die Durchführung von Erdungsmessungen wurde somit als korrekt bestätigt und kann in der bisher praktizierten Form beibehalten werden.



# 5 Strategien für die Bewältigung von Großstörungen

## 5.1 Einleitung

Nahezu alle gesellschaftlichen Grundfunktionen und sicherheitsrelevanten Infrastruktureinrichtungen beruhen heutzutage auf einer unterbrechungsfreien Stromversorgung. Aus diesem Grund zählen die Themen Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit auch zu den wichtigsten Maßstäben in europäischen Netzen. Der zunehmende Stromhandel und die oftmals lastferne Integration regenerativer, hochvolatiler Energieerzeugungsanlagen - insbesondere Wind und Photovoltaik - in die Stromnetze Europas führen jedoch zu steigender Netzauslastung und zum Betrieb der Stromnetze an deren Belastungsgrenze [5.72]. Untersuchungen des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie [5.7] zeigen bereits, dass das Risiko von großflächigen Ausfällen im österreichischen Stromnetz in Folge der gegenwärtigen Zunahme der Netzbelastung mittelfristig signifikant ansteigen wird und in diesen Fällen eine ernsthafte Gefährdung der öffentlichen Sicherheit besteht.

Ein totaler Stromausfall - ein sogenanntes Blackout - ist in europäischen Netzen damit längst keine fiktive Vorstellung mehr sondern ein ernstzunehmendes, nicht mehr auszuschließendes Ereignis [5.59]. Künftig muss noch mehr Bedacht darauf gelegt werden, ein Blackout und dessen kurz-, mittel- und langfristige katastrophale Schäden zu verhindern bzw. nach dessen Eintritt rasch zu bewältigen. Störungsereignisse lassen sich dabei im Allgemeinen in folgende Kategorien einteilen [5.1]:

- regionaler Versorgungsausfall
- stabiles Teilnetz nach Lastabwurf
- Blackout mit Spannung beim benachbarten Übertragungsnetzbetreiber
- Blackout ohne Spannung beim benachbarten Übertragungsnetzbetreiber

Das bedrohlichste Ereignis ist dabei die Spannungslosigkeit im Übertragungsnetz ohne anstehende Spannung von Nachbarnetzen, da in diesem Fall eine rasche Hilfe von Dritten nicht absehbar ist und sämtliche unterlagerten Netze mitbetroffen sind. Eine Inselnetzbildung von einzelnen Netzgebieten ist in diesem Fall zwar nicht auszuschließen, gilt aber als sehr unwahrscheinlich.

Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet entsprechende präventive Vorkehrungen zur Vorbeugung solcher Ereignisse zu treffen sowie operative Maßnahmen für den Fall des Eintritts eines Blackouts festzulegen. Hierzu gehören vertragliche Vereinbarungen für den

Netzwiederaufbau mit schwarzstartfähigen Erzeugungsanlagen ebenso wie die organisatorischen und technischen Festlegungen mit benachbarten Übertragungsnetzbetreibern und untergelagerten Verteilnetzbetreibern [5.2, 5.3, 5.26]. Verteilnetzbetreiber hingegen haben üblicherweise kaum Möglichkeiten, einem großflächigen Ausfall entgegenzusteuern. Einzig die automatischen Maßnahmen der Umsetzung des frequenzabhängigen Lastabwurfs sowie die Blockierung von Transformator-Spannungsreglern können zu einer möglichen Stabilisierung der Situation beitragen. Im Falle eines Netzwiederaufbaus nehmen Verteilnetzbetreiber jedoch – in enger Zusammenarbeit mit dem Übertragungsnetzbetreiber – eine wesentliche Rolle ein.

Netzwiederaufbaupläne dienen der vorzeitigen und detaillierten Planung der einzelnen Schritte zur vollständigen Wiederversorgung. Übergeordnetes Ziel dieses Aufbaus ist die sichere und rasche Versorgung aller unversorgten Netzkunden, die zum überwiegenden Anteil in den Verteilnetzen angeschlossen sind. Der gleichzeitige Wiederaufbau des Übertragungsnetzes ist dabei ein wesentliches Kriterium für die Herstellung eines möglichst stabilen Gesamtnetzes. Hierbei werden die verschiedenen Verteilnetzbetreiber untereinander verbunden und große Erzeugungsanlagen ans Netz genommen. Nur mit einer abgestimmten Vorgangsweise zwischen dem Übertragungs- und den Verteilnetzbetreibern ist es somit möglich einen raschen und effizienten Netzwiederaufbau zu gewährleisten.

## **5.2 Blackout**

### **5.2.1 Ursachen für ein Blackout**

Eine großflächige Versorgungsunterbrechung bedingt einen Zusammenbruch von zumindest Teilen des Übertragungsnetzes. Die Stabilität dieser Netzebene ist somit auch ein Maß für die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls. Aufgrund der schwindenden Netzreserven durch den Ausbau von großteils lastfernen und volatilen Erzeugungsanlagen ohne ausreichende Verstärkung der Übertragungsnetze ist die Wahrscheinlichkeit für ein derartiges Ereignis im letzten Jahrzehnt maßgeblich gestiegen. Die risikosteigernden Faktoren können wie folgt angegeben werden [5.7]:

- hohe Netzbelastung und zu geringer Netzausbau
- weiträumige Stromtransite
- Verletzung der (n-1)-Sicherheitsregel
- regional geringere Eigenerzeugung
- mangelnde Möglichkeiten bei kurzfristigem Engpassmanagement

Trotz zunehmender Anforderungen und größerer Auslastung von Übertragungsnetzen ist zu erwarten, dass ein Blackout auch künftig von mehreren, sich zeitlich überlappenden Ereignissen ausgelöst wird. Als Ursachen für einen langandauernden und regional übergreifenden Stromausfall können folgende Ereignisse in Betracht gezogen werden [5.8, 5.9]:

- Klima/Klimawandel/Naturereignisse (Blitzschlag, Sturm [5.55, 5.63], Hochwasser, Schnee/Eis (Abbildung 5-1) [5.21<sup>RS</sup>, 5.56], Erdbeben, Sonneneruptionen, Trockenperioden [5.55], etc.)
- Netzengpässe an Kuppelstellen zwischen Übertragungsnetzen
- Divergierende Erzeugungs- und Verbrauchssituationen [5.55]
- menschliches Versagen (Schaltfehler, Unaufmerksamkeit etc.)
- technisches Versagen (Materialfehler, Produktionsfehler, Ausfall von zentralen Betriebsmitteln etc.) [5.55]
- Planungsfehler (Fehldimensionierungen von Betriebsmitteln)
- ungenügende Kommunikation zwischen den Netzleitstellen untereinander und mit Kraftwerksbetreibern [5.20]
- unzureichende Instandhaltung an Erzeugungs-, Übertragungs- und Verteilungsanlagen
- unzureichende Trassenfreihaltung [5.17]
- fehlende Koordination bei der Parametrierung in der Schutz- und Leittechnik [5.20]
- Kriminalität/Terrorismus (Erpressung, Sabotage, Anschläge)
- Probleme in der Fernwirk-, Leitsystem- oder Kommunikationstechnik [5.50, 5.53, 5.41]
- Cyber Angriff, z.B. auf Steuersysteme [5.16]
- Pandemie (krankheitsbedingter Ausfall von Betriebspersonal)
- kriegerische Auseinandersetzungen (Zerstörung von elektronischen Bauteilen durch elektromagnetische Pulse)



Abbildung 5-1: Störungen durch Eisregen im Süden Österreichs (Februar 2014)

Seitens der Behörden wird angenommen, dass künftig die Ausfallwahrscheinlichkeit größer wird, unter anderem auch deshalb, weil die Gefahr terroristischer Angriffe und klimabedingter Extremwetterereignisse als Ursachen für einen Netzzusammenbruch zunehmen werden [5.8].

Jahr	Region	Ursache	Zahl der Betroffenen (zirka)	Dauer bis zur vollständigen Wiederversorgung
1998	Neuseeland	techn. Defekt	70.000	vier Wochen
1999	Brasilien (70 %)	Naturereignis	97 Mio.	5 Stunden
2001	Indien	techn. Defekt	226 Mio.	12 Stunden
2003	Nordost-Amerika	Kraftwerks- und Leitungsausfälle	50–60 Mio.	fast 48 Stunden
2003	London	wartungsbedingte Freischaltungen	400.000	40 Minuten
2003	Italien	hohe Leitungsbelastung	50 Mio.	20 Stunden
2003	Dänemark/Südschweden	Leitungsabschaltungen und Kraftwerksausfall	k. A.	k. A.
2004	Trier (D)/Luxemburg	zeitliches Zusammentreffen von Kurzschluss und Wartungsarbeiten	k. A.	ca. 4,5 Stunden
2004	Spanien	techn. Defekt/menschliches Versagen	2 Mio.	5 Blackouts in 10 Tagen
2005	Münsterland	extreme Witterung	250.000	mehrere Tage
2005	Indonesien	techn. Defekt	100 Mio.	7 Stunden
2006	Mittel- und Südwesteuropa	Zusammentreffen von Leitungsabschaltung und Lastflussänderung	mehrere Mio.	37 Minuten
2009	Großteil von Brasilien, Paraguay	starker Regen und Sturm	87 Mio.	7 Stunden
2011	Teile von Brasilien	techn. Defekt	53 Mio.	16 Stunden

**Abbildung 5-2: Blackouts in der Stromversorgung [5.45]**

In Abbildung 5-2 sowie in [5.73] sind die größten Blackouts der vergangenen Jahre mit ihren unterschiedlichen Ursachen, der Zahl der betroffenen Kunden sowie der Dauer bis zur vollständigen Wiederversorgung angeführt. Für Europa wird der zeitliche und technische Ablauf zweier Ereignisse der jüngeren Vergangenheit nachfolgend näher beschrieben. Diese sind einerseits auf unzureichende Abstände zwischen Bäumen und Höchstspannungsleitungen und andererseits auf menschliches Versagen zurückzuführen. Beide Beispiele zeigen jedoch deutlich, dass ein zeitliches Zusammentreffen von einzelnen Problemen und Unachtsamkeiten bereits gravierende Auswirkungen haben kann.

### **Blackout Italien 2003**

Bevor es in den frühen Morgenstunden des 28. September 2003 zum Stromausfall in Italien und kurzzeitig auch in einigen südlichen Regionen der Schweiz kam, waren die Transitleitungen Nord-Süd durch die Schweiz sehr stark belastet. Die Leitungen von Frankreich nach Italien waren zu diesem Zeitpunkt jedoch, wie schon öfters während der Nächte zuvor, physikalisch nicht ausgelastet. Um 03:01 Uhr fiel eine wichtige Nord-Süd-Transitleitung, die Lukmanier-Leitung, nach einem Lichtbogen zwischen einem Leiterseil und einem Baum aus. Daraufhin verteilte sich der Strom neu und belastete eine weitere Nord-Süd-Transitleitung, die San Bernardino-Leitung, mit ca. 110%.

Nach erfolglosen Einschaltversuchen der ausgefallenen Lukmanier-Leitung aufgrund einer zu großen Phasenwinkeldifferenz kontaktierte der verantwortliche Schweizer Netzbetreiber um 03:11 Uhr telefonisch den italienischen Netzbetreiber. Diesem wurde mitgeteilt, vorerst die bestehende ungeplante Importabweichung von ca. 300 MW zu korrigieren, um damit die Überlastung der San Bernardino-Leitung auf ca. 100% zu reduzieren. Diese Importabweichung wurde um 03:21 Uhr, d.h. nach 10 Minuten, korrigiert. Um 03:25 Uhr führte die Mehrbelastung der San Bernardino-Leitung zur erhöhten Erwärmung und zum starken Durchhängen der Leitungsseile, was wiederum zu einem Kurzschluss durch Berührung mit einem Baum führte.

Nach Ausfall dieser beiden Leitungen folgte innerhalb von zwölf Sekunden kaskadenartig die Abschaltung der anderen grenzüberschreitenden Stromtransportleitungen nach Italien. Nach dem anschließenden Ausfall von Kraftwerken in Italien brachen dort Spannung und Frequenz zusammen. Dies führte um 03:27 Uhr zum Stromausfall in ganz Italien [5.17, 5.18]. Mehr als 110 Züge mit rund 30.000 Passagieren waren während der Nacht stundenlang blockiert. Tausende Menschen saßen in Bahnhöfen und Flughäfen fest. In dem Chaos, das rund 56 Millionen Bürger betraf und in einzelnen Regionen bis zu 18 Stunden dauerte, kamen mehrere Menschen durch Unfälle ums Leben.

### **Systemstörung UCTE 2006**

Am Abend des 4. November 2006 fiel um 22:10 Uhr in einigen Teilen Europas der Strom aus. Seinen Ausgangspunkt hatte der Stromausfall im Emsland, wo eine Höchstspannungsleitung von E.ON Netz GmbH ausgeschaltet worden war, um die gefahrlose Überführung eines Kreuzfahrtschiffes aus Papenburg zu ermöglichen. Zeitgleich waren im deutschen Übertragungsnetz einige Netzelemente wegen Wartungs- und Reparaturarbeiten außer Betrieb.

Um die angespannte Netzsituation zu beruhigen wurde seitens der Netzbetreiber entschieden, vermeintliche Entlastungsschaltungen vorzunehmen. Da diese Umschaltung ohne vorhergehende Netzsicherheitsrechnung und Absprache erfolgte, kam es zur Überlastung der Verbindungsleitung Landesbergen-Wehrendorf, die sich daraufhin automatisch abschaltete. Kaskadenartig fielen in weiterer Folge weitere Leitungen von Nord nach Süd quer durch Europa aus, und das europäische Verbundnetz zerfiel in drei Teilnetze mit unterschiedlicher Frequenz.

Die UCTE bezeichnet in ihrem Abschlussbericht diesen Vorfall als eine der gravierendsten und größten Störungen, die jemals in Europa aufgetreten sind. Etwa 15 Millionen Menschen waren europaweit von dem Stromausfall betroffen, davon waren ca. 50.000 Haushalte in Österreich ohne Strom. Die Stromversorgung war nach rund 1,5 Stunden wieder komplett hergestellt, die Zusammenschaltung der drei Teilnetze um 23:47 Uhr beendet [5.19, 5.20].

## 5.2.2 Folgen und zeitlicher Ablauf eines Blackouts

Aufgrund der Erfahrungen mit bisherigen nationalen und internationalen Stromausfällen wurden die Auswirkungen eines Blackouts in den vergangenen Jahren umfassend untersucht und bewertet. Berichte und Zusammenfassungen findet man in unterschiedlicher Form - aus der Sicht von Behörden [5.7, 5.8, 5.15], aus der Sicht des österreichischen Bundesheeres [5.9, 5.10, 5.11, 5.12, 5.13] aber auch bereits als Inhalt von gut recherchierten Romanen, wie z.B. in [5.14].

Eine Studie des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag kommt zu dem Ergebnis, dass durch einen langandauernden und großflächigen Stromausfall alle kritischen Infrastrukturen betroffen wären und ein Kollaps der gesamten Gesellschaft kaum zu verhindern wäre. Trotz dieses Gefahren- und Katastrophenpotenzials sei ein diesbezügliches gesellschaftliches Risikobewusstsein nur in Ansätzen vorhanden. Die Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls können für einzelne Sektoren nach [5.8] folgendermaßen dargestellt werden:

### **Informationstechnik und Telekommunikation**

Die Folgen eines großräumigen, langfristigen Stromausfalls für Informationstechnik und Telekommunikation müssen als dramatisch eingeschätzt werden. Telekommunikations- und Datendienste fallen teils sofort, spätestens aber nach wenigen Tagen aus.

Die hundertprozentige Elektrizitätsabhängigkeit aller Einzelkomponenten und die starke Vernetzung führen insbesondere im Bereich der, durch die Bevölkerung genutzten, öffentlichen Sprach- und Datendienste zu einem schnellen, d.h. sofortigen oder höchstens Minuten bis Stunden verzögerten Ausfall. Somit ist deutlich, dass die Vorsorge für den Stromausfall auf kurzfristige und kleinräumige, nicht aber auf überregionale Stromausfälle über mehrere Tage und Wochen ausgerichtet ist.

### **Transport und Verkehr**

Im Sektor Transport und Verkehr fallen die elektrisch betriebenen Elemente der Verkehrsträger Straße, Schiene, Luft und Wasser sofort oder nach wenigen Stunden aus. Dies betrifft sowohl die Transportmittel als auch die Infrastrukturen sowie die Steuerung und Organisation des entsprechenden Verkehrsträgers. Zu Brennpunkten werden der abrupte Stillstand des Schienenverkehrs und die Blockaden des motorisierten Individual- und öffentlichen Personennahverkehrs in dichtbesiedelten Gebieten. Während der Betrieb in Häfen weitestgehend zum Stillstand kommt, erweisen sich die Flughäfen als relativ robust und durchhaltefähig.

## **Wasserversorgung und Abwasserentsorgung**

Wasser ist als nichtsubstituierbares Lebensmittel und Garant für hygienische Mindeststandards eine unverzichtbare Ressource zur Deckung menschlicher Grundbedürfnisse. Wasser ist aber auch für Gewerbe, Handel, Industrie und öffentliche Einrichtungen von substanzieller Bedeutung. Die Wasserinfrastruktursysteme können ohne Strom bereits nach kürzester Zeit nicht mehr betrieben werden. Die Folgen ihres Ausfalls, insbesondere für die Versorgung der Bevölkerung mit Trinkwasser, wären katastrophal.

## **Lebensmittel**

Der Sektor Lebensmittel umfasst die komplexe Versorgungskette von der Rohstoffproduktion bis zur Abnahme von Fertigerzeugnissen durch den Endverbraucher. Als Folge des Stromausfalls ist die Versorgung mit Lebensmitteln erheblich gestört; deren bedarfsgerechte Bereitstellung und Verteilung unter der Bevölkerung werden vorrangige Aufgaben der Behörden. Von ihrer erfolgreichen Bewältigung hängt nicht nur das Überleben zahlreicher Menschen ab, sondern auch die Aufrechterhaltung der öffentlichen Ordnung.

## **Gesundheitswesen**

Nahezu alle Einrichtungen der medizinischen und pharmazeutischen Versorgung der Bevölkerung sind von Elektrizität unmittelbar abhängig. Das dezentral und stark vernetzt organisierte Gesundheitswesen kann den Folgen eines Stromausfalls daher nur kurz widerstehen. Innerhalb einer Woche verschärft sich die Situation derart, dass selbst bei einem intensiven Einsatz regionaler Hilfskapazitäten vom weitgehenden Zusammenbrechen der medizinischen und pharmazeutischen Versorgung auszugehen ist.

## **Finanzdienstleistungen**

Selbst bei einem großflächigen und langandauernden Stromausfall zeigt sich das Finanzdienstleistungssystem in einzelnen Teilsektoren als relativ robust. Nach Einschätzungen von Experten sind der Daten- und Zahlungsverkehr zwischen den Banken, den Clearingorganisationen und den Börsen, die Datenhaltung sowie weitere kritische Geschäftsprozesse über eine lange Zeit durch Notstromversorgung gewährleistet bzw. können in ein nichtbetroffenes Gebiet ausgelagert werden. Auch im Börsensystem sind die für einen Katastrophenfall geplanten Maßnahmen in technischer, personeller und organisatorischer Sicht ausreichend, um den Betrieb im Wesentlichen über die gesamte Dauer des Stromausfalls sicherzustellen.

## Verhalten der Bevölkerung

Bricht die Stromversorgung zusammen, sind alltägliche Handlungen infrage gestellt und gewohnte Kommunikationswege größtenteils unbrauchbar. Die damit verbundenen Gefährdungen und Ungewissheiten verunsichern die Bürger und erschüttern ihre Überzeugung von der Kontrollierbarkeit ihrer Lebensbedingungen. Dies wird dadurch verstärkt, dass der Stromausfall die Betroffenen unvorbereitet und unter der Bedingung der zeitlichen Unbestimmtheit trifft. Stockt die Versorgung, fehlen Informationen und beginnt die öffentliche Ordnung zusammenzubrechen, entstehen Ohnmachtsgefühle und Stress.

Manche Individuen und Gruppen fallen hinter die etablierten Normen des gesellschaftlichen Zusammenlebens zurück. Sie werden rücksichtsloser, aggressiver und gewaltbereiter. Die Bereitschaft zu helfen kann abnehmen. Andererseits werden auch Reaktions- und Verhaltensformen wie Kooperation, Empathie und Hilfsbereitschaft zutage treten, wodurch die Betroffenen das Gefühl der Bewältigbarkeit der Katastrophe gewinnen.

## Zeitlicher Ablauf

Das österreichische Bundesheer zeigt die Schwächen der einzelnen Bereiche mit einem zeitlichen Ablauf [5.10, 5.11] in der Abbildung 5-3 besonders deutlich. Die unmittelbaren Folgen eines Stromausfalls sind der Zusammenbruch von Kommunikationseinrichtungen, der Industrie, des Schienenverkehrs, von Teilen der Wasserversorgung (Trink-, Brauch- und Abwasser), der Beleuchtung und sämtlicher von Elektromotoren betriebenen Anlagen und Einrichtungen. Ausgenommen sind all jene Bereiche, die zumindest temporär mit einer unterbrechungsfreien Stromversorgung, Batterien oder Akkus, betrieben werden. Ebenso betroffen sind Tankstellen und viele Tanklager, da diese nicht mit Notstromeinrichtungen ausgerüstet sind.



Abbildung 5-3: Zeitlich gestaffelter Ausfall der Infrastruktur nach einem Blackout [5.6]

In den weiteren Stunden ist davon auszugehen, dass mangels Treibstoff der Personen- und Güterverkehr aber auch Einsatzfahrzeuge der Polizei, Rettung und Feuerwehr, die wesentliche Voraussetzungen für das Funktionieren der Infrastruktur und der Gesellschaft sind, langsam zum Erliegen kommen. Die Akkus des Behördenfunks leeren sich. Das Festnetz ist noch das längste zu betreibende Kommunikationsmittel – vorausgesetzt sind jedoch entsprechende Endgeräte, die ohne Stromversorgung funktionstüchtig sind.

Ab der siebten Stunde geht auch den meisten Notstromaggregaten der Treibstoff aus. Der Verkehr ist fast vollständig zusammengebrochen, Krankenhäuser können nicht mehr den vollen Betrieb gewährleisten, ohne Wasser und Pumpen versagt das komplette Abwassersystem. Das Bundesheer ist zu diesem Zeitpunkt mit den meisten Ressourcen noch weitgehend einsatzfähig, da unter anderem eine eigene Treibstoffversorgung mit mobilen Feldbetankungsgeräten vorhanden ist. Nicht zuletzt auch deshalb stehen das Fernmeldesystem und große Bereiche der Transportfähigkeiten inklusive Luftfahrzeuge zur Verfügung. Grundsätzlich könnten mit dieser autarken Treibstoffversorgung des Österreichischen Bundesheeres auch zivile Einsatzfahrzeuge versorgt werden. Allerdings werden für eine umfassende Versorgung auch diese Ressourcen nicht ausreichen.

Nach einem Tag ohne Treibstoffnachschub ist selbst das Bundesheer handlungsunfähig. Die medizinische Versorgung durch Apotheken und Krankenhäuser kann nicht mehr sichergestellt werden. In Ballungszentren steigt die Seuchengefahr; die Öffentliche Ordnung und Sicherheit gerät in Gefahr.

### 5.2.3 Kosten eines Blackouts in Österreich

Elektrische Energie ist mittlerweile aus keinem Lebensbereich mehr wegzudenken und ist zu einer Schlüsseltechnologie fortschrittlicher Volkswirtschaften geworden. Im Projekt „Blackouts in Österreich“ [5.7] wird die Sicherheit der Versorgung mit Elektrizität bereits konkret als „wirtschaftliches Gut“ definiert. In diesem Projekt wird dieses essentielle Gut des Weiteren über den Begriff „Versorgungssicherheit“ einer ökonomisch validen Bewertung in einem sehr hohen Detailgrad zugeführt. Basis ist eine Analyse der Ausfallkosten bei großflächigen Versorgungsunterbrechungen sowie der Zahlungsbereitschaft zur Vermeidung dieser Kosten.

Abteilung nach ÖNACE 2008	Bezeichnung	stark oder sehr stark beeinträchtigte Unternehmen	Beschäftigte in stark oder sehr stark beeinträchtigte n Unternehmen	Nicht versorgte Energie (in MWh)	Gesamtschaden (in 1.000 €)
A	Landwirtschaft	179.552	474.145	142	1.503
B	Bergbau	335	6.063	82	575
C	Herstellung von Waren	25.038	605.668	3.062	44.064
D	Energieversorgung	1.452	27.006	1.161	4.467
E	Wasserversorgung und Abfallentsorgung	1.903	16.830	279	890
F	Bau	28.476	263.269	66	13.699
G	Handel	69.331	576.027	317	41.554
H	Verkehr	13.005	200.417	419	12.229
I	Beherbergung und Gastronomie	41.333	237.837	80	5.582
J	Information und Kommunikation	14.300	84.119	73	5.789
K	Finanz- und Versicherungsleistungen	6.339	117.366	193	12.653
L	Grundstücks- und Wohnungswesen	14.407	38.528	77	4.823
M	Freiberufliche/techn. Dienstleistungen	50.709	182.833	128	8.151
N	sonstige Dienstleistungen	10.955	178.985	98	6.086
OPQRSTU	öffentlicher Sektor	*	996.469	778	24.437
	<b>Aggregierter Wert</b>	<b>457.135 **</b>	<b>4.005.563 **</b>	<b>6.955 **</b>	<b>186.503 **</b>

**Abbildung 5-4: Sektorale Bewertung der Versorgungssicherheit bei einem einstündigen Ausfall in Österreich [5.32]**

Unter Anwendung der in diesem Bericht veröffentlichten Methodik wurde ein Modell zur kombinierten Simulation der Zahlungsbereitschaft von Haushalten und Schadenskosten von Nicht-Haushalten im Falle einer Versorgungsunterbrechung entwickelt. Das Programm APOSTEL (Austrian Power Outage Simulation Tool of Economic Losses) [5.32] ist auf Basis verschiedenster Modellrechnungen in der Lage, unterschiedliche Ausfallsszenarien ökonomisch zu bewerten. Als Beispiel der Ergebnisse dieses Programms

sind in Abbildung 5-4 Detailresultate für eine einstündige, unerwartete Versorgungsunterbrechung im gesamten österreichischen Bundesgebiet an einem Werktag im Winter (04.12.2013) beginnend mit 13:00 Uhr dargestellt.

Die Aufteilung in den ersten beiden Spalten erfolgt nach der wirtschaftlichen Aktivitätsklassifikation ÖNACE 2008 [5.33], wobei die Sektoren O bis U verschiedenste Bereiche des öffentlichen Bereiches wie öffentliche Verwaltung, Verteidigung, Gesundheitswesen, etc. darstellen. In der Spalte „nicht versorgte Energie“ wird jene Menge an elektrischer Energie in MWh angegeben, die infolge des Ausfalls den betroffenen Stromkunden nicht geliefert werden kann. Durch diesen Ansatz ist es möglich, Unterabschnitte der österreichischen Volkswirtschaft für jedes Bundesland hinsichtlich ihrer Abhängigkeit von einer gesicherten Elektrizitätsversorgung zu evaluieren.

Der Gesamtschaden in Euro ist in der letzten Spalte dargestellt und wird für ein einstündiges Blackout an einem Winter-Werktag in Österreich mit 186 Millionen Euro beziffert. In dieser Spalte sind die indirekten Schäden im jeweiligen Sektor dargestellt, wobei sich die beiden größten Einzelpositionen in den Bereichen „Herstellen von Waren“ und „Handel“ befinden. Als indirekte Schäden werden jene monetären Negativfolgen bezeichnet, die infolge der nicht-Verfügbarkeit der Energie entstehen. Also etwa weil Produktionsanlagen still stehen und das Personal für diese Anlagen zwar weiter bezahlt werden muss, ohne funktionierende Produktionsanlagen, jedoch eine stark verringerte (bis gar keine) Wertschöpfung erbringen kann. Dementsprechend sind die hier dargestellten Schäden die Summe aus der nicht-erfolgten Wertschöpfung, den verloren gegangenen Vorleistungen, sowie jenem Teil der Personalkosten, der in Ermangelung der elektrischen Energie als Verlust zu bezeichnen ist.

Der Gesamtschaden teilt sich für die einzelnen Bundesländer folgendermaßen auf: Wien (61 Mio. €), Oberösterreich (30 Mio. €), Niederösterreich (28 Mio. €), Steiermark (20 Mio. €), Salzburg (14 Mio. €), Tirol (13 Mio. €), Kärnten (9 Mio. €), Vorarlberg (8 Mio. €) und Burgenland (3 Mio. €). Führt man dieselbe Berechnung für einen Ausfall um 01:00 Uhr Nachts durch, belaufen sich die Kosten eines Blackouts in Österreich auf 30,9 Mio. Euro für die erste Stunde. Gesellschaftliche Effekte, wie in Kapitel 5.2.2 beschrieben, gehen in diese Bewertung nicht ein.

Die dargestellten Kosten für Großstörungen unterstreichen die Notwendigkeit nachhaltiger Notversorgungskonzepte, welche bei Eintritt eines Blackout-Ereignisses eine Schadensminimierung sowie das Aufrechterhalten der öffentlichen Sicherheit gewährleisten.

## 5.3 Rechtliche Rahmenbedingungen

Die durch einen großflächigen und länger andauernden Stromausfall induzierten Folgen und Folgeketten führen zu einer Situation, in der das Leben, die körperliche Unversehrtheit und die Sicherheit der Bevölkerung hochgradig gefährdet sind sowie großer materieller Schaden entsteht. Es entwickelt sich eine Gefahren- und Schadenslage, in der überregionale Ressourcen mobilisiert werden müssen, damit der Staat seiner Schutzpflicht genügen kann. Auf rechtlicher und administrativer Ebene sind durch den Gesetz- und Verordnungsgeber entsprechende Voraussetzungen geschaffen worden [5.8]. Auf europäischer Ebene gibt es hierzu mehrere Gesetze die einerseits der Krisenprävention und andererseits der Krisenbewältigung dienen:

Die *EU-Richtlinie 2008/114/EG* [5.23] zur Krisenprävention sieht die Ermittlung und Ausweisung kritischer europäischer Infrastrukturen vor. In diesen Unterlagen werden für den Bereich Strom die Infrastrukturen und Anlagen zur Stromerzeugung (Kraftwerke) und Stromübertragung (Hochspannungsleitungen und Umspannwerke) eigens angeführt. Die nationale Umsetzung erfolgte in Österreich mit dem *Austrian Program for Critical Infrastructure Protection* (APCIP) [5.24]. Das strategische Ziel von APCIP ist es, die kritischen Infrastrukturen von nationaler Bedeutung zu identifizieren und durch präventive Maßnahmen und Maßnahmen zur Schadensbehebung vor Störung und Zerstörung zu bewahren.

Aufgrund der zentralen Bedeutung der Treibstoffversorgung im Falle einer Krise verpflichtet die EU in der *Richtlinie 2009/119/EG* [5.22] ihre Mitgliedsstaaten, Mindestvorräte an Erdöl bzw. Erdölprodukten zu halten. Diese Vorräte müssen den täglichen Durchschnittsnettoeinfuhren für 90 Tage oder dem durchschnittlichen täglichen Inlandsverbrauch für 61 Tage entsprechen. Weiters müssen die Mitgliedstaaten in der Lage sein, ihre Sicherheitsvorräte oder ihre spezifischen Vorräte erforderlichenfalls ganz oder teilweise in den Verkehr zu bringen. Zu diesem Zweck müssen sie Interventionspläne erstellen. Für den Fall einer bedeutenden Versorgungsunterbrechung müssen sie Maßnahmen für die Durchführung dieser Pläne vorsehen. Die nationale Umsetzung in Österreich erfolgte mit dem *Erdölbevorrattungsgesetz 2012* [5.25].

Die technischen Regeln und Empfehlungen zu den Themen Netzsicherheit und Zuverlässigkeit und damit auch zum Thema Netzwiederaufbau ist für den Synchronbereich im kontinentaleuropäischen Verbundnetz der ENTSO-E RG CE (European Network of Transmission System Operators for Electricity, Regional Group Continental Europe) - norms UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) im *Continental*

*Europe Operation Handbook*<sup>4</sup> zusammengefasst. Ziel dieses Handbuchs ist es, den technischen Betrieb der zusammengeschalteten Netze zu unterstützen und somit dazu beizutragen, den notwendigen unterbrechungsfreien Betrieb des Netzes bei einem Systemausfall an einer oder mehreren Stellen im Netz aufrechtzuerhalten sowie die durch das Auffangen einer solchen Versorgungsunterbrechung entstehenden Kosten auf ein Minimum zu beschränken. Details zum Thema Netzwiederaufbau finden sich in der *Policy 5 - Emergency Operations* [5.26]. In den drei Hauptkapiteln werden die Themen Erkennung von Systemzuständen, Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und das Thema Netzwiederaufbau behandelt. Im *Appendix zur Policy 5* wird auf die Verantwortung der Verteilnetzbetreiber für einen erfolgreichen Netzwiederaufbau und die Anforderungen an unmittelbar an die Verteilnetze angeschlossene Erzeugungseinheiten als auch auf die Möglichkeit von regionalen Netzeinseln hingewiesen.

Auf europäischer Ebene wurde am 3. März 2011 das *3. Paket zum Energiebinnenmarkt* in Kraft gesetzt, welches eine gezielte und fortlaufende Verbesserung und Korrektur des regulatorischen Rahmens des integrierten Strommarktes vorsieht. Hierbei wurden einerseits neue Institutionen (ACER, ENTSO-E) rechtlich verankert und andererseits neue Werkzeuge (Framework Guidelines, Network Codes) zur Steuerung und Nachregulierung geschaffen [5.27]. Der dazu notwendige Umsetzungsprozess ist in Abbildung 5-5 dargestellt, wobei die Network Codes (NCs) die zentralen Akte der Nachregulierung bilden. Deren Inkraftsetzung erfolgt in Form von EU-Verordnungen, bedarf keiner nationalen Umsetzung und ist rechtlich bindend für alle betroffenen Parteien, die im Code erwähnt werden.

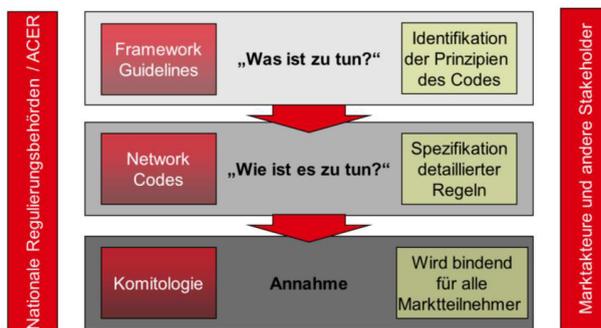


Abbildung 5-5: Umsetzung der neuen Netzwirkkodizes in der EU [5.28]

1-XIII

<sup>4</sup> <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/> (abgefragt am 26.05.2014)

Die NCs erstrecken sich auf 12 verschiedene Bereiche, wobei der NC *“Operational Security”* die Grundlagen für einen Netzwiederaufbau beschreibt. Die noch offenen und für eine einheitliche Vorgangsweise notwendigen Details zu diesem Thema sollen künftig in der NC *“Requirements and Operational Procedures in Emergency”* festgelegt werden.

In Österreich werden die Pflichten der Betreiber von Übertragungsnetzen im *ELWOG 2010 § 40 Z. 15* folgendermaßen beschrieben [2.2]:

*Die Ausführungsgesetze haben Betreiber von Übertragungsnetzen zu verpflichten, ein sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsnetz zu unterhalten, d.h. die Bereitstellung aller notwendigen Hilfsdienste, einschließlich jener, die zur Befriedigung der Nachfrage erforderlich sind, zu gewährleisten, sofern diese Bereitstellung unabhängig von jedwedem anderen Übertragungsnetz ist, mit dem das Netz einen Verbund bildet, und Maßnahmen für den Wiederaufbau nach Großstörungen des Übertragungsnetzes zu planen und zu koordinieren, indem er vertragliche Vereinbarungen im technisch notwendigen Ausmaß sowohl mit direkt als auch indirekt angeschlossenen Kraftwerksbetreibern abschließt, um die notwendige Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit ausschließlich durch die Übertragungsnetzbetreiber sicherzustellen.*

Der Übertragungsnetzbetreiber ist somit die zuständige Stelle für eine übergeordnete Koordination – ausgestattet mit der Verpflichtung, vertraglich die notwendige Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken, die nicht ausschließlich an das Übertragungsnetz angeschlossen sein müssen, sicherzustellen. Eine Rückerstattung der dafür anfallenden Kosten erfolgt in Österreich derzeit auch ausschließlich an den Übertragungsnetzbetreiber. Im *ELWOG 2010* findet sich unter „Pflichten der Verteilernetzbetreiber, §45 (Grundsatzbestimmung)“ weder eine Verpflichtung für eine Beteiligung von Verteilernetzbetreibern am Netzwiederaufbau noch Hinweise für die Möglichkeit eines Aufbaus von lokalen Netzsinseln als Unterstützung für den Übertragungsnetzbetreiber.

Als Folge dieser gesetzlichen Regelung wurde von der Austrian Power Grid mit den beiden Kraftwerksgruppen Kaprun und Malta, die sich im Eigentum der Verbund Hydro Power befinden, für den „überregionalen Inselaufbau“ des Übertragungsnetzes die Vorhaltung von Leistungen für Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit vertraglich gesichert. Zusätzlich bestehen zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und den Verteilernetzbetreibern der Bundesländer Salzburg, Oberösterreich, Kärnten, Steiermark, Tirol, Niederösterreich und Burgenland als auch für das Versorgungsgebiet Wienstrom acht regionale Notkonzepte bzw. Netzwiederaufbaukonzepte. In der „Richtlinie über den Wiederaufbau des Übertragungsnetzes nach einem großräumigen Netzzusammenbruch“ aus dem Jahr 2013 [5.30] wird auf diese regionalen Konzepte der verschiedenen Verteilernetzbetreiber dezidiert hingewiesen. Die Verteilernetzbetreiber der Bundesländer Salzburg, Oberösterreich, Kärnten und Niederösterreich haben ihrerseits, aufgrund der

Verträge mit dem Übertragungsnetzbetreiber, Vereinbarungen für die Vorhaltung von Leistungen für Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit mit Speicher-, Lauf- bzw. thermischen Kraftwerken abgeschlossen.

Diese Konzepte werden in gemeinsamen Simulationstrainings bei der Firma DUtrain<sup>5</sup> sowie in Inselbetriebsversuchen in regelmäßigen Intervallen geübt und überprüft. Die dabei gewonnenen Erfahrungen zeigen, dass durch den Einsatz von geeigneten schwarzstart- und inselbetriebsfähigen Kraftwerken in den Verteilnetzen zum einen sensible Infrastruktureinrichtungen viel rascher wiederversorgt werden können und zum anderen der Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes wesentlich unterstützt und beschleunigt werden kann.

Die Vereinbarungen zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und den Verteilnetzbetreibern werden seitens Energie-Control Austria (ECA) zwar akzeptiert, es wird aber ausdrücklich darauf hingewiesen, dass keine rechtliche Verpflichtung sowie finanzielle Kompensation dafür besteht, regionale Netzwiederaufbaukonzepte zu erstellen oder zu beüben. Diese werden somit, trotz gültiger Verträge, seitens der ECA nicht als offizieller Bestandteil des österreichischen Netzwiederaufbaus anerkannt. Des Weiteren wird seitens ECA darauf verwiesen, dass der Übertragungsnetzbetreiber in Absprache mit den Verteilnetzbetreibern zu ermitteln hat, in welchem Ausmaß der Abschluss von Verträgen mit Kraftwerksbetreibern erforderlich ist, um die für den Betrieb eines sicheren Elektrizitätsnetzes notwendige Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit sicherzustellen. Das vom Übertragungsnetzbetreiber zu koordinierende, österreichweite Netzwiederaufbaukonzept kann laut ECA daher weitere regionale Inseln vorsehen, sofern diese technisch notwendig und wirtschaftlich angemessen sind, sowie eine deutliche Verkürzung der Wiederversorgungszeit verursachen. Damit wurde seitens ECA zwar eine prinzipielle Regelung in Aussicht gestellt, konkrete Aussagen zur Vorgangsweise und insbesondere zum Thema der finanziellen Kompensation für regionale Netzwiederaufbaukonzepte gibt es bis dato jedoch noch nicht.

---

1-XV\_\_\_\_\_

<sup>5</sup> DUtrain GmbH: <http://www.dutrain.de/> (abgefragt am 27.05.2014)

## 5.4 Netzwiederaufbau

### 5.4.1 Strategien für einen Netzwiederaufbau

Die Strategien für den Netzwiederaufbau nach einem Blackout werden in der *Policy 5* des *Operation Handbook* beschrieben und in die „Bottom-Up“ und die „Top-Down“ Strategie unterteilt. Der Netzwiederaufbauprozess sowie die notwendigen Systemverantwortlichen nach einer Großstörung sind hierzu in Abbildung 5-6 dargestellt.

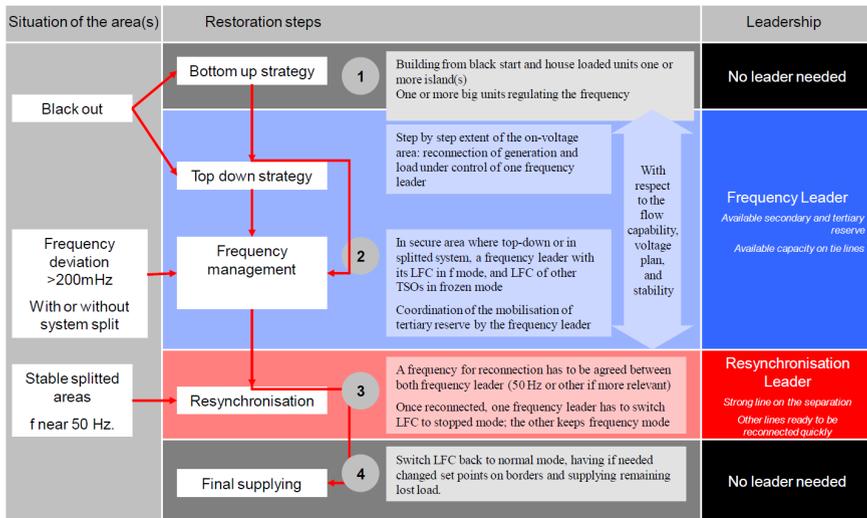


Abbildung 5-6: Prozess der Wiederherstellung nach einer Systemstörung [5.26]

Die Top-Down Strategie beschreibt den Netzwiederaufbau im Fall einer anstehenden Spannung bei einem benachbarten Übertragungsnetzbetreiber. Die Spannung an den Kuppelstellen wird dazu genutzt, um gestörte Netzbereiche wieder zu versorgen. Im Unterschied dazu ist es bei der Bottom-Up Strategie notwendig, innerhalb des gestörten Netzgebietes einen Netzwiederaufbau mit schwarzstartfähigen Kraftwerken durchzuführen. Hier kann eine Synchronisierung mit anderen, bereits bespannten Netzbereichen erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen.

In den Netzwiederaufbaukonzepten der Verteilnetzbetreiber werden diese beiden Netzwiederaufbaustrategien Bottom-Up und Top-Down in hohem Detailgrad ebenfalls beschrieben. Da in der Praxis von unterschiedlichsten Störverläufen ausgegangen werden muss und die Grenze zwischen versorgtem und unversorgtem Netz beliebig verlaufen kann, sind die beschriebenen Strategien als flexible Rahmenkonzepte zu verstehen, welche im Störfall an die sich ergebenden Netzverhältnissen angepasst werden müssen.

## 5.4.2 Dauer eines Netzwiederaufbaus in Österreich

Die Erfahrungen zum Thema Netzwiederaufbau und damit auch zu einem Zeitablauf desselben beschränken sich in Österreich und im Rest Europas auf durchgeführte Simulationstrainings sowie Schwarzstart- und Inselbetriebsversuche. Um zu einer realistischen Näherung für die gesamte Zeitdauer eines Netzwiederaufbaus zu gelangen, können als Grundlage die zeitlichen Abläufe aus diesen Trainings und Versuchen herangezogen werden. Hier ist allerdings zu berücksichtigen, dass in den Simulationen die Rahmenbedingungen wie Kommunikation, Verfügbarkeit aller Netz- und Erzeugungsanlagen, zusätzliches Störungsgeschehen, etc. optimiert gehalten werden.

Dies führt für den Fall eines Netzwiederaufbaus in Österreich mittels Bottom-Up Strategie zu folgender, groben Abschätzung:

- Unter optimalen Bedingungen konnten am DUtrain-Netzsimulator nach circa 4 Stunden sukzessive etwa 2.000 MW (ca. 25% Versorgungsgrad für Österreich) wiederversorgt und die Spannungsversorgung des Höchstspannungsnetzes inkl. der 110-kV Übergabestellen zu den einzelnen Verteilnetzbetreibern hergestellt werden.
- Unter realen Bedingungen (Kommunikationsaufwand, Anlagenbesetzung) ist für diesen Ablauf in etwa mit einer 2- bis 3-facher Zeitdauer, und somit ca. 10 Stunden, unter Voraussetzung der vollen Verfügbarkeit aller Betriebsmittel (Leitungen, Schaltanlagen, Transformatoren, Kraftwerke) zu rechnen.
- Für eine vollständige Versorgung aller Kundenanlagen und somit eine Wiederversorgung des gesamten Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzes in Österreich kann in weiterer Schätzung davon ausgegangen werden, dass ca. 20 bis 30 Stunden vergehen werden. Diese Schätzung gilt jedoch unter der Voraussetzung keiner zusätzlichen Behinderungen beim Netzwiederaufbau. Erfahrungsgemäß ist jedoch bei einem Stromausfall vereinzelt mit Störungen in Anlagen (z.B. Hilfsstrom-, Steuer- und Schutzeinrichtungen) durch undefinierte Spannungssituation zu rechnen, welche die Wiederversorgung noch weiter verzögern können. Eine wesentliche Verkürzung dieser Zeit könnte durch den parallelen Netzwiederaufbau durch Verteilnetzbetreiber, und damit unter Einbeziehung von regionalen Netzwiederaufbaukonzepten, erfolgen.

### 5.4.3 Vorteile regionaler Netzwiederaufbaukonzepte

Die im ersten Schritt von der ECA genehmigte Vorgangsweise beinhaltet für Österreich zwei schwarzstartfähige Kraftwerke, mit welchen der Übertragungsnetzbetreiber für den Zweck des Aufbaus des Höchstspannungsnetzes entsprechende Verträge abgeschlossen hat. Die Entscheidung zwei Kraftwerke, eines in Salzburg und eines in Kärnten, zu kontrahieren wurde aufgrund technischer Gegebenheiten sowie aus Gründen der Standortredundanz getroffen. Die Möglichkeiten einer weiteren, regionalen Diversifizierung der schwarzstart- und inselbetriebsfähigen Kraftwerke und damit auch das Thema einer zeitlichen Gesamtoptimierung wurden von den Verteilnetzbetreibern im Detail untersucht, von der ECA jedoch noch nicht anerkannt.

Ziel einer künftigen Strategie könnte es somit sein, die Zeitspanne einer Nichtversorgung der österreichischen Bevölkerung, unter Beachtung der dafür notwendigen Kosten, möglichst gering zu halten. Voraussetzung dazu wäre die Entwicklung eines Gesamtkonzeptes – unter Überprüfung aller bisher vertraglich vereinbarten und eventuell neu angedachten regionalen Netzwiederaufbaupläne – sowie die anschließende Schaffung einer entsprechenden Rechtssicherheit. Letztgenanntes könnte z.B. durch Anpassung der Pflichten der Verteilnetzbetreiber im § 45 (Grundsatzbestimmung) im ELWOG umgesetzt werden.

Der Vorteil des Aufbaus von regionalen Inselnetzen in den Bundesländern ist, dass der Aufbau parallel und unabhängig von der Störungssituation im Übertragungsnetz erfolgen kann. Der Übertragungsnetzbetreiber ist in jedem Fall die übergeordnete, koordinierende Stelle – unabhängig welche Strategie im Netzwiederaufbau gewählt wird. Im Fall der Bottom-Up Strategie, also des Aufbaus der Spannung mit schwarzstartfähigen Kraftwerken unter Einbeziehung von regionalen Inseln, obliegt es ebenfalls dem Übertragungsnetzbetreiber, situationsbedingt die Vorgangsweise vorzugeben und bei Bedarf anzupassen. Zu diesem Zweck bedarf es jedoch eines klaren Regelwerkes mit jenen Verteilnetzbetreibern, die einen Netzwiederaufbau starten können. Bestehende Verträge müssten hierfür überprüft und gegebenenfalls angepasst werden.

Die Diskussion über den Nutzen regionaler Netzwiederaufbaukonzepte wurde auf Initiative der österreichischen Verteilnetzbetreiber mit der Energie-Control Austria in den Jahren 2012 und 2013 intensiv geführt. Dabei wurde seitens der Verteilnetzbetreiber festgehalten, dass durch das Vorhandensein geeigneter regionaler Inseln der gesamtösterreichische Netzwiederaufbau erheblich beschleunigt werden kann, zusätzliche Handlungsoptionen auch zukünftig sicherstellt werden und damit die Absicherung der Wiederversorgung von Endkunden wesentlich erhöht wird. Es wurde darauf hingewiesen, dass ein koordinierter und abgestimmter regionaler Inselnetzaufbau im Falle eines großräumigen Blackouts die bestmögliche Strategie für einen beschleunigten

Netzwiederaufbau mit daraus folgender Schadensminimierung speziell für Ballungsräume darstellt. Neben der Vermeidung unnötiger öffentlicher Gefährdung können durch die raschere Wiederversorgung von Kundenanlagen mit regionalen Netzeinseln zusammengefasst folgende Effekte erzielt werden:

- Erhöhung der Optionen der Startpunkte eines Netzwiederaufbau unter Berücksichtigung der Vielfalt der möglichen Ausfallsszenarien
- Sicherstellung des Eigenbedarfes der Leitstellen, Schalt- und Erzeugungsanlagen
- rasche Wiederversorgung von Ballungsräumen
- Reduktion des volkswirtschaftlichen Schadens durch kürzere Ausfallszeiten
- Erhöhung der Gesamtnetzstabilität nach Synchronisierung mit der Insel des Übertragungsnetzbetreibers

Ein weiterer, nicht vernachlässigbarer Aspekt ist die regionale Versorgungsaufgabe der Verteilnetzbetreiber. Obgleich derzeit nicht rechtlich verankert, obliegt den Verteilnetzbetreibern auch eine gesellschaftliche Verpflichtung. Dies ist die Wiederherstellung der Versorgung nach jeglicher Versorgungsunterbrechung – also auch nach einem Blackout – unter Ausschöpfung sämtlicher zur Verfügung stehender Mittel. Jene Verteilnetzbetreiber, die auch bisher die Möglichkeit hatten, im Falle eines Blackouts ein Inselnetz aufzubauen, würden unzulässig handeln, wenn sie nun darauf vertrauen und warten würden, bis eine anstehende Spannung von anderen Netzbetreibern zur Verfügung gestellt wird. Dies würde, insbesondere bei einem länger andauernden Ereignis, weder von der Bevölkerung noch von der Politik akzeptiert werden. Ein regionaler Netzwiederaufbau zur schnelleren Wiederversorgung aller Netzkunden müsste somit von den verantwortlichen Stellen nicht nur gewünscht, sondern letztlich auch gefordert werden.

In der Studie des Büros für Technologiefolgen–Abschätzung beim Deutschen Bundestag über Folgen eines Blackouts [5.8] werden für eine „nachhaltigen Steigerung der Robustheit der Stromversorgung nach einem Stromausfall“ ebenfalls regional begrenzte Inselnetze als mögliche Option vorgeschlagen. Weiters wird in dieser Studie empfohlen, die Überprüfung der technischen und ökonomischen Machbarkeit in einem Modellprojekt durchzuführen.

#### **5.4.4 Rechte und Pflichten im Netzwiederaufbau**

Im Falle einer Großstörung und eines anschließenden Netzwiederaufbaus müssen die Verantwortungsbereiche aller aktiv beteiligten Unternehmen und Personen bereits vorab klar geregelt sowie die Rechte und Pflichten eindeutig festgelegt sein. Diese können wie in [5.57, 5.58] folgendermaßen beschrieben werden:

##### **Übertragungsnetzbetreiber**

- Ausruf und Information über Beginn und Ende einer Großstörung
- Abstimmung mit benachbarten Regelzonenführern
- Festlegung der Strategie für den Wiederaufbau des Übertragungsnetzes
- Führung des Netzwiederaufbaus im Übertragungsnetz (inkl. Frequenzführung)
- Freigabe der Netzwiederaufbastrategie für die direkt angeschlossenen Verteilnetzbetreiber
- Einsatzsteuerung der direkt angeschlossenen Kraftwerke
- Leistungsvorgaben für die direkt angeschlossenen Verteilnetzbetreiber und Kunden
- Steuerung der Netzregelung

##### **Verteilnetzbetreiber**

- Festlegung der Strategie für den Wiederaufbau des Verteilnetzes in Abstimmung mit dem Übertragungsnetzbetreiber
- Führung des Netzwiederaufbaus im Verteilnetz (inkl. Frequenzführung)
- Steuerung des Kraftwerkseinsatzes für direkt angeschlossene Kraftwerke
- Koordination nachgelagerter Verteilnetzbetreiber
- Leistungsvorgaben für die direkt verbundenen Verteilnetzbetreiber und Kunden
- Management der Leistungsvorgaben des Übertragungsnetzbetreibers

##### **Kraftwerksbetreiber**

- Bescheidgemäßer Kraftwerksbetrieb
- Einhaltung der mit dem regionalen Netzwiederaufbaukonzept festgelegten Strategien
- Einhaltung der Vorgaben des Insel-/Frequenzführers (Empfang von Handlungsaufträgen, Rückmeldung der Ausführung)
- Leistungserbringung der durch Richtlinien (z.B. TOR) oder vertraglich festgelegten Leistungen

In jeder Netzzinsel ist eine Stelle für die Frequenzvorgaben zuständig. Kommt es zum Zusammenschluss von Netzzinseln, ist die Rolle dieses Frequenzführers eindeutig festzulegen.

## 5.4.5 Kosten regionaler Netzinseln

Die Entscheidung, regionale Netzinseln für den Fall eines Blackouts vorzuhalten, schließt in weiterer Folge auch das Thema Aufwendungen und somit Kosten ein, welche in diesem Kapitel näher betrachtet werden. Prinzipiell sind in diesem Zusammenhang folgende Aufwendungen anzuführen:

### Netzbetreiber

- Konzepterstellung und -anpassung
- Erstellung eines Simulationsmodells (Optimierung, Beurteilungen)
- Vorbereitung und Durchführung von Inselbetriebsversuchen sowie Auswertung der Ergebnisse
- Simulator-Training des Leitstellenpersonals

### Kraftwerksbetreiber

- Mehraufwand für Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit
  - Investition
  - Wartung
  - Betriebskosten für Notstromaggregate, Batterien, Hausmaschinen
- Funktionstests, wie z.B. regelmäßiger Schwarzstart oder Inselbetriebsversuche
- Schulung des Leitstellenpersonals (Vor-Ort und Simulator)

### Handel

- Erlösentgang während der Inselbetriebsversuche

Die direkten Aufwendungen des Netzbetreibers, welche darstellbare Kosten verursachen, sind hierbei die Punkte der Inselbetriebsversuche und des Simulatortrainings. Bei den Versuchen sind vor allem die externen Kosten – insbesondere eine Unterstützung für Messungen und Auswertungen – zu erwähnen. Der Aufwand für die Erstellung eines Simulationsmodells hängt damit zusammen, welche Aufgaben mit diesem Modell zu erfüllen bzw. welche Fragen zu beantworten sind. Eine dynamische Analyse des zu erwartenden Frequenzverlaufs unter Berücksichtigung von neuen Kraftwerkskomponenten, wie z.B. durch den Tausch eines Turbinenreglers, oder die Beurteilung von zusätzlichen Kleinkraftwerken setzt ein sehr detailliertes Modell mit entsprechend großem Aufwand für die Erstellung voraus (siehe Kapitel 5.8.3).

Die größten Kosten treten jedoch im Bereich der Kraftwerksanlagen für die Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit der Maschinensätze auf. Bei Kraftwerken, die bereits in bestehende Netzwiederaufbaukonzepte integriert sind, fallen keine zusätzlichen Investitionskosten an, sondern ausschließlich die wesentlich geringeren Kosten für Instandhaltung, Schulung, Funktionstests und die Bildung von Rücklagen. Eine

Erweiterung von Konzepten mit neuen Kraftwerksanlagen bzw. die Integration neuer, bisher noch nicht bestehender lokaler Wiederaufbaukonzepte in das Gesamtkonzept würde jedoch erhebliche Investitionskosten in den dafür notwendigen Kraftwerken mit sich bringen.

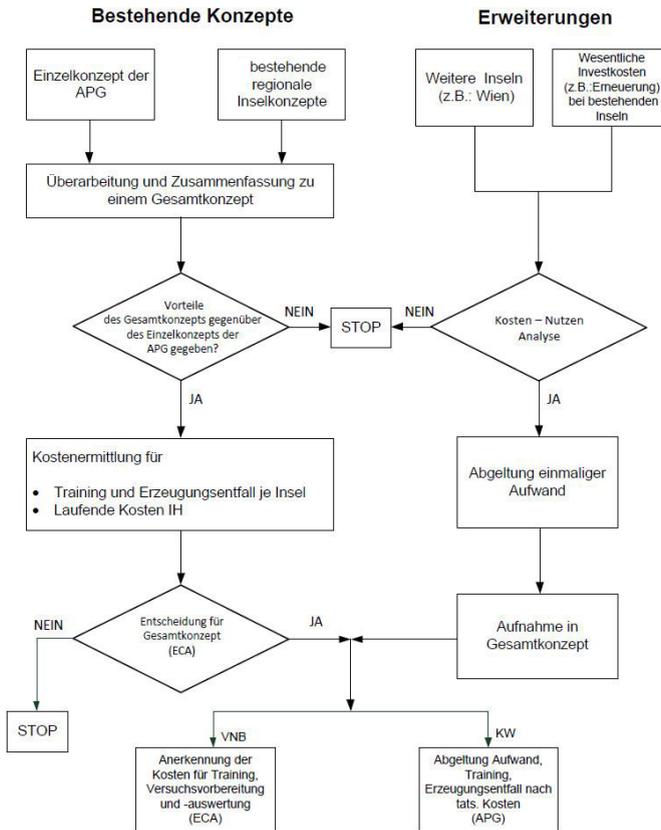


Abbildung 5-7: Möglichkeit der Integration regionaler Netzwiederaufbaukonzepte

Die Möglichkeit einer Beurteilung bestehender, aber auch neuer Konzepte anhand einer „Kosten-Nutzen“-Analyse ist in Abbildung 5-7 dargestellt. Vorgesehen ist dabei, alle Konzepte individuell zu bewerten und bei positiver Beurteilung entsprechend abzugelten. Die Entscheidung wird nach technischen und wirtschaftlichen Überlegungen von der Behörde (ECA), mit Unterstützung durch die Netzbetreiber, getroffen. Sollte die Entscheidung über ein regionales Netzwiederaufbaukonzept positiv ausfallen, könnten die Aufwendungen des Verteilnetzbetreibers (VNB) über die ECA direkt abgegolten werden. Die Aufwendungen der Kraftwerksbetreiber würden über die Austrian Power Grid (APG)

als Übertragungsnetzbetreiber ersetzt werden, die ihrerseits die Kosten über den Netztarif rückerstattet bekommt.

Der dritte Bereich, in welchem Aufwendungen für das Thema Netzwiederaufbau anfallen, ist der Energiehandel. Bei diesen Kosten handelt es sich ausschließlich um jenen Erlösentgang, welcher in dem Zeitraum der Inselbetriebsversuche durch die Nichtverfügbarkeit der Maschinen entsteht. Bisher durchgeführte Versuche hatten eine durchschnittliche Dauer von circa 4-6 Stunden. Die in diesem Zeitraum nicht verkaufte Energie gilt es nach wirtschaftlichen Kriterien zu bewerten und die errechnete Differenz dem Unternehmen zu erstatten. Inselbetriebsversuche sollten, wie bereits in Kapitel 2.5 erwähnt, in mehrjährigen Abständen stattfinden. Die Kosten für den Handel würden sich somit ebenfalls auf diese Jahre aufteilen.

Bei der Entscheidung sollte weiters berücksichtigt werden, dass der Verzicht auf regionale Netzwiederaufbaukonzepte mittelfristig auch den Rückbau von Anlagenkomponenten, die ausschließlich im Inselbetrieb bzw. beim Netzwiederaufbau benötigt werden, zur Folge hat. Zusätzlich erfolgt ein Know-How Verlust des Personals aufgrund der nicht mehr durchgeführten Trainingseinheiten. Wird ein regionales Netzwiederaufbaukonzept einmal aufgegeben, ist eine Rückkehr zu diesem Konzept nur mehr schwer möglich bzw. mit sehr hohen Aufwendungen verbunden.

## 5.5 Technische Schlüsselfaktoren für einen Netzwiederaufbau

Bei einem Netzwiederaufbau sind viele technische Aspekte in unterschiedlicher Ausprägung zu berücksichtigen. In diesem Kapitel werden verallgemeinert die wesentlichsten, zum Teil bereits länger bekannten aber auch in den letzten Jahren neu aufgetretenen Themen zusammengefasst, welche bei der Erstellung eines Netzwiederaufbaukonzeptes Berücksichtigung finden sollten. Den Schwerpunkt stellt dabei die Betrachtung des „Bottom-Up“-Konzeptes, also des Netzwiederaufbaus aus dem Schwarzstart dar. Die Inhalte dieses Kapitels wurden zusammengefasst bereits in [5.4<sup>RS</sup>, 5.54<sup>RS</sup>] veröffentlicht.

### Voraussetzung in den Leitstellen

Die Ausstattung einer modernen Leitstelle eines Verteilnetzbetreibers wurde im Kapitel 3 bereits detailliert beschrieben. Viele der dargestellten Komponenten und Applikationen sind für den Normalbetrieb hilfreich und notwendig, einige wenige sind jedoch für einen Netzwiederaufbau entscheidend. Eine dieser Einrichtungen ist die Kommunikationsanlage bzw. die verschiedenen, redundant aufgebauten Kommunikationseinrichtungen, die einen Kontakt zu allen Partnern auch bei großflächigen Versorgungsunterbrechungen sicherstellen. Im Falle eines Ausfalls dieser Verbindungen gibt es keine Möglichkeit, mit einem Inselnetzaufbau zu beginnen bzw. fortzufahren. Hierbei ist nicht nur die Ausstattung in der Netzleitstelle, sondern auch die Übertragungswege sowie die Ausrüstung der Gegenstellen, wie die Kraftwerksleitstelle, die Leitstelle des Übertragungsnetzbetreibers und gegebenenfalls die Notrufleitstellen der verschiedenen Einsatzorganisationen zu betrachten.

Aus diesem Grund ist es notwendig, Systeme zur Verfügung zu stellen, die durchgängig unabhängig von externer Versorgungsspannung und vollständig redundant aufgebaut sind. Besonders zu beachten sind Komponenten an zentralen Stellen wie z.B. in Kommunikationsknoten, deren unabhängige Stromversorgung für die gesamte Dauer eines möglichen Spannungsausfalls auszureichen ist. Für diese gesicherten Kommunikationsstrecken können Verbindungen mit einer eigenen, unabhängigen Punkt-zu-Punkt Verbindung, Funknetze oder Satellitentelefone eingesetzt werden. Unabhängig von der Art des Systems sind, zur Sicherstellung der Zuverlässigkeit, regelmäßige Kontrollen auf Schwachstellen sowie periodische Tests durchzuführen. Nur durch diese Überprüfungen kann ein reibungsloser Einsatz auch während einer Großstörung sichergestellt werden.

Ein weiterer Punkt ist eine visuelle Anzeige der europäischen und innerösterreichischen Netzverhältnisse. Die Notwendigkeit einer solchen Anzeige wurde vor einigen Jahren auf

Übertragungsnetz-Ebene erkannt und in einzelnen Staaten auch für Verteilnetzbetreiber installiert, wie bereits in Kapitel 3.11 angeführt. Im Falle eines Netzwiederaufbaus werden mit dieser Applikation wichtige Informationen des Regelzonenführers und Übertragungsnetzbetreibers an alle betroffenen Netzbetreiber parallel und nahezu unverzögert übermittelt. Umgekehrt ist es möglich, Informationen über den Netzzustand oder z.B. den Versorgungsgrad von Verteilnetzbetreibern an den Übertragungsnetzbetreiber zurückzusenden.

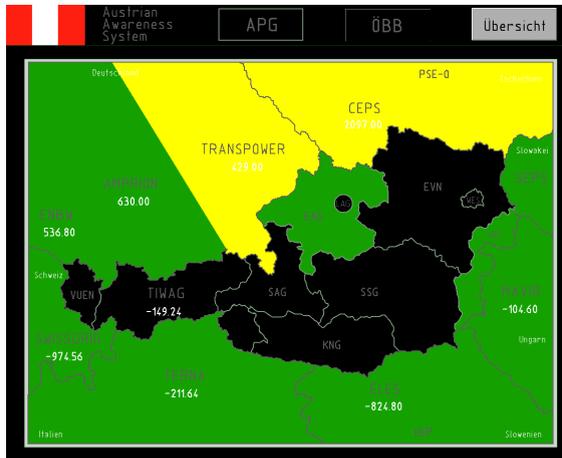


Abbildung 5-8: Leitstellenvisualisierung des Austrian Awareness Systems (Simulation)

In Abbildung 5-8 ist die Umsetzung der Visualisierung der AAS-Rohdaten in einer Leitstelle dargestellt. Grün bedeutet einen Netzzustand ohne Verletzung der (n-1)-Sicherheit oder anderer Stabilitätsgrenzen. Gelb signalisiert einen Alarmzustand und somit einen kritischen Netzzustand. Schwarz bedeutet ein Blackout, und somit einen vollständigen Zusammenbruch der Energieversorgung des markierten Netzgebietes. Der Netzzustand des Übertragungsnetzes wird als entsprechend eingefärbter Rahmen gesondert visualisiert. Dieses Bild ist während eines AAS-Systemtests aufgenommen worden und gibt keinen realen Netzzustand wieder.

Während des Netzwiederaufbaus ist, insbesondere bei Lastzuschaltungen, eine Frequenzanzeige von großer Aussagekraft. Mit der ungefähren Kenntnis der zu erwartenden Lastgröße und der Visualisierung des erreichten Frequenzminimums ist es dem Operator möglich, eine Entscheidung darüber zu treffen, ob mit den geplanten Schritten fortgefahren werden kann oder ob Anpassungen, z.B. an der Größe der weiteren Lastzuschaltungen, vorgenommen werden müssen. Dazu ist es jedoch Voraussetzung, die Frequenz dynamisch und in einer geeigneten Auflösung dargestellt zu bekommen. Aufgrund der Erfahrungen aus Inselbetriebsversuchen ist eine Auflösung von ca. 200 ms

zu empfehlen. Abhängig vom dynamischen Verhalten kann diese Auflösung auch größer gewählt werden. Eine zu geringe Auflösung würde jedoch eine falsche Darstellung des Frequenzverlaufs zur Folge haben und dem Operator unzureichende Informationen zur Verfügung stellen.

Netzleitsysteme nach dem derzeitigen Stand der Technik haben die Möglichkeit, jegliche Art von Messwerte in einer minimalen Auflösung von einer Sekunde darzustellen. Diese Darstellung ist zwar für den Normalbetrieb mehr als ausreichend, für die Visualisierung der erwähnten Frequenzänderungen im Netzwiederaufbau jedoch nicht geeignet. Aus diesem Grund muss auf andere Methoden für eine dynamische Frequenzanzeige zurückgegriffen werden. Eine Möglichkeit wäre der Einsatz von PMUs, wie bereits in Kapitel 3.10 beschrieben, oder der Einsatz von Power Quality Messgeräten, die in der Leitstelle visualisiert werden können. Entscheidend für die Wahl eines Messsystems kann der Zusatznutzen der Geräte sein, wie z.B. die online-Erkennung von Stabilitätsverletzungen beim Einsatz von PMUs oder eine PQ-Überwachung im 110-kV Netz beim Einsatz von Power Quality Messgeräten.

Ein weiterer, wesentlicher Punkt, auf den bislang noch nicht eingegangen wurde, ist die Systemruhe zwischen einzelnen Schalthandlungen. In Versuchen hat sich gezeigt, dass das Abwarten des eingeschwungenen Zustandes und das Erreichen der eingestellten Leistungswerte an den Maschinensätzen für einen stabilen Inselnetzaufbau von entscheidender Bedeutung sind. Für diese Beurteilung ist eine entsprechende Frequenzvisualisierung ebenso notwendig.

### **Anforderung an Erzeugungsanlagen**

Die Fähigkeit von Kraftwerken, eine Insel aufzubauen und diese stabil zu halten, ist die Grundlage für jeglichen Netzwiederaufbau. Als Voraussetzung für Erzeugungsanlagen gelten dabei insbesondere die

- **Schwarzstartfähigkeit:** Die Schwarzstartfähigkeit einer Erzeugungsanlage bedeutet, dass diese ohne elektrischen Energiebezug aus dem Netz in Betrieb genommen werden kann. Ein solches Kraftwerk muss darüber hinaus für Inselbetrieb ausgelegt sein und Lastzuschaltungen in ausreichend großen Sprüngen verkraften können. [5.44] In der Definition der Schwarzstartfähigkeit steckt somit die Fähigkeit einer Anlage, bei fehlender Netzspannung die Energie für die kraftwerksinternen Verbraucher, z.B. mittels dieselbetriebenen Notstromaggregaten oder auch mittels permanenterregten Hausmaschinen, selbst aufzubringen.
- **Inselbetriebsfähigkeit:** Inselbetriebsfähigkeit von Kraftwerken heißt, dass diese, ausgehend vom normalen Netzbetrieb, so ausgelegt sind, dass vom Normalbetrieb abweichende Werte von Spannung und Frequenz ohne Eingriff seitens einer

Steuerstelle automatisch in zulässige Wertebereiche zurückgeführt und in diesen Bereichen auch bei Laständerungen gehalten werden. [5.44]

Für die erste Phase eines Netzwiederaufbaus ist es weiters notwendig, dass die Maschinenkonfiguration in der Lage ist, bereits vor der ersten Lastzuschaltung stabil zu arbeiten. Dabei werden oftmals eine oder mehrere Maschinen im generatorischen Betrieb und die weiteren Maschinen im motorischen Betrieb gefahren. Die maximalen Lastblöcke, die zu jeder Phase des Netzwiederaufbaus zugeschaltet werden dürfen, müssen in den Netzwiederaufbaukonzepten niedergeschrieben werden. Diese leiten sich aus der Summe an rotierender Energie und aus den Primärregelbeiträgen der einzelnen Maschinen im Zuschaltaugenblick ab. Diese Parameter können dem Operator online nicht zur Verfügung gestellt werden und müssen aus den Konzepten sowie den Trainings bekannt sein.

Um Zustände mit unzureichender Dämpfung, verursacht durch unterschiedliche mechanische Zeitkonstanten, Nichtlinearitäten oder unzureichende Parametereinstellungen, in einem Netzwiederaufbau zu vermeiden, sollten sich nur ausgewählte und getestete Generatoreinheiten an der Frequenzregelung beteiligen. Die restlichen Generatoren sollten mit einer fest eingestellten Wirkleistungsabgabe betrieben werden, sich dadurch nur an der rotierenden Energie beteiligen und somit einen flacheren Frequenzgradienten bewirken. Diese Maßnahme sorgt für stabile Verhältnisse, insbesondere bei Frequenzänderungen im Inselnetz, wie z.B. vor der Synchronisierung der Insel mit dem übergeordneten oder einem benachbarten Netz.

Ein weiterer, wesentlicher Punkt ist die Evaluierung von Revisions Szenarien und damit die Untersuchung der minimal notwendigen Maschinenkonfiguration. In Netzwiederaufbaukonzepten und bei Inselbetriebsversuchen wird üblicherweise vom Idealfall – einer vollständigen Verfügbarkeit aller Maschinen – ausgegangen. In der Praxis zeigt sich aber, dass insbesondere Erzeugungseinheiten – durch ihren erhöhten Einsatz im liberalisierten Markt – geringeren Instandhaltungsintervallen ausgesetzt sind. Von einer ständigen Verfügbarkeit dieser Anlagen kann somit nicht ausgegangen werden.

Als Beispiel kann hier die Untersuchung eines Maschinenparks in einem Verteilnetz [5.40<sup>RS</sup>] angeführt werden. Dabei wurde mit Unterstützung eines Simulationsmodells unter Berücksichtigung gesammelter Erkenntnisse eine Minimaleinsatzkonfiguration der Maschinen für den Netzwiederaufbau bestimmt. Weiters wurde untersucht, ob eine Substitution von einzelnen Maschinen möglich ist, wobei besonders die erste Phase des Netzwiederaufbaus entscheidend ist. Eine Übersicht der Ergebnisse ist in Abbildung 5-9 dargestellt. Die Frequenzgrenzen wurden für diese Untersuchung mit 49 Hz und 51 Hz festgelegt. Nach neueren Erkenntnissen würde der obere Frequenzwert auf 55 Hz angepasst werden (siehe Kapitel 5.8). Die Grundaussage dieser Tabelle würde sich jedoch

nur geringfügig verändern, da die untere Frequenzgrenze schneller erreicht wird und somit auch entscheidend ist.

			M1.1 und M1.2 inselführend			M1.1 oder M1.2 inselführend		
			Maschinen Kraftwerk 1			Maschinen Kraftwerk 1		
			5	4	3	5	4	3
M1.1, M1.2 2 Düsen im gesamten Leistungs- bereich	Maschinen Kraftwerk 5	2	✓	✓	✓	o	o	x
		1	✓	✓	✓	o	x	x
		0	✓	o	o	x	x	x
Entlastung von M1.1, M1.2 nach der 2. und 3. Last- zuschaltung	Maschinen Kraftwerk 5	2	✓	✓	o	x	x	x
		1	o	o	x	x	x	x
		0	x	x	x	x	x	x
M1.1, M1.2 Umschaltung auf 2 Düsen bei $P_{Gen} > 15 \text{ MW}$	Maschinen Kraftwerk 5	2	✓	✓	✓	xx	xx	xx
		1	✓	✓	✓	xx	xx	xx
		0	✓	✓	o	xx	xx	xx

Abbildung 5-9: Minimaleinsatzkonfiguration von Generatoren [5,40<sup>RS</sup>]

Die rot hinterlegten Felder sind Maschinenkonfigurationen, bei denen ein Netzwiederaufbau mit den vorgegebenen Leistungszuschaltungen und Frequenzgrenzen nicht möglich ist. Orange eingefärbten Felder repräsentieren Konfigurationen mit simulierten Frequenzminima nahe der erlaubten Frequenzgrenze. Die grünen Bereiche stehen für jene Maschinenkonfigurationen, bei denen die Frequenzminima deutlich über 49 Hz liegen und somit ein Netzwiederaufbau für die definierten Anforderungen ohne eine Verletzung der festgelegten Frequenzgrenzen erfolgen kann.

### Generator- und Leitungsschutzeinrichtungen

Kritische Situationen in Inselnetzen ergeben sich in erster Linie bei Schalthandlungen mit Lasten. Hier kann es zu Instabilitäten, unzulässigen Betriebszuständen und damit zu ungewollten Schutzabschaltungen kommen, die letztendlich zu einem Zusammenbruch des gesamten Inselnetzes führen. Zu den wesentlichen Schutzkomponenten während eines Inselbetriebes zählen die Generator- und die Leitungsschutzeinrichtungen. Langwierige Schutzumstellungen, insbesondere an den Maschinensätzen, können in der Phase vor bzw. während des Netzwiederaufbaus nicht vorgenommen werden. Die Schutzeinstellungen dieser Einrichtungen müssen somit für den Normalbetrieb als auch für den Netzwiederaufbau gleichermaßen gelten bzw. umschaltbar ausgeführt sein und geben die

Grenzwerte für den Wiederaufbau vor. Aus diesem Grund bedarf es bereits im Vorfeld abgestimmte Festlegungen und Einstellungen.

Generatoren, die sich am Netzwiederaufbau beteiligen, müssen die Vorgaben laut TOR - Teil E [5.47] erfüllen. Die in diesem Dokument angeführten frequenzabhängigen Maßnahmen sind in erster Linie für die Vermeidung von Großstörungen und die Begrenzung ihrer Auswirkungen relevant, würden aber – unter der oben angeführten Annahme, dass diese Werte vor einem Netzwiederaufbau nicht angepasst werden – auch während des Netzwiederaufbaus Gültigkeit besitzen. Jene Frequenz, bei der sich die Maschinensätze vom Netz trennen, ist mit kleiner gleich 47,5 Hz definiert. Bei Überfrequenz beginnen die möglichen Abstellprogramme bereits ab 51,5 Hz. Ein Ende der Netzversorgung ist mit einer Frequenz grösser gleich 55,0 Hz festgelegt.

Abhängig von der Startfrequenz des Netzwiederaufbaus, den zu erwartenden Frequenzverläufen während des Aufbaus und der Auslegung der Maschinensätze müssen die Schutzeinrichtungen jener Generatoren, die sich bei einem Netzwiederaufbau beteiligen, bereits vorab eingestellt und somit dem Netzwiederaufbaukonzept angepasst werden. Die Schutzeinstellungen der Erregereinrichtungen und damit die Spannungsbänder im Netz können - beim Aufbau eines 110-kV Netzes mit mehreren 110-kV Einspeisepunkten - als unkritisch betrachtet werden. Die Einhaltung des 110-kV Spannungsniveaus muss jedoch von den Operatoren überwacht und bei Bedarf die Blindleistungseinspeisung nachjustiert werden. In unterlagerten Netzen sorgen Transformatorregeleinrichtungen für ein angepasstes Spannungsniveau.

Netzschutzeinrichtungen, wie z.B. Distanz- oder Differentialschutzgeräte, sind während eines Netzwiederaufbaus ebenfalls Frequenzwerten und Frequenzpendelungen ausgesetzt, die im Normalbetrieb normalerweise nicht auftreten. Wesentlich ist eine stabile Funktion, das heißt keine Unter- oder Überfunktion, der einzelnen Schutzmodule. Prinzipiell unterscheidet man zwischen Relais mit fester Abtastfrequenz und Geräten mit Frequenznachführung. Die zulässigen Frequenzbereiche bewegen sich bei den derzeitigen Marktführern bei  $f_N \pm 5\%$  und höher. Bei Geräten neuer Generation wird dieser Bereich nochmals wesentlich größer angegeben. Außerhalb dieses spezifizierten Messbereichs bleiben die Schutzfunktionen zwar grundsätzlich erhalten, diese werden jedoch zunehmend ungenauer. Für einen Netzwiederaufbau kann der angegebene Frequenzbereich somit als ausreichend erachtet werden.

## **Beitrag dezentraler Erzeugungsanlagen**

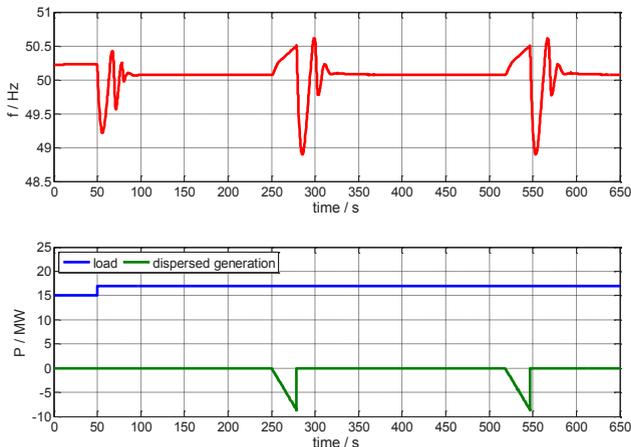
Bisher wurden beim Thema Erzeugungsanlagen ausschließlich jene Kraftwerke erwähnt und untersucht, die sich unmittelbar und gezielt am Netzwiederaufbau beteiligen. Das sind insbesondere Kraftwerke, die direkt in die 110-kV Ebene oder in eine darüber liegende Spannungsebene einspeisen. Nach Zuschalten der ersten Netzbereiche werden allerdings automatisch weitere Kraftwerke mit dem Netz verbunden, deren Einspeisung nicht unmittelbar kontrolliert werden kann. Dies sind alle jene Kraftwerke, die vorwiegend auf der Mittel-, oder Niederspannungsebene an das Verteilnetz angeschlossen sind. Auf den ersten Blick könnte das als Unterstützung angesehen werden, da es sich um zusätzliche Energielieferanten und teilweise auch um zusätzliche, rotierende Energie handelt. Das Problem bei diesen Anlagen ist jedoch die Nichtbeherrschbarkeit der Zu- und Abschaltungen seitens der Netzbetreiber und damit die fehlende Kontrolle über die einspeisende Energie.

In Deutschland ist aufgrund der zunehmenden Probleme im täglichen Netzbetrieb bereits eine Vielzahl von Anlagen auf der Mittelspannung von zentraler Stelle aus steuerbar. Eine große Anzahl von Einspeiseanlagen befindet sich allerdings auch dort auf der Niederspannungsebene und kann ebenfalls nicht kontrolliert werden. In Österreich unterliegen diese Kraftwerke den Regeln der TOR-D4 [5.49], also den „Besonderen technischen Regeln für den Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“. In dieser Vorschrift sind die Vorgaben für den Normalbetrieb, aber auch für den gestörten Netzbetrieb geregelt. Im Detail sind dabei auch die Einstellwerte für die Netzentkupplung, die insbesondere die Frequenz- und Spannungsauslösungen sowie die Zuschaltbedingungen umfassen, festgehalten. Diese Netzentkupplungen lösen somit bei Störungen im Netz und daraus resultierenden Über- und Unterfrequenzen bzw. Über- und Unterspannungen aus und nehmen die zugehörigen Kraftwerke vom Netz. Kehrt die Frequenz und die Spannung wieder in einen vorgegebenen Bereich zurück, synchronisieren sich diese Anlagen nach einer vorgegebenen Zeit automatisch wieder ans Verteilnetz und beginnen mit der Leistungsabgabe.

Die Vorgaben für die Netzentkupplungen haben sich in den letzten Jahrzehnten immer wieder verändert, sodass sich in bestehenden Anlagen, historisch bedingt, eine große Schwankungsbreite bei diesen Einstellwerten ergibt. Eine Vereinheitlichung der Einstellwerte, insbesondere bei Altanlagen, ist derzeit in Österreich gesetzlich noch nicht vorgesehen. Aus diesem Grund wird empfohlen einen Netzwiederaufbau, sofern technisch möglich, mit einer Frequenz zu beginnen, die grösser ist als jene in den Zuschaltbedingungen dieser Anlagen. Bei kleinen Erzeugungsanlagen entsprechen die Zuschaltbedingungen den Auslösekriterien der Netzentkupplung und damit den in diesen Geräten eingestellten Spannungs- und Frequenzwerten.

Die jüngste Diskussion beim Thema Netzwiederaufbau betrifft nun diesen nicht-kontrollierbaren Typ von Einspeisern. Kommt es während des Netzwiederaufbaus mit der Zuschaltung von Netzlasten zur automatischen Einspeisung dieser Erzeugungsanlagen, kann das für das Inselnetz schwerwiegende Folgen haben. Wiederum ist die erste Aufbauphase als besonders kritisch zu betrachten. Ein erstes Simulationsbeispiel ist in Abbildung 5-10 dargestellt.

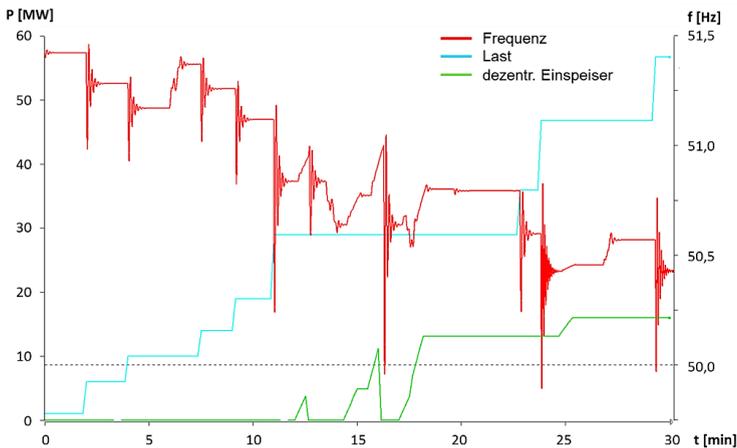
Zum Zeitpunkt von 50s wird ein Mittelspannungsabzweig in der Insel zugeschaltet, die Frequenz bricht ein und pendelt sich auf einen neuen, aufgrund der Statik der Maschinen niedrigeren Frequenzwert ein. Dadurch kommt es in weiterer Folge – zum Zeitpunkt von 250s – zu einer automatischen Synchronisierung von unterlagerten Kleinkraftwerken, die rampenförmig ihre Leistung ins Netz einspeisen. Als Konsequenz kommt es zu einem Anstieg der Frequenz. Dieser Anstieg ist abhängig vom Verhältnis der Leistung der Kleinkraftwerke zu den am Inselaufbau beteiligten, zentralen Einspeisern.



**Abbildung 5-10: Einfluss dezentraler Erzeugungsanlagen während des Netzwiederaufbaus (Simulation) [5.43<sup>RS</sup>]**

Überschreitet die Frequenz nun jenen Wert, mit welchem die Entkopplungseinrichtungen der Kleinkraftwerke eingestellt sind – in dieser Simulation wurde 50,5 Hz angenommen – löst der Leistungsschalter aus und trennt die Kraftwerke vom Netz. Der schlagartige Verlust der Einspeisung hat denselben Effekt wie eine Lastzuschaltung – die Frequenz bricht ein und stabilisiert sich im Idealfall wieder. Die Synchronisierereinrichtung der Kleinkraftwerke erkennt nach einer eingestellten Beruhigungszeit wiederum akzeptable Netzverhältnisse und wird sich erneut an das Verteilnetz schalten und Leistung abgeben. Dieser Vorgang ist auch als Jo-Jo Effekt bekannt.

Die aktuelle Version der TOR-D4 aus dem Jahr 2013 [5.49] schreibt mittlerweile eine lineare Reduktion der Einspeisung ab einer Frequenz von 50,2 Hz vor. Ältere Anlagen und somit ein Großteil der derzeit bestehenden, kennen diese Vorgabe nicht. Insbesondere bei einphasigen Wechselrichtern mit einer Nennscheinleistung bis maximal 4,6 kVA und bei dreiphasigen Wechselrichtern mit einer Nennscheinleistung bis maximal 30 kVA wurde vor 2013 ein Auslösewert von 51,0 Hz vorgeschrieben [5.48].



**Abbildung 5-11: Visualisierung der Leistungs- und Frequenzverläufe am DUtrain-Simulator [5.54<sup>RS</sup>]**

Im Netzsimulator bei DUtrain wurde dieser Effekt erstmalig im Oktober 2012 implementiert und während des Netzwiederaufbaus mit Daten von Einspeisern getestet, wobei der Effekt zu Trainingszwecken überproportional stark gewichtet wurde. Ein Screenshot ist hierzu in Abbildung 5-11 ersichtlich. Die ersten Schritte im Diagramm stellen Lastzuschaltungen (Blau) dar. Die zugehörigen Frequenzeinbrüche sowie die neuen stationären Frequenzen sind im roten Verlauf ersichtlich. Wie erwartet, kam es mit der Unterschreitung eines gewissen Grenzfrequenzwertes – in diesem Szenario 51 Hz – zur automatischen Synchronisierung und Einspeisung von Kleinkraftwerken, dargestellt im grünen Verlauf. Durch den daraus resultierenden Anstieg der Frequenz kam es wiederum zu Abschaltungen derselben Kleinkraftwerke.

Die Frequenz wurde in weiterer Folge durch zusätzliche Maßnahmen der Operatoren so weit nach unten angepasst, dass alle am Netz befindlichen Kleinkraftwerke untergebracht werden konnten und die Frequenz von 51 Hz nicht mehr überschritten wurde. Die Operatoren haben dafür die Frequenz durch Eingriff auf die zentralen, frequenzführenden Kraftwerke abgesenkt und in einem nächsten Schritt weitere Lastzuschaltung vorgenommen.

## **Wahl der Startfrequenz**

Die Startfrequenz in einem Netzwiederaufbau sollte grundsätzlich zwischen dem unteren zulässigen Frequenzwert, zumeist festgelegt durch die frequenzabhängige Lastanpassung, und den Auslösefrequenzen der Maschinensätze liegen. Diese könnte bei einem Netzwiederaufbau mit Wasserkraftwerken z.B. bei 51,5 Hz liegen, wie in einem Beispiel in Kapitel 5.8 dargestellt.

Eine beliebige Erhöhung der Inselfrequenz ist jedoch nicht grundsätzlich möglich. Insbesondere Wärmekraftwerke setzen einen sehr schmalen Frequenzbereich für deren Einsatz voraus. Das bedeutet wiederum eine angepasste Strategie für alle jene Verteilnetzbetreiber, die aufgrund des bestehenden Kraftwerksparks einen erhöhten Startwert der Frequenz nicht umsetzen können. Zu beachten ist daher aber auch, dass nur zu Beginn des Inselnetzes mit einer höheren Frequenz gefahren werden kann. Bei einem Weiterschalten der Spannung bzw. Synchronisieren mit dem Übertragungsnetz ist eine Frequenz um die 50 Hz anzustreben, um in weiterer Folge auch Wärmekraftwerke bzw. Kraftwerke mit niedrigeren Frequenzeinstellungen einzuschalten zu können. Der Beitrag von Kleinkraftwerken kann und sollte auch nicht auf Dauer unterdrückt werden, da diese auf lange Sicht unterstützend wirken.

Für die Reduktion einer zu Beginn hohen Startfrequenz auf eine niedrigere Frequenz zur Synchronisierung oder Weiterschaltung der Spannung gibt es prinzipiell zwei Varianten. Die erste Variante ist eine Frequenzreduktion durch Lastzuschaltung. Aufgrund der Statik der am Netz befindlichen Maschinen kommt es in einem Inselnetz nach jeder Lastzuschaltung automatisch zu einem geringeren, stationären Frequenzwert. Ausschlaggebend für diesen Frequenzsprung nach unten ist das Verhältnis der zugeschalteten Last zu der Gesamtleistung der primärregelnden Maschinen. Ist der Anteil dieser Maschinen bereits zu groß, kann die Frequenz nur mehr in sehr kleinen Schritten gesenkt werden. Ein rasches Absenken der Frequenz durch Lastzuschaltungen ist dann kaum mehr möglich.

In der zweiten Variante wird die Frequenzvorgabe und somit die Leistungseinspeisung der Führungsmaschine(n) direkt abgesenkt. In einem Inselnetz ist das jedoch nur dann einfach möglich, wenn die Führungsmaschinen einen entsprechend großen Regelbereich besitzen und diesen auch ausfahren können. Die Abhängigkeiten ergeben sich aus der Gesamtlast im Netz, der Leistungsabgabe der öffnungsbegrenzten Maschinen und der notwendigen Mindestlast der Führungsmaschine(n) für einen stabilen Betrieb. In der Praxis wird sich eine Kombination aus Variante 1 und 2 ergeben. Da für diesen Vorgang immer eine Abstimmung der verschiedenen Stellen notwendig ist, sollte eine Frequenznachführung – idealerweise mit anschließendem Synchronisiervorgang – in entsprechenden Trainings mit den Operatoren regelmäßig geübt werden.

## **Frequenzabhängige Lastanpassung**

Eine weitere, kritische Funktion während eines Netzwiederaufbaus ist die automatische, frequenzabhängige Lastanpassung. Diese Lastanpassung ist grundsätzlich ein Instrument zur Vermeidung eines Netzzusammenbruchs durch automatisierte Lastabschaltungen. Die gesetzlichen Grundlagen sowie die österreichischen Umsetzungsvorschläge wurden bereits in Kapitel 3.9 näher beschrieben.

Während des Netzwiederaufbaus kann diese „Schutzfunktion“ zu Beginn hinderlich, ab einem späteren Zeitpunkt jedoch als unterstützend angesehen werden. Das erklärt sich damit, dass es in der ersten Phase des Inselaufbaus zu größeren Frequenzschwankungen, und damit auch möglicherweise zur Verletzung der 49 Hz Grenze kommen kann. Dies würde automatisch zur Auslösung des frequenzabhängigen Lastabwurfs führen und die zu diesem Zeitpunkt sehr instabile Insel mit hoher Wahrscheinlichkeit zusammenbrechen lassen. Ab einer gewissen Größe und somit auch Stabilität der Insel unterstützt die frequenzabhängige Lastanpassung den Inselaufbau, da der ursprüngliche Sinn dieser Funktion – der Schutz vor einem Netzzusammenbruch – wieder benötigt wird. Die Insel sollte zu diesem Zeitpunkt bereits eine entsprechende rotierende Energie sowie ausreichend primärregelnde Kraftwerke besitzen, die einen derart großen Frequenzeinbruch bei geplanten Lastzuschaltungen vermeiden sollten. Einzig bei Störfällen könnte die Frequenz bis zur 49 Hz Grenze oder darunter sinken und somit den frequenzabhängigen Lastabwurf aktivieren.

Grundsätzlich gibt es zwei Strategien, den frequenzabhängigen Lastabwurf in das Netzwiederaufbaukonzept zu implementieren. Die erste ist eine vollständige Deaktivierung der Lastanpassung zu Beginn eines Netzwiederaufbaus. Dazu muss eine Möglichkeit geschaffen werden, aus einer zentralen Stelle – vorzugsweise der Netzleitstelle – die Funktion der Lastanpassung in den dezentralen Geräten aus- und zu einem späteren Zeitpunkt wieder einzuschalten. Dies setzt jedoch eine entsprechende Fernblockierung der Funktion Lastanpassung voraussetzen, wie auch in [3.30] gefordert.

Eine weitere Möglichkeit ist die direkte Integration der frequenzabhängigen Lastanpassung in das Netzwiederaufbaukonzept. Die Idee dahinter ist, die Lastanpassung für jene Bereiche, die zu Beginn des Netzwiederaufbaus wiederversorgt werden, nicht oder nur sehr spät – z.B. in der Stufe 4 mit 48,4 Hz – zu aktivieren. Mit Vergrößerung der Insel und somit zunehmender Last und erhöhter Stabilität kann auch der Einsatz der frequenzabhängigen Lastanpassung erweitert werden. Dies ist zulässig, da die Vorgaben zur Lastanpassung ausschließlich Frequenzgrenzen und Lastgrößen, jedoch keine exakte örtliche Zuteilung vorsehen. Einzig der Hinweis auf eine Rotation der Verbraucher zu den Auslösefrequenzgruppen ist angegeben. Diese Variante ermöglicht es, die Vorgaben zur frequenzabhängigen Lastanpassung in vollem Umfang zu erfüllen und die Stabilität zu

Beginn eines Netzwiederaufbaus nicht zu gefährden. Eine individuelle Abstimmung der Lastanpassung mit den Netzwiederaufbauplänen ist jedoch durchzuführen. Eine Aktivierung oder Deaktivierung der frequenzabhängigen Lastanpassung durch den Operator während des Netzwiederaufbaus ist mit diesem Ansatz nicht mehr notwendig.

### **Wiederzuschaltung von Verbrauchern**

Die Leistungsaufnahme von Lasten bei der Einschaltung nach einer längeren, spannungslosen Pause ist generell höher als vor der Abschaltung. Diese Leistungsüberhöhung, in der Literatur unter „Cold Load Pick-Up“ zu finden, hat im Wesentlichen folgende Ursachen [5.31<sup>RS</sup>, 5.34<sup>RS</sup>, 5.35, 5.36]:

- die Einschaltströme von Geräten
- Verlust der statistischen Diversifizierung der Betriebszustände von regelnden Geräten

Die Einschaltströme lassen sich hinsichtlich der Dauer des Einschaltstromes wiederum in zwei weitere, prinzipielle Kategorien einteilen:

#### 1. Einschaltströme von Kondensatoren, Netzteilen, Glühlampen, Halogenlampen

Diese Einschaltströme können sehr hohe Amplituden bis zu dem zehnfachen des Nennstromes erreichen, sind aber von extrem kurzer Dauer und klingen oft innerhalb einer halben Periode ab. Energetisch fallen sie daher praktisch nicht ins Gewicht und beeinflussen die Frequenzregelung im Allgemeinen nicht.

#### 2. Einschaltströme von Motoren und Transformatoren

Die Einschaltströme von Asynchronmotoren (Anlaufströme) erreichen bekannter Weise Werte in der Größenordnung des 5- bis 8-fachen Nennstromes. Die Abklingzeitkonstante hängt stark von den Motorverlusten ab und erstreckt sich typischerweise von 200 ms bei kleinen Motoren (z.B. Kühlschrankschrankkompressor) bis zu einigen Sekunden bei großen Motoren. Der Strom ist überwiegend induktiv, die Wirkleistung in der Größenordnung der Nennleistung. Die Einschaltströme von Transformatoren erreichen Maximalwerte in der Größenordnung des 10- bis 12-fachen Nennstromes. Der Strom ist stark verzerrt und in erster Linie induktiv, so dass sich der Wirkleistungsanstieg in Grenzen hält. Innerhalb einiger 100 ms klingt der Strom ab.

Die aufgrund dieser Einschaltströme allenfalls auftretenden Wirkleistungserhöhungen wirken nur kurzzeitig, beeinflussen vor allem den anfänglichen Frequenzgradienten und sind bei Reaktion der Turbinenregler bereits abgeklungen. Alleine durch rotierende Massen von mitlaufenden, nichtregelnden Maschinen kann hier entgegengewirkt werden.

Dem Verlust der statistischen Diversität des Betriebszustandes von geregelten Lasten kommt die größte Bedeutung zu. Die angesprochenen Geräte gehören alle zu den thermostatisch geregelten Lasten wie Direktheizungen, Elektroherde- und Backöfen,

Waschmaschinen, Geschirrspüler etc. Aber auch die Leistungsaufnahme von Kühl- und Gefriergeräten und Klimaanlage, deren Kompressoren thermostatisch ein- und ausgeschaltet werden, zählen dazu. In Abhängigkeit von der mittleren Zyklusdauer der Geräte und der Dauer der Spannungsunterbrechung kann es zu einem vollständigen Verlust der Diversität (d.h. zu einem gleichzeitigen Betrieb dieser Geräte) bei Wiedereinschaltung kommen. In der Praxis dauert es einige zehn Minuten, bis die ursprüngliche Diversität wieder hergestellt ist.

In Abbildung 5-12 ist eine gemessene Lastaufnahme eines Niederspannungsabzweigs nach einer Pause von ca. 2,5 Stunden zu sehen. Der anfänglich sehr hohe Einschaltstrom geht in einen abnehmenden Leistungsbedarf – hervorgerufen durch thermostatisch geregelte Lasten – über. Abhängig von der Anzahl und dem Verhalten dieser geregelten Lasten, spielt nun die Dauer der Versorgungsunterbrechung in dem wiedereinzuschaltenden Netzgebiet eine entscheidende Rolle. Eine lange Ausschaltdauer hat auch den gleichzeitigen Leistungsbedarf dieser Lasten bei Wiedereinschaltung zur Folge. Dies führt wiederum zu einer sehr hohen Leistungsspitze, die über eine Zeitdauer abklingt und aufgrund der unterschiedlichen Gerätezeitkonstanten wieder auf den üblichen Wert zurückkehrt.

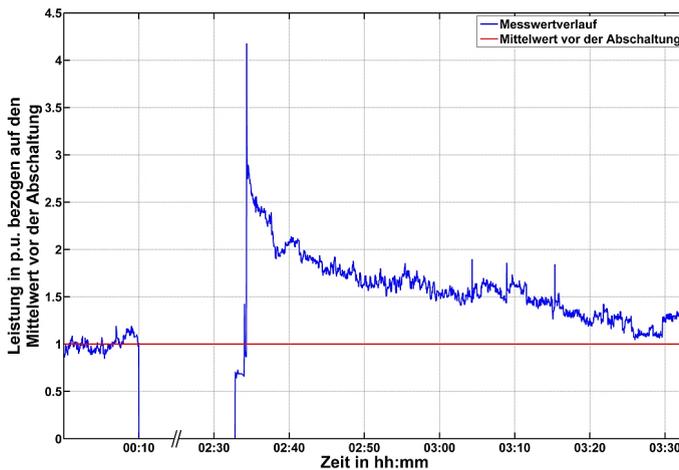


Abbildung 5-12: „Cold Load Pick-up“ in einem Niederspannungsnetz [5.43<sup>RS</sup>]

Dieser Effekt kann bei sämtlichen Abschaltungen im Verteilnetz beobachtet werden, hat jedoch keine Auswirkung, da sich Kundenabschaltungen aber auch Störungen im zusammengeschlossenen ENTSO-E Netz ereignen. Im Falle eines Netzwiederaufbaus – insbesondere während der ersten Zuschaltphasen – kann und wird dieser Effekt sehr starke Auswirkungen auf den Frequenzverlauf haben. Derzeit gehen die

Netzwiederaufbaukonzepte weitestgehend davon aus, dass als Netzlast im extremsten Fall die Maximallast des betrachteten Netzgebietes herangezogen werden muss. Einzelne Verteilnetzbetreiber rechnen bereits mit bis zu 120% dieser Höchstlast.

Die Ergebnisse des Untersuchungsberichtes [5.31<sup>RS</sup>] gehen jedoch davon aus, dass im Falle längerer Unterbrechungszeiten durchaus mit einer kurzfristigen Wirkleistungserhöhung von bis zu 300% der vorhergehenden Last zu rechnen ist. Sollte sich diese Größenordnung bestätigen, hat dieser nichtkontrollierbare Effekt einen erheblichen Einfluss auf die Frequenzstabilität in der ersten Aufbauphase und damit auf sämtliche derzeit vorhandenen Netzwiederaufbaukonzepte. Abhängigkeiten sind hierbei sowohl von der Jahreszeit, der Region und der zu versorgenden Kundengruppen (Haushalt, Gewerbe, Industrie) zu erwarten. Diese Erkenntnisse müssen – umgelegt auf die einzelnen Regionen – insbesondere in der ersten Phase der Netzwiederaufbaukonzepte Berücksichtigung finden.

## 5.6 Organisatorische Schlüsselfaktoren für einen Netzwiederaufbau

Neben den technischen Aspekten, die in den vorangegangenen Kapiteln betrachtet wurden, kann ein Netzwiederaufbau im Ernstfall nur dann erfolgreicher durchgeführt werden, wenn im Vorfeld bereits ausreichende organisatorische Rahmenbedingungen geschaffen wurden. Mit diesen sind unternehmensintern sämtliche Maßnahmen festzulegen, die für eine nachhaltige Implementierung der präventiv erstellten Netzwiederaufbaukonzepte notwendig sind. Diese Maßnahmen betreffen die Überarbeitung, Optimierung und das regelmäßige Training der Konzepte und können zusammengefasst in einem 3-Säulen Modell [5.43<sup>RS</sup>, 5.54<sup>RS</sup>] dargestellt werden (Abbildung 5-13).



Abbildung 5-13: 3-Säulen-Modell zum Netzwiederaufbau [5.54<sup>RS</sup>]

Jede dieser drei Säulen sollte bei Netzbetreibern mit bestehenden Netzwiederaufbaukonzepten implementiert werden. Die einzelnen Themen müssen in weiterer Folge mit dem Übertragungsnetzbetreiber, angrenzenden Verteilnetzbetreibern und am Netzwiederaufbau aktiv beteiligten Kraftwerksbetreibern abgestimmt werden. Durch diese gemeinsame Koordination ist es möglich, organisatorische aber auch technische Unstimmigkeiten im Vorfeld zu diskutieren und zu klären.

### Durchführen von Inselbetriebsversuchen (Säule 1)

In einem ersten Schritt ist es notwendig, das Zusammenspiel von Netz- und Kraftwerksbetreibern unter realistischen Bedingungen zu üben. Dies kann unter realen Bedingungen nur in Inselbetriebsversuchen [5.38<sup>RS</sup>, 5.75], das heißt in einem isolierten Netzteil mit eigenem Kraftwerkeinsatz, erfolgen. Die Basis bilden gültige Netzwiederaufbaupläne, die während der Versuche jedoch nur punktuell Anwendung finden können.

In diesen Tests werden einerseits Abläufe trainiert und andererseits die sich ständig ändernden technischen und auch organisatorischen Rahmenbedingungen auf ihre

Umsetzbarkeit überprüft. Als Beispiel kann hier der Einsatz der gesicherten Kommunikationsverbindung erwähnt werden, deren Funktionen – wie z.B. die Möglichkeit einer Konferenzschaltung über mehrere Stunden – regelmäßig getestet werden sollten. Auch der Ablauf der Kommunikation – ein „militärischer“ Stil mit einer Kommandostelle – wird im Alltag selten praktiziert. Neben dem Aufbau einer Telekonferenz sollten auch der Schwarzstart von Generatoren, Lastzu- und Lastabschaltungen sowie die Synchronisierung mit dem übergeordneten Netz feste Programmpunkte in Inselbetriebsversuchen darstellen. Lastsprünge können einerseits durch die Zu- und Abschaltung von Pumpen oder durch Trennung des ENTSO-E Netzes mit vorhergehendem Leistungsungleichgewicht „simuliert“ werden (siehe Kapitel 5.8).

Die Versuche sollten zusätzlich dafür verwendet werden, den Operatoren ein Gefühl für die wesentlichen Stabilitätsparameter des Inselnetzaufbaus zu vermitteln. Dies gelingt insbesondere dann, wenn in den Versuchen an die Grenzen gegangen wird, also z.B. bewusst größere Lasten zu- und abgeschaltet werden als im Netzwiederaufbaukonzept vorgesehen sind. Mit dieser Erkenntnis gewinnt man, vergleichbar mit Schleuderkursen bei einem Automobilklub, zusätzliche Sicherheit für einen späteren Ernstfall.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist das Sammeln von Messdaten für die anschließende Erstellung eines Simulationsmodells. Diese Daten sollten neben netztechnischen Aufzeichnungen wie Ströme und Spannungen insbesondere maschinentechnische Parameter im Detail erfassen. Erfahrungen haben gezeigt, dass auch manuelle Eingriffe während der Versuche – notwendig insbesondere am Maschinenleitstand – im Detail mitprotokolliert werden müssen.

Diese Tätigkeiten – vom Messen bis zum Auswerten sowie die Erstellung eines detaillierten Simulationsmodells – kann in den wenigsten Fällen durch eigene Mitarbeiter des Netzbetreibers abgedeckt werden. Eine eventuelle Fremdvergabe dieser Arbeiten, z.B. an eine Technische Universität oder spezialisierte Fachhochschule, ist bereits bei den Vorbereitungen zu den Versuchen zu berücksichtigen.

Die Durchführung von Inselbetriebsversuchen, wie an einem Beispiel im Kapitel 5.8 beschrieben, stellt einen Aufwand mit erheblichen Vorbereitungsarbeiten dar. Die Vorbereitungszeit beträgt bis zu mehrere Monate; insbesondere die Einschränkung des Kraftwerkseinsatzes und des Handels ist rechtzeitig anzumelden. Ein weiterer Einflussfaktor ist zusätzlich noch das Wetter am Versuchstag, da ein Teil des Netz- und Kraftwerksparks aus dem üblichen Netzverbund herausgeschaltet werden muss und dies nicht bei jeder Wetterlage erwünscht sein kann. Ein Ersatztermin ist allenfalls von Beginn an festzulegen. Als sinnvoll können die Versuche auch nur dann angesehen werden, wenn diese regelmäßig und in nicht allzu großen zeitlichen Abständen erfolgen. Erfahrungsgemäß ist ein Zeitraum von zwei bis maximal drei Jahren anzustreben.

## **Optimierung des Netzwiederaufbaukonzeptes (Säule 2)**

In den Inselbetriebsversuchen kann nur ein kleiner Teil des gesamten Netzwiederaufbaus nachgestellt werden. Die Lücke zwischen diesen Tests und einem realen Netzwiederaufbau muss somit auf eine andere Art und Weise geschlossen werden. Die zweite Säule beinhaltet aus diesem Grund die technische Detailuntersuchung sowie die Erstellung eines dynamischen Simulationsmodells, wie z.B. in [5.60, 5.61, 5.74], mit dem Ziel der Optimierung des Gesamtkonzeptes. Der notwendige Detailgrad richtet sich nach den zu beantwortenden Fragestellungen, wobei insbesondere die Simulation der ersten Phase eines Netzwiederaufbaus ein sehr genaues Modell voraussetzt.

Datenbasis hierzu sind vorhandene Leitungsdaten, Generator- und Turbinendaten sowie die gesammelten Messdaten aus den Inselbetriebsversuchen, die für Detailaussagen zuerst synchronisiert und anschließend ausgewertet werden müssen. Beobachtete Effekte müssen dahingehend analysiert werden, dass einzelne Komponenten oder Interaktionen zwischen verschiedenen Komponenten als Ursache identifiziert werden können. Als Beispiel können Pendelungen angeführt werden, die nach Detailbetrachtung dem Turbinenregler einer bestimmten Maschine zugeordnet werden konnten [5.39<sup>RS</sup>]. Diese gewonnenen Erkenntnisse gilt es nun als Parameteranpassung wieder in das Modell zu integrieren, um dieses sukzessive zu verfeinern. Jegliche Anlagen- oder Komponentenänderung mit Auswirkungen auf das Systemverhalten muss nach Fertigstellung in der Anlage auch im Simulationsmodell angepasst werden.

Ein genaues und zuverlässiges Simulationsmodell ist Voraussetzung dafür, alle Varianten in einem möglichen Netzwiederaufbaukonzept durchzutesten und eine optimierte Vorgangsweise festzulegen. Des Weiteren ist es möglich, Umbauten oder neue Anlagen und deren Auswirkungen direkt zu bewerten. Dies ist insbesondere bei Kraftwerksneubauten von Vorteil, da neue Maschinen aufgrund aller vorhandenen Daten sehr rasch in das Modell implementiert werden können. Die Auswirkungen im Netzwiederaufbau können somit bereits vorab gut abgeschätzt werden.

Die notwendigen Detailuntersuchungen können im Rahmen von Forschungsaufträgen oder auch Diplomarbeiten durchgeführt werden. In diesen Betrachtungen können auch zusätzliche theoretische Fragestellungen, wie z.B. das Thema Cold Load Pick-Up ganz speziell für die Verhältnisse im zu untersuchenden Netzgebiet behandelt werden. Für eine nachhaltige Umsetzung und Nutzung der gewonnenen Erkenntnisse im Unternehmen ist trotz eventueller Fremdvergabe der Untersuchungen darauf zu achten, dass eine begleitende Koordination sowie inhaltliche Unterstützung durch Mitarbeiter des Verteilnetzbetreibers durchgeführt wird.

### **Training des Leitstellenpersonals (Säule 3)**

Die dritte und letzte Säule im Netzwiederaufbau ist – ergänzend zu den Inselbetriebsversuchen – ein Simulatortraining des Leitstellenpersonals aus dem Netz- als auch Kraftwerksbereich. Hier gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten: einen Simulator im Haus, als Teil des bestehenden Leitsystems, oder einen Simulator bei einem externen Unternehmen, in welchem ein vollständiges Netzabbild des eigenen und möglicherweise auch des übergeordneten Netzgebietes implementiert ist.

Wenige Unternehmen leisten sich einen eigenen Simulator, da dessen Instandhaltung und die ständige Pflege mit sehr hohem, insbesondere personellem Aufwand verbunden sind. Hinzu kommt, dass das Training nur für das eigene Netz und nicht netzgebietsübergreifend durchgeführt werden kann. Die zweite angesprochene Möglichkeit ist das Training bei einem externen Unternehmen, welches einen entsprechenden dynamischen Netzsimulator zur Verfügung stellt. Ein Beispiel hierfür wäre die Firma DUtrain in Duisburg, die ein dynamisches Rechenmodell mit einer überlagerten Leitstellenvisualisierung entwickelt hat. Das Netzabbild ist prinzipiell von der Höchstspannungsebene bis zur Niederspannungsebene möglich, endet jedoch zumeist bei den Mittelspannungsabgängen in den Umspannwerken.

Im ersten Schritt gilt es für den Aufbau des Trainingssimulators sämtliche relevanten Netz- und Kraftwerksdaten zur Verfügung zu stellen. Der benötigte Detailgrad einzelner Komponenten, insbesondere jener der Kraftwerksanlagen, ist hier nicht so hoch wie beim Simulationsmodell für die technischen Untersuchungen. Das begründet sich darin, dass die Simulation in real-time erfolgen muss und die Spannungs- und Stromverläufe nur in jener Auflösung notwendig sind, welche eine entsprechende Visualisierung in der Leitstelle der Operatoren ermöglicht. Notwendig und sinnvoll ist jedoch die Implementierung sämtlicher relevanter Funktionen, wie z.B. die automatischen Transformatorregler, die Effekte durch die Einspeisung von Kleinkraftwerken sowie die neuen Erkenntnisse der Untersuchungen des Themas Cold Load Pick-Up.

Vor dem ersten Training müssen diese Daten von einem Operator getestet und gegebenenfalls noch im Detail an die speziellen Erfordernisse des Verteilnetzbetreibers angepasst werden. Im nächsten Schritt kann nun das Training beginnen. Das können einerseits interne Trainings für das Leitstellenpersonal eines Verteilnetz- oder Kraftwerksbetreibers oder andererseits übergeordnete Trainings im Verbund mit anderen Verteilnetz-, Übertragungsnetz- und Kraftwerksbetreibern sein, die das Zusammenspiel und die Kommunikation mit verschiedenen Leitstellen üben.

Österreichische Verteilnetz- und Kraftwerksbetreiber führen derzeit sowohl interne als auch übergeordnete Kurse in regelmäßigen Zeitintervallen durch. Die Trainings konzentrieren sich dabei auf das Thema Netzwiederaufbau mit den folgenden Szenarien:

- Szenario 1: Weiterschalten einer gesunden Spannung aus dem ENTSO-E Raum (Top-Down)
- Szenario 2: Netzwiederaufbau nach einem Blackout (Bottom-Up)

Für beide Szenarien gibt es für die meisten Bundesländer ausführlich beschriebene Netzwiederaufbaukonzepte. In diesen Trainings können für die niedergeschriebenen Vorgangsweisen Optimierungspotenziale erkannt und das Zusammenwirken sämtlicher beteiligter Stellen getestet und verbessert werden. Der Schwerpunkt dieser Trainings liegt in den Bereichen der Kommunikation über Telefon bzw. über das AAS-System, der koordinierten Frequenzkoordination und dem Ablauf der Synchronisiervorgänge. Erfahrungen haben gezeigt, dass auch die Terminologie zwischen den Netzbetreibern und insbesondere zwischen Netz- und Kraftwerksbetreibern für diesen Extremfall standardisiert und geübt werden muss.

Eine weitere, bisher noch nicht umgesetzte Möglichkeit in diesem Simulator ist die Darstellung einer Kenngröße zur aktuellen „Stabilität des Netzes“. Diese könnte – errechnet aus der aktuellen rotierenden Energie und unter Berücksichtigung der primärregelnden Maschinen mit ausreichend schneller Reglertätigkeit und Düsenstellgeschwindigkeit – über eine eigene Zahl je Netzinsel angegeben werden. Damit wäre es den Operatoren künftig in der Simulation möglich, ein Gefühl dafür zu entwickeln, wie stabil ein Netz unter den von ihnen gesetzten Maßnahmen ist bzw. ob gesetzte Maßnahmen die Stabilität des Inselnetzes verbessern oder auch verschlechtern. In einer nachträglichen Analyse würde der zeitliche Verlauf dieser Kennzahl Information über den Stabilitätsverlauf geben. Eine Zuschaltung von Maschinensätzen oder die Synchronisierung von zwei Teilnetzen wäre ebenso deutlich zu erkennen wie Umschaltungen von Reglereinstellungen an Maschinen.

## 5.7 Weitergehende Untersuchungen in Österreich

Bisherige technische Untersuchungen zum Thema Netzwiederaufbau wurden entweder von den einzelnen Verteilnetzbetreibern, wie z.B. in [5.5<sup>RS</sup>, 5.34<sup>RS</sup>, 5.40<sup>RS</sup>], dem Übertragungsnetzbetreiber oder der Energie-Control Austria getrennt voneinander durchgeführt. Im Jahr 2013 wurde eine gemeinsame Studie aller Netz- und Kraftwerksbetreiber, abgewickelt über Österreichs Energie (OE), in Auftrag gegeben. Thema dieser Studie war die Wiedereinschaltung von Verbrauchern nach einer spannungslosen Pause, beschrieben in Kapitel 5.5 und [5.31<sup>RS</sup>].

Zurzeit wird von der Austrian Power Grid unter Mitarbeit von österreichischen Verteilnetzbetreibern ein beschleunigter Ansatz für einen Netzwiederaufbau untersucht [5.70]. Basis hierfür sind bestehende Konzepte aus Italien und Frankreich. Ziel ist es, eine beschleunigte Variante der Wiederbespannung von Teilen des Übertragungsnetzes zu erreichen, um damit im Fall eines Blackouts eine redundante Möglichkeit der Wiederversorgung für den Ballungsraum Wien sowie für Eigenbedarfsanlagen in Umspannwerken im Osten Österreichs zur Verfügung stellen zu können. Bei dieser Methode kommt es zu einem rampenförmigen Hochfahren von durchgeschalteten, auskompensierten und leerlaufenden 220-kV und 380-kV Leitungszügen inklusive leerlaufender Transformatoren zu den jeweiligen Verteilnetzen. Erste Ergebnisse werden 2015 erwartet.

Ökonomische Betrachtungen sowie Untersuchungen über Auswirkungen auf die Gesellschaft gibt es sowohl vom Bundesheer [5.9 - 5.13] als auch seitens des Bundesministeriums [5.7]. Weiterführende Untersuchungen über Blackoutprävention und -intervention im österreichischen Stromnetz werden derzeit mit dem Projekt BlackÖ.2<sup>6</sup> behandelt. Aufbauend auf den im Projekt BlackÖ.1 [5.7] erstellten Analysen des Status-Quo des österreichischen Elektrizitätssystems sollen konkrete Lösungsvorschläge ausgearbeitet werden, wie die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie in Österreich auch in Zukunft sichergestellt werden kann.

Im Detail untersucht BlackÖ.2 Maßnahmen zur Erneuerung und/oder Verbesserung der Elektrizitätsinfrastruktur und analysiert die Sichtweisen der Bevölkerung auf ebendiese Infrastrukturmaßnahmen. Mit den Ergebnissen sollen notwendige Entscheidungen unterstützt werden, die das Stromnetz rechtzeitig auf die anstehenden Herausforderungen vorbereiten und welche die technische Realisierbarkeit von Insellösungen sowie die relevante juristische Kompetenzverteilung im Bedarfsfall eines Blackouts bewerten. Erste Ergebnisse sind Ende 2014 zu erwarten.

1-XLIII—

<sup>6</sup> <http://www.kiras.at/gefoerderte-projekte/detail/projekt/blackoutpraevention-und-intervention-im-oesterreichischen-stromnetz/> (abgefragt am 12.03.2014)

## 5.8 Inselbetriebsversuche in einem Verteilnetz

### 5.8.1 Rahmenbedingungen

#### Organisatorische Rahmenbedingungen

Als Beispiel für real durchgeführte Inselbetriebsversuche und begleitende wissenschaftliche Untersuchungen wird in diesem Kapitel über die Inselbetriebsversuche eines österreichischen Verteilnetzbetreibers berichtet. Das Thema Netzwiederaufbau hatte in diesem Unternehmen seit jeher einen hohen Stellenwert. So wurden bereits im Jahr 1986 [5.52] und weiterführend in den Jahren in 2005, 2009, 2010, 2011 Inselbetriebsversuche im 110-kV Netz durchgeführt, um die Maßnahmen für einen eigenständigen Wiederaufbau der elektrischen Energieversorgung zu trainieren. Grundlage bildet der *Vertrag über die koordinierte Vorgangsweise zum Netzwiederaufbau in Kärnten* [5.37], welcher zwischen dem Übertragungsnetzbetreiber und dem Verteilnetzbetreiber sowie in weiterer Folge mit den beteiligten Kraftwerksbetreibern abgeschlossen wurde. Diese Vereinbarung umfasst verschiedene Störungsszenarien im Übertragungs- und Verteilnetz und beschreibt sowohl Rechte als auch Pflichten der einzelnen Vertragspartner.

Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten sich mit dem Thema Netzwiederaufbau auseinander zu setzen - eine davon ist praktischer, die zweite theoretischer Natur. Die erstgenannte Variante - der Aufbau eines realen Inselnetzes - hat den Vorteil, sehr realitätsnah Erfahrungen sammeln zu können und diese anschließend in das Wiederaufbaukonzept einzubringen. Der Nachteil liegt in der schwierigen Umsetzung bei der Freischaltung von Kraftwerks- und Netzteilen und in dem Problem, die Grenzen von Einzelkomponenten sowie die Grenzen des Gesamtsystems nicht austesten zu können. Die theoretische Variante einer Simulationsrechnung hat den entscheidenden Vorteil, dass sämtliche Systemgrenzen ausgetestet und Parameter beliebig verändert und optimiert werden können. Der Nachteil liegt darin, dass auch mit dem besten Simulationsmodell eine Nachbildung nur bis zu einem gewissen Genauigkeitsgrad möglich ist und die Realität somit nicht vollständig abgebildet werden kann.

Im betrachteten Versorgungsgebiet konnten in Zusammenarbeit mit den bereits erwähnten Netz- und Kraftwerksbetreibern gemeinsam mit der Technischen Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, die Vorteile beider angesprochenen Varianten optimal genutzt werden. Hierbei wurden reale Inselbetriebsversuche mit begleitenden, wissenschaftlichen Untersuchungen durchgeführt und die Erkenntnisse dieser Analysen bei den nachfolgenden Versuchen umgesetzt und erneut getestet.

Eine Übersicht über das Versuchsnetz und die beteiligten Kraftwerksgruppen ist in Abbildung 5-14 dargestellt. Das 110-kV Netz wird hierbei über eine Länge von 179 km freigeschaltet und mit einer Kompensationsspule gedämpft. Drei Kraftwerksgruppen beteiligen sich geographisch verteilt mit 10 Generatoren und 3 Pumpen an diesen Versuchen.

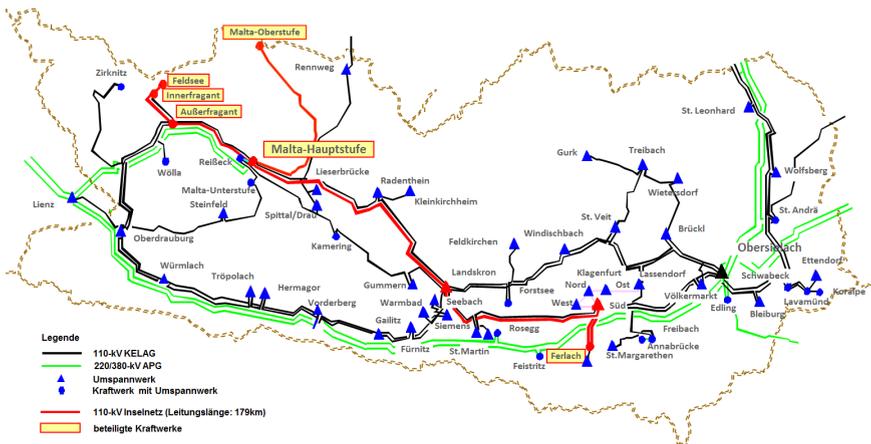


Abbildung 5-14: 110-kV Inselnetz mit beteiligten Kraftwerksgruppen

## Technische Rahmenbedingungen

Zu Problemen bei einem Netzwiederaufbau kann es vorwiegend bei Zuschaltungen von Netzlasten kommen, die im Extremfall zu einem Zusammenbruch des gesamten Inselnetzes führen. Wesentlich dabei ist die Festlegung des minimalen Frequenzwertes, der im Inselnetzbetrieb zugelassen wird. Für den Netzwiederaufbau in diesem Beispiel wurde dieser Wert mit 49 Hz definiert. Diese Grenze, die ebenfalls die erste Stufe der frequenzabhängigen Lastanpassung darstellt, dient als Sicherheitsgrenze nach unten und soll ungewollte Schutzauslösungen sowie Instabilitäten des Systems verhindern. Aufgrund bisheriger Erfahrungen wurde der Start-Frequenzwert mit 51,5 Hz festgelegt. Damit ergibt sich in den kritischen Aufbauschritten ein maximal zugelassener Frequenzeinbruch von 2,5 Hz. Der obere Frequenzgrenzwert ist indirekt über die Frequenzauslösung der beteiligten Maschinen definiert und liegt bei 55 Hz.

Die Zeitkonstanten für die Spannungs-/Blindleistungsregelung spielen bei der Durchführung des Wiederaufbauplans, im Vergleich zu den Zeitkonstanten für die Primärregelung, eine untergeordnete Rolle. Die Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen kann daher, verglichen mit der Einhaltung der Frequenzgrenzen, als unproblematisch eingestuft werden.

Bei diesen Versuchen kam es zusätzlich zur Erweiterung durch den Einsatz neuer Maschinensätze sowie einer Änderung der Regelstrategie. Dabei wurde auch der Einfluss der nicht-inselführenden Maschinen auf die Stabilität bei Lastzuschaltungen näher untersucht.

Die in diesem Beispiel vorgestellten Inselbetriebsversuche stellen im Wesentlichen die ersten Schritte des Netzwiederaufbaukonzeptes für Kärnten und in weiterer Folge für das Übertragungsnetz dar. Der Fokus liegt dabei bei einem vollständigen Netzwiederaufbau bei Störung des vorgelagerten Übertragungsnetzes (Bottom-Up). Der für den Netzwiederaufbau festgelegte untere Frequenzgrenzwert von 49 Hz wurde hier bewusst unterschritten. Dies war notwendig, um detailliertere Aussagen über das Verhalten einzelner Systemkomponenten sowie über die Grenzen des Gesamtsystems zu erhalten.

Konkretes Ziel der Versuche ist das praktische Training im Inselaufbau sowie die Erfassung von Messdaten für die nachträgliche Behandlung von ergänzenden, wissenschaftlichen Fragestellungen. Zusätzlich werden organisatorische und technische Rahmenbedingungen einem praktischen Test unterzogen sowie Änderungen seit dem letzten Versuch auf ihre Auswirkungen hinsichtlich des Netzwiederaufbaukonzeptes untersucht.

## **5.8.2 Versuchsvorbereitung**

Die Planung derartig angelegter Versuche bedarf einer Vorbereitungszeit von mehreren Monaten. Entscheidend dabei ist die rechtzeitige Abstimmung eines Termins mit Angabe des Zeitrahmens sowie die Vereinbarung eines möglichen Ersatztermins, sofern es zu einer wetterbedingten Verschiebung kommt. Zu berücksichtigen ist bei dieser Festlegung vor allem der Handel, die Revisionstätigkeiten im Kraftwerks- und Leitungsbereich und die jahreszeitlich bedingte Wettersituation. Idealerweise finden Inselbetriebsversuche somit im Frühling oder Herbst statt.

Nach Abstimmung des Gesamtprogramms gilt es für den Versuchsablauf alle direkt beteiligten Stellen sowie eine koordinierende Stelle festzulegen. Im konkreten Fall wurde als Inselnetzführer die Netzleitstelle des Verteilnetzbetreibers bestimmt. Diese Stelle ist am Versuchstag verantwortlich für den Programmablauf und ist erster Ansprechpartner und „Kommandostelle“.

Der Eingriff in Netz- und Kraftwerkskomponenten, wie z.B. Schutzeinrichtungen, soll in der Vorbereitung so gering wie möglich gehalten werden. Nur so kann gewährleistet werden, dass die Versuche so realitätsnah wie möglich verlaufen, da vor einem realen Netzwiederaufbau Umstellungen an diversen Geräten auch nicht vorgenommen werden können.

Für eine detaillierte Auswertung der Versuche ist es notwendig, eine Vielzahl von elektrischen und nicht-elektrischen Daten aufzuzeichnen. Dafür ist im Vorfeld ein Messkonzept auszuarbeiten. Neben den bekannten Werten wie Spannungen, Ströme und insbesondere die Frequenz sind jedoch noch Daten wie Düsenstellung, Ablenkerstellung, Reglerausgangssignale, Stellungsmeldungen oder Rohrleitungsdrücke zu messen. Weiters müssen sämtliche manuellen Eingriffe vor Ort – die insbesondere im Kraftwerksbereich bei einem Inselnetzaufbau immer wieder notwendig sind – lückenlos dokumentiert werden. Nur in dieser Form ist es möglich aussagekräftige Ergebnisse aus den Auswertungen zu erhalten.

Das 110-kV Versuchsnetz sowie die Beteiligung der Kraftwerksgruppen blieben seit den Versuchen im Jahr 2005 nahezu unverändert. Beginnend mit dem Schwarzstart in Inner- und Außerfragant im Nordwesten Kärntens, wird das 110-kV Inselnetz vom Mölltal über Klagenfurt bis nach Ferlach im Südosten aufgebaut. Der Ablauf der Versuche kann in folgende Teilbereiche unterteilt werden:

### **Aufbau der Kommunikation mit den beteiligten Stellen**

Kommunikation ist der Schlüssel für jede Störungsidentifikation und -behebung. Dies ist insbesondere bei Großstörungen zutreffend, da hier viele unterschiedliche Stellen beteiligt sind, die sich für eine koordinierte Vorgangsweise abzustimmen haben. Aus diesem Grund wurde diesem Thema sowohl vor als auch während der Versuche der entsprechend hohe Stellenwert eingeräumt.

Zu Beginn wurde von der Kommandostelle mit den weiteren vier Teilnehmern eine Konferenzschaltung aufgebaut. Eine eindeutige, kurze und prägnante Namens-Kennung dieser Partner sowie eindeutige Kommunikationsregeln sind vorab für die Konferenzschaltung zu definieren. Da die Zuverlässigkeit der Übertragungskanäle von großer Bedeutung ist, erfolgte die gesamte Kommunikation über eigens definierte und gesicherte Kommunikationseinrichtungen. Maßgebend für die Kommunikation während der Versuche war die strikt einzuhaltende Gesprächsdisziplin. Hierbei war die Leitstelle des Verteilnetzbetreibers die zentrale Kommandostelle und übernahm, wie vertraglich für einen Netzwiederaufbau vereinbart, die Federführung während des Versuchsablaufs.

### **Schwarzstart und Aufbau des Inselnetzes**

Da als Versuchsannahme ein vollständiger Netzzusammenbruch des Übertragungs- und somit des untergelagerten Verteilnetzes getroffen wurde, ist es für den Start einer Kraftwerkgruppe notwendig, zuerst die Deckung des Eigenbedarfs zu sichern. Dies ist unter vorangegangener Annahme nur mittels schwarzstart- und in weiterer Folge inselbetriebsfähigen Maschinen zu erreichen. Diese Fähigkeit besitzen die Maschinen im KW Innerfragant und KW Außerfragant, zwei schnell regelbare Speicherkraftwerke mit

entsprechenden Notstromeinrichtungen. Nach dem Schwarzstart der ersten Maschine und dem Hochfahren der weiteren Maschinensätze wurden, zur Erhöhung der Stabilität, Lasten in Form von Pumpen an das Netz geschaltet. Anschließend wurde die Kraftwerksgruppe über das 110-kV Netz mit dem Kraftwerk Malta-Hauptstufe (Speicherkraftwerk) und Ferlach (Laufwasserkraftwerk) verbunden.

### **Ab- und Zuschalten von Teillasten in der Insel**

Eine Einschränkung bei diesen Versuchen ist die Bereitstellung geeigneter Netzlasten. Diese wurden in der Insel durch Ersatzlasten (Pumplasten) nachgebildet, da bei den Versuchen keine realen Netzlasten zu- und abgeschaltet werden konnten. Die sprunghafte Zuschaltung einer Last, ein wesentlicher Versuch zur Bestimmung des transienten Frequenzeinbruches und der Stabilität in einem Inselnetz, konnte damit aber nicht zufriedenstellend nachgebildet werden, da die Pumpen ein charakteristisches Anlaufverhalten aufweisen.

Eine andere Möglichkeit zur Herstellung eines Leistungsungleichgewichtes – und damit zur Simulation von Zu- und Abschaltungen von Lasten im Inselnetz – ist die Leistungsreduktion bzw. -erhöhung der Generatorleistung nach der Synchronisierung mit dem ENTSO-E Netz und anschließendem Öffnen des Kuppelschalters. Nach Öffnung der Kupplung wird das 110-kV Teilnetz mit seinen Generatoren wieder zu einer Insel, die das zuvor hergestellte Leistungsdefizit bzw. den Leistungsüberschuss ausgleichen muss. Je nach Höhe des Leistungsungleichgewichtes und Beteiligung der verschiedenen Generatoren an der Primärregelung können dadurch wichtige Aufschlüsse über das Regelverhalten der an der Primärregelung beteiligten Generatoren gewonnen werden. Daraus können in weiterer Folge Potentiale zur Optimierung der Primärregeleinrichtungen abgeleitet werden.

### **Synchronisieren und Trennen der Insel mit dem Verbundnetz**

Im Fall einer Großstörung kommt es nach einer Teilnetzbildung bzw. einem Netzwiederaufbau früher oder später wieder zum elektrischen Zusammentreffen mit parallelen oder übergeordneten Netzen. Um diese asynchronen Netze zu synchronisieren, und somit ein größeres und stabileres Netzgebiet aufzubauen, bedarf es geeigneter Synchronisierereinrichtungen. Im dargestellten Inselnetz wurden zu diesem Zweck an drei verschiedenen Stellen Synchronisierungsversuche mit dem ENTSO-E Netz durchgeführt. Die Zuschaltung selbst erfolgte dabei über die Funktion Synchrocheck von Distanzschutzgeräten.

## Frequenzverlauf

Der Frequenzverlauf über die gesamte Zeitdauer der Versuche im Jahr 2011 ist in Abbildung 5-15 ersichtlich. Die maximal auftretende Frequenz liegt im gesamten Versuchsverlauf bei 52,5 Hz; die minimal auftretende Frequenz bei 48,1 Hz. Mit den Ergebnissen der begleitenden wissenschaftlichen Analysen war es in weiterer Folge möglich, den Netzwiederaufbauplan derart zu optimieren, damit das vorgegebene Frequenzband im Falle eines echten Netzwiederaufbaus eingehalten werden konnte.

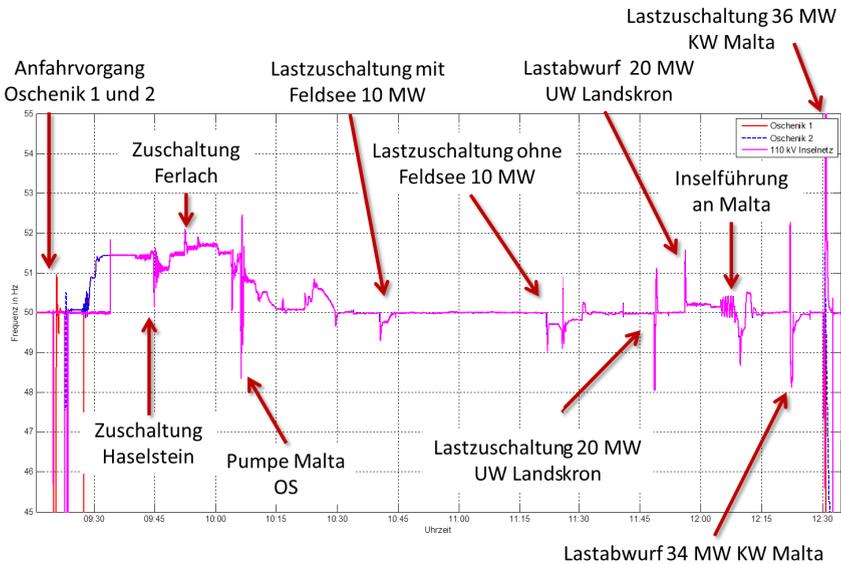


Abbildung 5-15: Frequenzverlauf während der Inselbetriebsversuche [5.54<sup>RS</sup>]

### 5.8.3 Entwicklung eines Simulationsmodells

#### Zielsetzung

In den Inselbetriebsversuchen ist es zwar möglich Teile des Netzwiederaufbaus zu testen und zu trainieren, der vollständige Aufbau sowie eine Vielzahl von Effekten können jedoch nicht ausreichend untersucht werden. Aus diesem Grund wurde, aufbauend auf den Ergebnissen der realen Versuche und unter Einbeziehung der umfangreichen Messdaten, ein dynamisches Simulationsmodell des 110-kV Inselnetzes sowie sämtlicher am Netzwiederaufbau beteiligter Kraftwerksanlagen erstellt.

Die anhand der Messungen evaluierten Modelle dienen nun in erster Linie der Identifikation der wesentlichen Stabilitätsparameter und in weiterer Folge der Überarbeitung des Netzwiederaufbauplans. Im Vordergrund stehen dabei die Optimierung des Regelverhaltens der während eines realen Inselnetzwiederaufbaus aktiven Generatoren, sowie die Ermittlung der maximal zulässigen Zuschaltleistung für jede Maschinenkonfiguration. Als wesentliche Rahmenbedingung gilt hierbei die Einhaltung des unteren Frequenzgrenzwertes von 49 Hz.

Zu Beginn wird ein Simulationsmodell mit sämtlichen an den Inselbetriebsversuchen beteiligten Komponenten erstellt. Anschließend werden die realen Messreihen aus den Inselbetriebsversuchen mit den Ergebnissen aus den Simulationen verglichen und alle maßgeblichen Komponenten im Modell derart abgestimmt, dass deren Verhalten so weit wie möglich jenem der Realität entspricht. Details zur Simulationserstellung wurden bereits unter [5.4<sup>RS</sup>, 5.5<sup>RS</sup>, 5.40<sup>RS</sup>] veröffentlicht und werden in diesem Kapitel zusammengefasst wiedergegeben.

#### Frequenzbestimmende Faktoren

Für den Netzwiederaufbau nach dem Bottom-Up Prinzip ist beim schrittweisen Wiedereinschalten der einzelnen Lastblöcke vor allem die Erhaltung der Wirkleistungsstabilität zu beachten. Für den Gradienten der Frequenzänderung ist zum Zeitpunkt einer Laständerung im Wesentlichen das Verhältnis von rotierender Energie zur zu- bzw. abgeschalteten Verbraucherleistung maßgeblich.

Die normierte Trägheitskonstante  $H$  errechnet sich aus [4.23]

$$H = \frac{1}{2} \cdot T_J \quad \text{Formel 5-1}$$

wobei  $T_J$  der Anlaufzeitkonstante entspricht. Die Konstanten  $H$  bzw.  $T_J$  sind bestimmend für das Schwingungsverhalten des Systems.

Die Anlaufzeitkonstante  $T_J$  entspricht jener Zeit, die eine Maschine benötigen würde, um ohne Belastung mit Nennmoment auf Nenndrehzahl zu beschleunigen und ergibt sich aus

$$T_J = \frac{J \cdot \omega_n^2}{S_n} \quad \text{Formel 5-2}$$

In der Formel 5-3 ist die Masse des gesamten Maschinenblocks, also Generator und Turbine, über das Trägheitsmoment  $J$  berücksichtigt. Da Angaben über das Massenträgheitsmoment der Turbinen in den seltensten Fällen vorhanden sind, kann für Wasserkraftwerke

$$J_{Turbine} = J_{Generator} \cdot (0,05 \dots 0,15) \quad \text{Formel 5-3}$$

angenommen werden [5.4<sup>RS</sup>].

Üblicherweise wird in den Datenblättern der Maschinen anstatt des Trägheitsmomentes  $J$  das Schwungmoment  $GD^2$  verwendet. Es gilt hierbei folgender Zusammenhang:

$$J = \frac{GD^2}{4} \quad \text{Formel 5-4}$$

$$J = \int r^2 \cdot dm = \int \frac{D^2}{4} \cdot dm \quad \text{Formel 5-5}$$

Neben der Bedeutung für das Schwingungsverhalten des Gesamtsystems ist die normierte Trägheitskonstante  $H$  bzw. das Schwungmoment über die dadurch bestimmte rotierende Energie  $W_{rot}$  ausschlaggebend für den Frequenzgradienten der Frequenzabsenkung im ersten Moment einer Laständerung.

$$W_{rot} = H \cdot \frac{\omega^2}{\omega_N^2} \cdot S_N = \frac{J \cdot \omega^2}{2} = \frac{GD^2 \cdot \omega^2}{8} \quad \text{Formel 5-6}$$

Erfolgt eine Lastzuschaltung, so begründet sich die damit verbundene Absenkung der Inselnetzfrequenz im transienten Zeitbereich durch Abgabe von, in rotierender Form gespeicherter Energie an das Netz. Das Ausmaß an rotierender Energie im vorliegenden Inselnetz ist nur ein Bruchteil jener Energie, die im Verbundbetrieb vorhanden ist, wodurch wesentlich höhere Frequenzgradienten möglich sind. Dies gilt vor allem während der ersten Lastzuschaltungen nach dem Schwarzstart.

Je höher also die gespeicherte rotierende Energie durch große, schnell drehende Schwungmassen ist, umso flacher fällt der Frequenzeinbruch bei gleicher Zuschaltleistung aus. Durch Eingriff des Turbinenreglers (Primärregelung) nach einigen Sekunden wird der Frequenzeinbruch nach und nach flacher, bis sich, je nach Schwingungsverhalten, ein stabiler Zustand einstellt. Daher unterliegt die Primärregelung im Inselnetzbetrieb anderen

Rahmenbedingungen und muss, aufgrund der geringen vorhandenen rotierenden Energie, wesentlich schneller abrufbar sein.

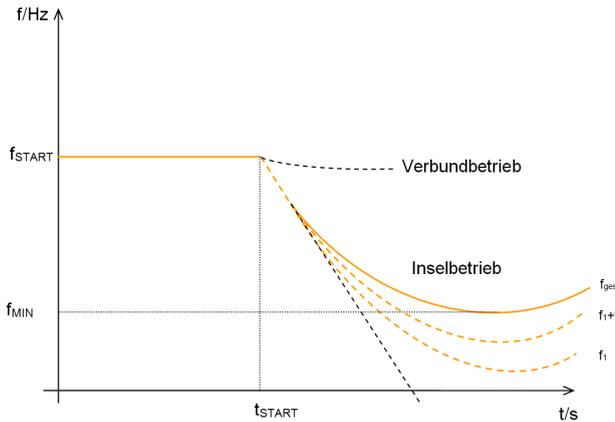


Abbildung 5-16: Frequenzverlauf bei Ausregelung von Lastzuschaltungen im Insel- und Verbundbetrieb [5.4<sup>RS</sup>]

In Abbildung 5-16 ist der Verlauf der Netzfrequenz nach einer Lastzuschaltung beispielhaft dargestellt. Im Zuschaltzeitpunkt  $t_{\text{START}}$  beginnt die Frequenz mit dem Frequenzgradienten zu sinken. Ohne jegliche Aufbringung von Primärregelenergie durch das Eingreifen von Turbinenreglern würde die Frequenz und somit die Drehzahl der Maschinen, entlang einer Geraden auf Null absinken. Der Frequenzgradient kann, unter der Annahme der Linearisierung der Gleichung um die Nennfrequenz, aus Formel 5.6 wie folgt abgeleitet werden:

$$\frac{dW_{\text{rot}}}{dt} = H \cdot S_N \cdot 2 \cdot \left( \frac{\omega}{\omega_N} \right) \cdot \left( \frac{1}{\omega_N} \right) \cdot \frac{d\omega}{dt} = \Delta P \quad \text{Formel 5-7}$$

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\Delta P \cdot \omega_N}{2 \cdot H \cdot S_N} \quad \text{bzw.} \quad \frac{df}{dt} = \frac{\Delta P \cdot f_N}{2 \cdot H \cdot S_N} \quad \text{Formel 5-8}$$

Durch den Eingriff eines Turbinenreglers wird nun die – anfangs auf Kosten der Drehzahl entnommene – Energie durch extern zugeführte Primärregelenergie abgelöst. Damit ergibt sich der Verlauf  $f_1$  in der Abbildung. Durch das gleichzeitige Einwirken zweier Turbinenregler ( $f_1+f_2$ ) erfolgt dieser Vorgang entsprechend schneller und das Frequenzminimum wird früher erreicht. Durch das Zusammenwirken aller im Inselnetz befindlichen Turbinenregler, die im Stande sind, Primärregelenergie im entsprechenden Zeitraum bereitzustellen, ergibt sich der Verlauf  $f_{\text{ges}}$ . Das dabei auftretende Frequenzminimum ist eine wichtige Kenngröße für den stabilen Betrieb eines Inselnetzes.

In Abbildung 5-17 ist die rotierende Energie  $W$  aller, im Anfangsstadium des Netzwiederaufbaus beteiligten Maschinen, bei Nenndrehzahl und Nennfrequenz  $f = 50$  Hz eingetragen. Gleichzeitig zeigt das Diagramm das jeweilige Massenträgheitsmoment  $J$ . Da die mechanischen Anlaufzeitkonstanten für alle Maschinen etwa in derselben Größenordnung liegen, entspricht das Verhältnis der rotierenden Energien etwa dem Verhältnis der Nennscheinleistungen. In Formel 5.6 für die rotierende Energie  $W_{\text{rot}}$  geht die Drehzahl quadratisch ein, das Trägheitsmoment  $J$  ist dagegen direkt proportional. Wesentlich für das Ausmaß an rotierender Energie ist neben dem Massenträgheitsmoment daher vorwiegend die jeweilige Drehzahl der Maschine.

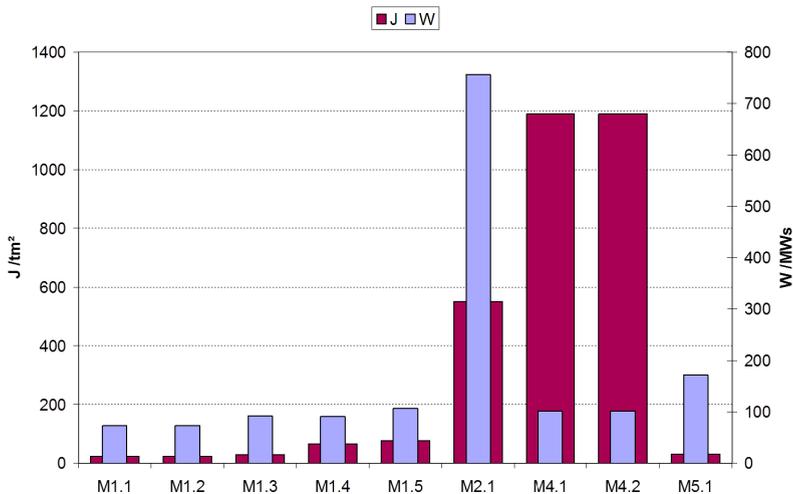


Abbildung 5-17: Rotierende Energie  $W$  bei Nenndrehzahl und Massenträgheitsmoment  $J$  [5.4<sup>RS</sup>]

Es ist zu erkennen, dass die Maschine M2.1 ein Vielfaches an rotierender Energie, bezogen auf die anderen Maschinen, bereitstellen kann. Dies ist auf die hohe Drehzahl dieser Maschine zurückzuführen. Das Regelverhalten bei schnellen Lastschwankungen ist, wie in den weiteren Versuchen ersichtlich, aufgrund der langsamen Stellgeschwindigkeiten, jedoch verhältnismäßig träge.

Die Maschinen M1.1 und M1.2 weisen eine vergleichsweise geringe rotierende Energie auf, können jedoch mit ihren insel-tauglichen Einrichtungen Lastschwankungen schneller folgen. Trotz ihrer enormen Massenträgheit entspricht das Maß an rotierender Energie der Laufkraftwasserwerk-Maschinen M4.1 und M4.2 aufgrund der niedrigen Drehzahlen in etwa der Größenordnung der Pumpspeicher-Maschine M1.5 mit einer sehr geringen Massenträgheit. Aus dieser Darstellung konnte in weiterer Folge, in Kombination mit dem Reglerverhalten der Maschinen, ein Konzept für verschiedene Maschinenkonstellationen entwickelt werden.

## **Komponenten der Simulationsmodelle**

Das entwickelte, dynamische Simulationsmodell enthält neben den Netzkomponenten alle im Verlauf des Inselnetzaufbaus eingesetzten Generatoren mit den dazugehörigen Turbinen- und Spannungsreglern sowie sämtliche hydraulische Anlagen. Die Implementierung des Modells erfolgte in den ersten Jahren in NEPLAN-SIMPOW [5.4<sup>RS</sup>] und anschließend im Rahmen einer zweiten Diplomarbeit in einer exakteren Nachbildung aller Komponenten mit dem Softwarepaket MATLAB-Simulink [5.39<sup>RS</sup>]. Beide Simulationsprogramme lieferten zufriedenstellende Ergebnisse, wobei in weiterer Folge nur auf die wesentlichen, zusammengefassten Resultate und Erkenntnisse eingegangen wird.

Besonderes Augenmerk wird in den Programmen auf die Modellierung der Primärregler der einzelnen Maschinen gelegt, da diese für die Frequenzregelung und somit für die Stabilität des Inselnetzes maßgeblich sind. Für die Evaluierung der Modelle werden die Ergebnisse der Simulation mit den gemessenen Daten von real durchgeführten Inselbetriebsversuchen verglichen und gegebenenfalls Anpassungen im Modell vorgenommen.

Für die Erstellung eines realitätsnahen Simulationsmodells sind folgende Komponenten für den Inselaufbau und Inselbetrieb in unterschiedlichem Detailgrad zu erfassen:

### **Turbinen und hydraulische Anlagen** [5.4<sup>RS</sup>, 5.39<sup>RS</sup>]

Änderungen des Stellgliedes bei Wasserturbinen haben stets eine Änderung der Wassersäulengeschwindigkeit zur Folge. Das bewirkt, z.B. im Falle einer Ventilschließung, eine transiente Erhöhung der abgegebenen Leistung durch das Verlangsamen der Wassersäule, bevor die geplante Leistungsreduktion erfolgt. Die Auswirkungen der Trägheit der Wassersäule und dem daraus resultierenden Druckstoß bei „schnellen“ Bewegungen der Düsenstellglieder auf das Schwingungsverhalten und die Regelfähigkeit des Systems sind für diese Betrachtungen von großer Bedeutung. Die dafür maßgeblichen Konstanten müssen im Turbinenmodell entsprechend berücksichtigt werden.

Für Maschinen eines Kraftwerkes, die an einer gemeinsamen Druckrohrleitung angeschlossen sind und im Verlaufe der Inselversuche bzw. der Simulationen gleichzeitig an der Energiegewinnung teilnehmen, ergibt sich eine gegenseitige Beeinflussung der hydraulischen Verhältnisse, welche im Modell ebenfalls zu implementieren ist.

Ein weiteres entscheidendes Verhalten wird über die sogenannte „water starting time“  $T_w$  definiert. Sie ist jene Zeit, die eine Wassersäule in einer Druckrohrleitung benötigt, um, bei plötzlichem Öffnen des Stellventils, von Stillstand auf eine gewisse Geschwindigkeit zu beschleunigen und ergibt sich nach:

$$T_w = \frac{L \cdot Q}{A \cdot a \cdot h} \quad \text{Formel 5-9}$$

Mit  $L$  [m] als Länge der Druckrohrleitung,  $Q$  [m<sup>3</sup>/s] als Ausbaudurchflussmenge der Rohrleitung,  $A$  [m<sup>2</sup>] als mittlere Querschnittsfläche der Druckrohrleitung,  $a$  [m/s<sup>2</sup>] als Erdbeschleunigung und  $h$  [m] als Fallhöhe.

### Turbinenregler [5.4<sup>RS</sup>, 5.39<sup>RS</sup>]

Das elektrische Übertragungsnetz verfügt über keine Speicherkapazität von elektrischer Energie, wodurch die Summe der Erzeugerleistungen stets gleich der Verbraucherleistungen sein muss. Im Falle eines kurzzeitigen Leistungsungleichgewichtes müssen die Turbinenregler über die Primärregelung innerhalb weniger Sekunden die Abgabeleistung der Maschinen anpassen. Zeitkonstanten, welche für das stabilisierende Eingreifen der Primärregelung nach Laständerungen tragend sind, weisen somit eine hohe Rückwirkung auf die Stabilität eines Inselnetzes auf.

Die möglichst genaue Implementierung der Reglereigenschaften, insbesondere der Turbinenregler, stellt eine der Kernaufgaben für die Nachbildung des Inselnetzes dar. Dabei müssen verschiedene Betriebsmodifikationen, unterschiedliche Typen und Arbeitsweisen von Turbinenreglern und große Altersunterschiede der Regeleinrichtungen berücksichtigt werden. Besondere Bedeutung liegt hierbei in der Reglerparametrierung der Turbinenregler der beiden Führungsmaschinen M1.1 und M1.2. Deren Reglerverhalten und Stellgeschwindigkeit ist auf das Ausregeln von Lastschwankungen im Inselbetrieb ausgelegt. Dadurch bestimmen sie maßgeblich den Frequenzverlauf.

Bei plötzlichen Lastabschaltungen kommt eine Ablenkerregelung zum Einsatz, durch deren schnelle Reaktionszeit der Ablenker den Wasserstrahl kontinuierlich bis zu einem gewissen Maß abdrückt. Dadurch wird in wenigen Sekunden Leistung von der Maschine genommen, um so einen unkontrollierbaren Anstieg der Drehzahl, und somit der Frequenz im Inselnetz, zu vermeiden. Die wesentlich langsamere Düsenadel wird anschließend dem sich einstellenden Leistungsniveau nachgeführt. Die Ablenkersteuerung der Maschinen M1.3 bis M1.5 bewirkt lediglich das unregelmäßige Einschwenken des Ablenkers bei Überschreitung der eingestellten Vorgabefrequenz. Da diese drei Maschinen im Laufe der Versuche ausschließlich im motorischen Betrieb gefahren werden, spielen diese Ablenker eine untergeordnete Rolle.

	Düsenstellzeit $t_D/s$		Ablenkerstellzeit $t_A/s$	
	0-100%	100-0%	0-100%	100-0%
TUR1.1	18,1	57,7	4,2	4,3
TUR1.2	21,5	62	1,7	7
TUR1.3	37	37	-	-
TUR1.4	57	43,2	-	-
TUR1.5	66,7	42,6	-	-
TUR2.1	120	120	-	-

Tabelle 5-1: Mittelwerte der Düsenstellzeiten im KW Innerfragant [5.4<sup>RS</sup>]

Bei Lastzuschaltungen, wie dies beim Aufbau eines Inselnetzes der Fall ist, arbeiten die Servomotoren der Düsen der Turbinen TUR1.1 und TUR1.2 ebenfalls wesentlich schneller als bei anderen Maschinen. In Tabelle 5-1 ist eine Aufstellung der (gemittelten) Düsenstellzeiten aller beteiligten Turbinen dargestellt.

### Spannungsregler [5.4<sup>RS</sup>]

Da Schwankungen im Spannungsverlauf viel schneller ausgeregelt werden können als Schwankungen im Frequenzverlauf, spielen die Spannungsregler beim Inselaufbau eine eher untergeordnete Rolle. Grundsätzlich lassen sich jedoch Spannungsregler in zwei Gruppen einteilen:

- Statische Erregersysteme mit Thyristorschaltungen
- Erregersysteme mit rotierenden Erregermaschinen

Mittels Referenztabelle kann im Simulationsmodell auch bei den Spannungsreglern sowohl ein Spannungssollwert mit Hilfe einer zeitabhängigen Funktion, als auch eine Sättigungstabelle vorgegeben werden.

### Generatoren [5.4<sup>RS</sup>]

Die erforderlichen Eingabeparameter für die Simulation sind bei Generatoren sämtliche elektrische, dynamische sowie mechanische Nenndaten. Diese elektrodynamischen Parameter der Generatoren können aus den Datenblättern der einzelnen Maschinen entnommen bzw. aus diesen ermittelt werden. Besonders von Bedeutung sind dabei das Massenträgheitsmoment und das dynamische Verhalten bei transienten Vorgängen. In Tabelle 5-2 sind diese Parameter aller beteiligten Maschinen unter Berücksichtigung der Sättigungseffekte aufgelistet.

	M1.1	M1.2	M1.3	M1.4	M1.5	M2.1	M3.1	M4.1 / M4.2	M5.1
$S_N$ / MVA	36	36	42	32	40	220	70	50	75
$U_N$ / kVA	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5	13,8	8,8	10,5	10,5
$P_G$ / MW	32,40	32,40	37,80	27,20	34,00	198,00	59,50	40,00	70,00
$\cos \varphi$									
$n_{\text{Nenn}}$	750	750	750	500	500	500	500 / 375	125	1000
$X_d$ / %	112 / 120	112 / 120	121,4 / 135,5	103 / 110	109,4 / 117	125 / 135	/ 106,6	90 / 110	106 / 114
$X_q$ / %	/ 84	/ 84	/ 92	/ 77	/ 75	/ 81	/ 74,6	/ 79	70 / 75
$X_d'$ / %	21,5 / 22,5	21,5 / 22,5	29 / 32	26 / 29	30,5 / 33,6	34 / 33	/ 35,5	27 / 30	27 / 30
$X_q'$ / %	/ 84	/ 84	/ 92	/ 77	/ 75	/ 81	/ 73,6	/ 79	/ 74
$X_d''$ / %	13,5 / 14,5	13,5 / 14,5	14,5 / 15,9	/ 16,2	16,8 / 18,7	19,7 / 21	/ 26,6	18 / 20	17 / 20
$X_q''$ / %	/ 15	/ 15	/ 16,7	/ 15,4	/ 19	23 / 21	/ 25,6	/ 21	/ 19
$X_{(2)}$ / %	/ 15,5	/ 15,5	/ 16,3	/ 15,5	/ 19	/ 30	/ 30	/ 20	17 / 19
$X_{(0)}$ / %	/ 7,9	/ 7,9	/ 8	/ 7,6	/ 9	/ 17,6	/ 16	/ 16	8 / 10
$X_I$ / %	/ 13	/ 13	/ 15	/ 15	/ 13	/ 10	/ 10	/ 10	/ 15
$T_{d0}'$ / s	5	5	6,7	7,2	5,8	5,9	7,135	6,064	8,17
$T_{d0}''$ / s	0,025	0,025	0,08	0,09	0,071	0,086	0,029	0,044	18
$T_{d0}'''$ / s	0,1	0,1	0,272	0,235	0,175	0,06	0,144	0,188	0,055
$T_d'$ / s	0,06	0,06	0,08	0,09	0,07	0,045	0,05	0,05	0,045
$T_d''$ / s	0,91	0,91	1,59	1,7	1,78	1,42	1,51	1,548	1,91
$T_q'$ / s	0,049	0,049	0,049	0,049	0,049	0,05	0,0490	0,050	0,049
$T_d'''$ / s	0,04	0,04	0,04	0,05	0,04	0,056	0,072	0,038	0,13
$T_q''$ / s	0,009	0,009	0,009	0,011	0,013	0,013	0,017	0,013	0,013
R (Resistanz des Stators) / Ohm	0,0075	0,0075	0,008	0,0081	0,008	0,008	0,008	0,00752	0,002132
GD <sup>2</sup> Turbine / tm <sup>2</sup>	8,65	8,65	10,8	34,5	40,5	105		620,1	5,4
GD <sup>2</sup> Generator / tm <sup>2</sup>	86,5	86,5	108	230	270	2100		4134	120
GD <sup>2</sup> Gesamt/ tm <sup>2</sup>	95,15	95,15	118,8	264,5	310,5	2205		4754,1	125,4
Trägheitskonstante J des gesamten Blocks / kgm <sup>2</sup>	23787,5	23787,5	29700,0	66125,0	77625,0	551250,0		1188525,0	31350,0
$T_J$ / s	4,08	4,08	4,36	5,67	5,32	6,87	7,72	4,07	4,58
H	2,04	2,04	2,18	2,83	2,66	3,43	3,86	2,04	2,29

  angenähert laut [4] S153 und [2] Wertangabe: gesättigt / ungesättigt

**Tabelle 5-2: Parameterliste der am Inselnetzaufbau beteiligten Generatoren [5.4<sup>RS</sup>]**

Für die eingefärbten Bereiche waren keine Daten vorhanden. Deshalb wurden diese aus zulässigen Wertebereichen ermittelt. Da die Maschine M3.1 als Netzlast fungiert und somit keine Regelungsaufgaben übernimmt, wurde eine größere Anzahl von angenäherten Werten als zulässig erachtet.

### Elektrisches Netz [5.39<sup>RS</sup>]

Es gibt verschiedene Gleichungssysteme zur Beschreibung eines elektrischen Netzes. Ausgangspunkt sind hierbei die Kirchhoff'sche Maschen- und Knotenregel, sowie die elektrischen Ersatzschaltungen der einzelnen Betriebsmittel. Für die Erstellung eines Gleichungssystems zur Beschreibung des Netzes werden Knotenpunkte definiert. Als Knotenpunkte werden jene Punkte bezeichnet, an denen Erzeuger und Verbraucher mit dem Netz verbunden sind, sowie Stellen an denen es Verzweigungen des Netzes gibt.

Im nächsten Schritt wird das elektrische Netz mit Hilfe einer Admittanzmatrix sowie einer Hybridmatrix dargestellt und die Gleichungen nach den noch Unbekannten aufgelöst. Diese Matrizen bilden in weiterer Folge die Grundlage für das Netzabbild im Simulationsmodell.

## Last

Die tatsächliche Last im ersten Zuschaltaugenblick nach einer länger andauernden Versorgungsunterbrechung kann derzeit nur geschätzt werden, da viele Einflussfaktoren berücksichtigt werden müssen. Auf diese Problematik – in der Literatur bekannt als „Cold Load Pick-Up“ – wurde bereits in Kapitel 5.5 im Detail eingegangen.

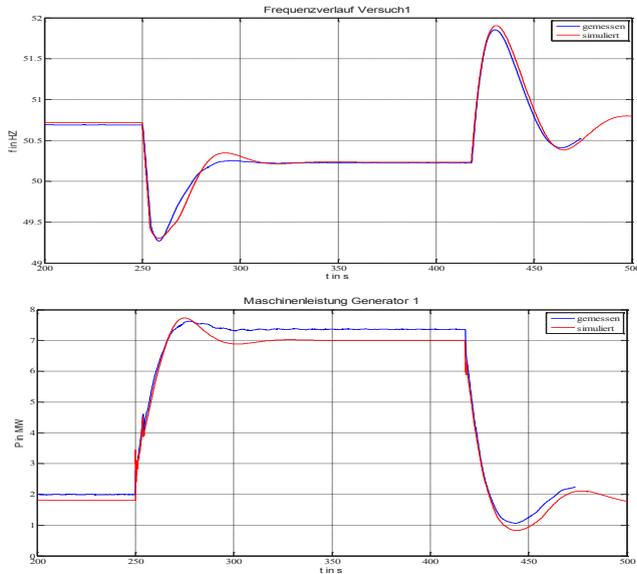
Für die Bestimmung der Minimaleinsatzkonfiguration der Maschinen sowie für einen stabilen Netzwiederaufbau wird im Simulationsmodell eine vereinfachte Annahme für die Last getroffen. Die Nachbildung der Verbrauchergruppen erfolgt in dieser Festlegung als Kombination eines Konstantleistungsanteils (60%) und eines rotierenden Anteils (40%). Als Verbrauchergesamtleistung wird die jeweilige Leistung bei Netzhöchstlast angenommen. Als Nachbildung des elektrischen Verhaltens des rotierenden Anteils findet im Simulationsmodell das Asynchronmaschinenmodell Verwendung. [5.39<sup>RS</sup>]

## Evaluierung des Simulationsmodells

Entscheidend für die Aussagekraft eines Simulationsmodells ist eine umfangreiche Plausibilitätsprüfung. Durch Vergleich der messtechnisch erfassten Inselbetriebsversuche mit den Ergebnissen aus dem Simulationsmodell können Rückschlüsse auf den Realitätsgrad der Simulation gezogen werden. Abweichungen können durch Optimierung der verschiedenen Parameter im Modell bereinigt und das Ergebnis anschließend neu überprüft werden. Dieser Prozess kann solange wiederholt werden, bis eine ausreichende Übereinstimmung der Simulationsergebnisse mit den realen Messergebnissen vorhanden ist. Von besonderer Bedeutung sind dabei die Verläufe der Inselnetzfrequenz und der jeweiligen Wirkleistungen der Generatoren, sowie die Stell- bzw. Positionssignale der Düsen und Strahlablenker.

Durch diese Vorgangsweise konnte ein sehr reales Abbild der dynamischen Einrichtungen, insbesondere der Turbinenregler und deren mechanischer Stellglieder, angefertigt werden. Exemplarisch werden im Folgenden, anhand eines Versuches aus den Inselbetriebsversuchen 2009, Mess- und Simulationsergebnisse gegenübergestellt. Im Verlauf dieses Versuches wird, nach Inbetriebnahme eines schwarzstartfähigen Kraftwerkes mit fünf Generatoren, eine Pumplast zugeschaltet (siehe Abbildung 5-18). Die Pumpe ist als Asynchronmaschine mit Kurzschlussläufer ausgeführt, die Nennleistung beträgt 5 MVA. Der Pumpenstart erfolgt durch direkte Zuschaltung und anschließender, rampenförmiger Lastaufnahme.

Aufgrund der Einstellung der Turbinenregler-Sollfrequenzen übernimmt ein einzelner Generator über die Primärregeleinrichtung die Verbraucherleistung. Die anderen vier Maschinen beteiligen sich lediglich durch Abgabe von rotierender Energie; eine aktive Beteiligung an der Primärregelung wurde für diese Versuche bewusst unterdrückt.



**Abbildung 5-18: Versuch 1: Gemessener und simulierter Frequenzverlauf, gemessene und simulierte Wirkleistung des Generators 1.1 [6.38]**

Bei der Zeit von 250s erfolgt die Zuschaltung der Pumpe, der Generator 1.1 übernimmt alleine die gesamte Verbraucherleistung. Bei etwa 420s erfolgt die Abschaltung der Pumpe, wodurch auch die Schließbewegung durch den Strahlablenker und die Düsen erfasst werden kann. Sowohl der Frequenzgradient im Zuschaltzeitpunkt von 250s, als auch das für die transiente Stabilität maßgebliche Frequenzminimum stimmen in der Simulation sehr gut mit der Messung überein.

Sämtliche Messergebnisse wurden in der beschriebenen Weise den Simulationsergebnissen gegenübergestellt und im Detail verglichen. Durch die, für diesen Vergleich bewusst geplanten Versuche und die umfangreichen Messaufzeichnungen konnten auch die Nichtlinearitäten, welche in verschiedenen Betriebspunkten besonders ausgeprägt sind, im Simulationsmodell abgebildet werden. Abweichungen wurden dokumentiert und verschiedene Maschinen-Parameter unter Rücksichtnahme auf das Gesamtsystem entsprechend angepasst. Mit dieser Vorgangsweise konnte ein Modell entwickelt werden, mit welchem in weiterer Folge das bestehende Netzwiederaufbaukonzept vollständig simuliert und optimiert wurde.

## 5.8.4 Erkenntnisse aus den Versuchen

### Auswahl der Führungsmaschinen

Vor Beginn jedes Netzwiederaufbaus muss das Regelkonzept der beteiligten Maschinen und damit insbesondere die Führungsmaschine(n) festgelegt werden. Die dafür notwendigen Untersuchungen wurden in den bereits erwähnten Diplomarbeiten [5.4<sup>RS</sup>, 5.39<sup>RS</sup>] durchgeführt. Durch die praktischen Erfahrungen aus den Inselbetriebsversuchen 2009, 2010 und 2011 und den durchgeführten simulationstechnischen Untersuchungen hat sich gezeigt, dass die Maschinen M1.1 und M1.2 als inselführende Maschinen geeignet sind. Diese Maschinensätze verfügen über eine ausreichend schnelle Regelung sowie ein hinreichend schnelles elektromechanisches Stellsystem, um beim Netzwiederaufbau - insbesondere im Anfangsstadium - die Frequenz sehr schnell ausregeln zu können. Weiters sind die Zeitkonstanten sowie das Regelverhalten sehr ähnlich, was einen gemeinsamen Einsatz ermöglicht.

Die Eigenschaften der weiteren Maschinen wurden ebenfalls im Detail untersucht. Als Ergebnis kann hier festgehalten werden, dass insbesondere jene Maschinen mit analogen Reglern, vorzugsweise im motorischen oder im öffnungsbegrenzten Betrieb, auf die Bereitstellung von rotierender Energie zu begrenzen sind. Dabei wurden auch verschiedene Maschineneinsatzkonfigurationen (siehe Abbildung 5-9) auf ihre Möglichkeiten und Grenzen in einem Inselnetzaufbau untersucht. Dies ist erforderlich, um bei einer Nichtverfügbarkeit einer oder mehrerer Maschinen alle möglichen Alternativen zu kennen.

### Schwarzstart

Der erste Schritt jedes Inselnetzaufbaus ist ein erfolgreicher Schwarzstart einer oder mehrerer Maschinen. Dazu ist es notwendig, den Eigenbedarf für diese Anlage selbstständig aufzubauen und für die weiteren Schritte durchgängig abzusichern. Zwei an den Versuchen beteiligte Kraftwerksanlagen waren mit allen dafür notwendigen Einrichtungen ausgestattet: die erste mit einem Notstrom-Dieselaggregat und die zweite mit einer Eigenbedarfs-Wasserturbine. Die Zeit vom Netzspannungsausfall bis zur automatischen Versorgung dauerte in der Anlage mit dem Notstrom-Dieselaggregat 7 Sekunden und in der Anlage mit der EB-Turbine 10 Sekunden. Während des gesamten Versuchsablaufs, der ca. 3,5 Stunden dauerte, wurde die benötigte Hilfsenergie über diese Eigenbedarfsanlagen bereitgestellt.

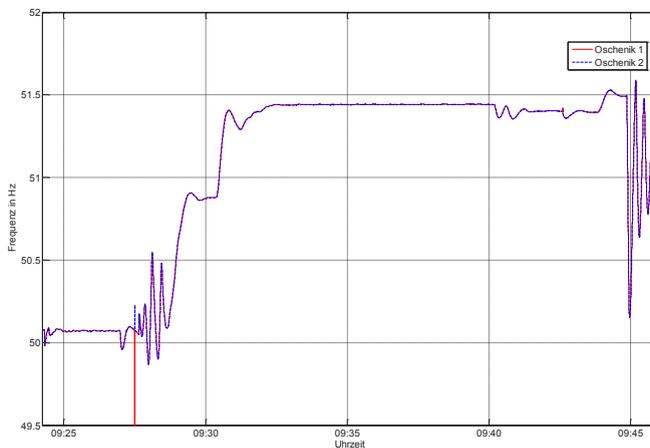
## Frequenzvorgabe

Aufgrund erster Annahmen zum Thema Cold Load Pick-Up (Kapitel 5.5) sowie dem Ziel einer Vermeidung von Zuschaltungen von dezentralen Erzeugungsanlagen, wurde die Startfrequenz in den Versuchen im Jahr 2011 von vormals 47,5 Hz auf 51,5 Hz angehoben. Ein Wert über 51 Hz wurde gewählt, da ältere Einspeiser zum Teil noch mit diesem Auslösegrenzwert eingestellt sind und eine Beteiligung dezentraler Erzeugungsanlagen in der ersten Phase des Netzwiederaufbaus vermieden werden sollte.

Ein zusätzlicher, wesentlicher Vorteil dieser erhöhten Startfrequenz ist die Erhöhung der Stabilität des Inselaufbaus im Sinne des erweiterten zulässigen Frequenzbandes zur unteren Frequenzgrenze von 49 Hz. Ein mögliches Überschwingen der Frequenz kann aufgrund der angepassten Frequenzauslösewerte der Generatoren als unkritisch betrachtet werden. Die rotierende Energie aller am Netz befindlichen Maschinen während der Versuche beträgt bei Nennfrequenz etwa 440 MWs. Aufgrund der erhöhten Startfrequenz ergibt sich auch eine Erhöhung der rotierenden Energie auf

$$W_{\text{rot}(t)} = 440 \text{ MWs} \cdot \frac{(51,5 \text{ Hz})^2}{(50 \text{ Hz})^2} \approx 470 \text{ MWs} \quad \text{Formel 5-10}$$

Der zusätzliche Beitrag an rotierender Energie ist somit relativ gering wohingegen eine Verschiebung der Startfrequenz nach oben vor Lastzuschaltungen den Spielraum für den folgenden Frequenzeinbruch um 0,8 Hz maßgeblich erweitert.



**Abbildung 5-19: Frequenzerhöhung durch die beiden Führungsmaschinen [5.34<sup>RS</sup>]**

Nachdem die erste Maschine erfolgreich schwarzgestartet wurde, erfolgt das Hochfahren und die Synchronisierung von weiteren vier Maschinen an die Sammelschiene. Anschließend wird die Inselfrequenz durch Verändern des Frequenzsollwertes der beiden

inselführenden Generatoren auf den vorgegebenen Wert von 51,5 Hz eingestellt, wie in Abbildung 5-19 dargestellt. Die Sollfrequenz aller nicht-inselführenden Maschinen wurde auf 51 Hz fixiert, wodurch sich automatisch ein motorischer Betrieb einstellt. Grundsätzlich wird durch diese Wahl des Frequenzsollwertes eine Beteiligung aller Maschinen an der Primärregelung nach einer Lastzuschaltung erwartet.

### **Bespannen eines 220/110-kV Kuppelumspanners**

Im vertraglich vereinbarten Netzwiederaufbaukonzept ist das Hochfahren eines 200 MVA 220/110-kV Kuppelumspanners mit einem sekundärseitigen Nennstrom (Effektivwert) von 1,05 kA vorgesehen. Da das Hochfahren mehr Zeit in Anspruch nimmt als eine direkte Zuschaltung, wurde untersucht, ob eine direkte Zuschaltung des Transformators von der Unterspannungsseite zulässig ist und prinzipiell angestrebt werden sollte. Zu diesem Zweck wurde der Inrush-Strom des Kuppelumspanners aufgezeichnet und dessen Auswirkungen auf die Betriebsmittel und Schutzeinrichtungen im Inselnetz untersucht [5.34<sup>RS</sup>].

Durch Einlegen eines 110-kV Leistungsschalters erfolgte die Bespannung von der Unterspannungsseite ohne den Eingriff eines Zuschaltsteuergerätes. Der maximal mögliche Magnetisierungsstrom ist prinzipiell abhängig von der Phasenlage der Zuschaltspannungen und des remanenten Flusses im Transformator während des Zuschaltaugenblicks. Aufgrund der Phasenverschiebung von anliegender Spannung und induziertem Fluss von 90° ist der für jede Phase optimale Zuschaltzeitpunkt im jeweiligen Spannungsmaximum und somit auch zu einem jeweils anderen Zeitpunkt. Im Spannungsnulldurchgang wird der maximale Fluss schlagartig über den erhöhten Magnetisierungsstrom aufgebaut. Zusätzlich ist noch der Einfluss der remanenten Flüsse im Eisen des Transformators von Bedeutung. Liegt dieser im Zuschaltaugenblick in Phasenopposition zum erzeugten Fluss durch die wiederkehrende Spannung, so treten aufgrund der Ummagnetisierungseffekte zusätzliche Strombelastungen auf. Für den Normalbetrieb im Verbundnetz kann der Einschaltstrom das bis zu 6-fache des Nennstromes betragen und bei Großtransformatoren bis zu mehrere Minuten lang abklingen.

Für die Konfiguration im Inselnetz ergibt sich allerdings eine etwas andere Situation. Die fünf Generatoren, die zum Zuschaltzeitpunkt aktiv sind, stellen eine vergleichsweise schwache Blindstromquelle dar. Zudem wird der Einschaltstrom über die Leitungsimpedanzen und die Transformatorimpedanzen der Blocktransformatoren begrenzt.

Der aufgezeichnete Verlauf des 110-kV-seitigen Stromes ist in Abbildung 5-20 dargestellt. Der Maximalwert beträgt dabei 714 A. Die berechneten Effektivwerte der Ströme ergeben einen maximalen Phasenstrom in Phase 1 von etwa 260 A, also etwa 25 % des Transformator-Nennstromes. Charakteristisch für einen ungünstigen Zuschaltzeitpunkt ist der maximale Phasenstrom in einer der drei Phasen und ein etwa gleich großer Strom in den beiden anderen Phasen. Aufgrund der Verläufe der Phasenströme kann bei diesem Zuschaltversuch, ohne Kenntnis eventuell vorhandener Remanenzflüsse, daher von einem ungünstigen Zuschaltzeitpunkt ausgegangen werden.

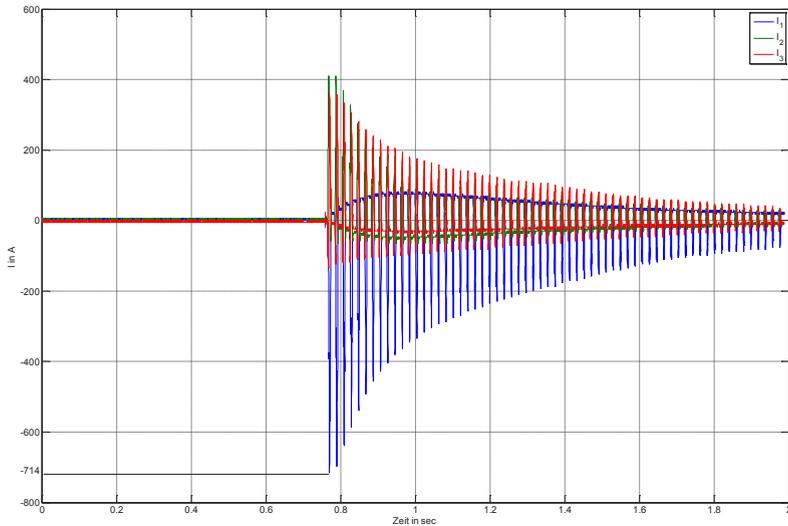


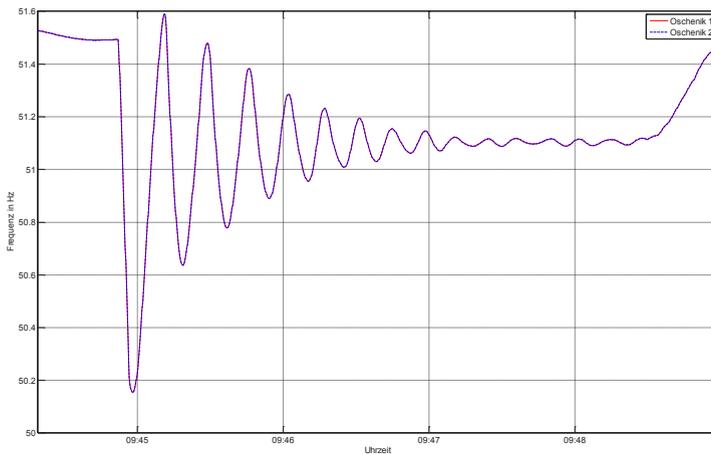
Abbildung 5-20: Zeitverlauf des Inrush-Stromes [5,34<sup>RS</sup>]

Die Spannungen im Umspannwerk Landskron sind in diesem Fall, aufgrund der passiven Charakteristik des Netzes Richtung Ferlach, repräsentativ. Der Spannungseinbruch beträgt etwa 4,5 kV, die folgende temporäre Spannungsüberhöhung, begründet durch die Reaktion der Spannungsregler, etwa 3 kV.

Die gemessenen Inrush-Ströme und Spannungseinbrüche können für diese Konfiguration als unproblematisch eingestuft werden. Größenordnungen wie bei Einschaltvorgängen an ein starres Netz sind im Inselbetrieb für diesen Schaltzustand nicht zu erwarten. Ein Hochfahren dieses Transformators – wie ursprünglich geplant, jedoch mit größerem Aufwand verbunden – ist auch aus schutztechnischer Sicht nicht zwingend erforderlich. Aus diesem Grund wird künftig im Netzwiederaufbaukonzept ein direktes Zuschalten dieses Transformators vorgesehen.

## Lastzuschaltungen durch Pumpen

In nachfolgenden Versuchen kommt es zur ersten Lastzuschaltung auf die noch unbelasteten Generatoren. Dieser Versuch ist, speziell für den realen Inselnetz wiederaufbau, aufgrund der stark nichtlinearen Regelcharakteristik leerlaufender, parallel betriebener Generatoren als sensibel hinsichtlich der Stabilität des Gesamtsystems einzustufen. Der Belastungsversuch gibt daher Aufschluss über die Auswirkung der gewählten Regelstrategie. Als Insellast wurde in diesem Versuch eine Pumpe mit einer Nennwirkleistung von etwa 5 MW zugeschaltet. Aufgrund ihrer Eigenschaften als Asynchronmaschine ist diese Lastzuschaltung als herausfordernd für die inselführenden Regelmaschinen einzustufen.



**Abbildung 5-21: Frequenzverlauf bei Zuschaltung einer 5 MW Pumpe [5.34<sup>RS</sup>]**

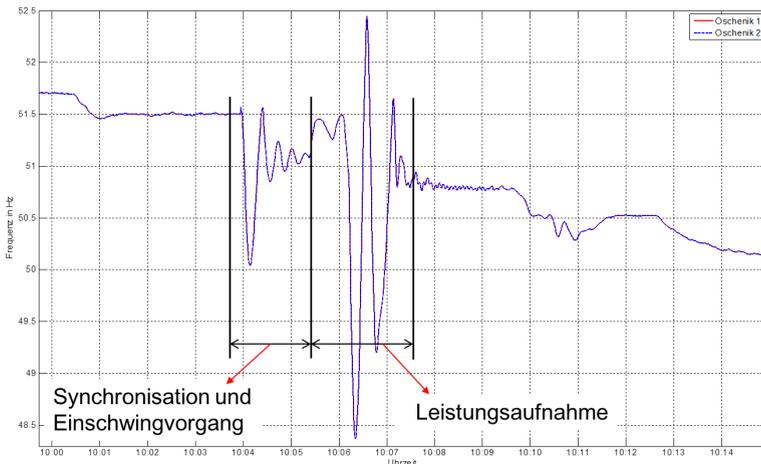
Abbildung 5-21 zeigt den Frequenzverlauf der Maschinen M1.1 und M1.2 während der Zuschaltung und dem folgenden Einschwingvorgang. Das auftretende Frequenzminimum ist mit 50,15 Hz ablesbar. Ausgehend von einem Anfangswert von 51,5 Hz entspricht das einem Frequenzeinbruch des „First Swings“ von 1,35 Hz. Der durchschnittliche Leistungsanstieg der Maschinen beträgt  $\Delta P = 15,7$  MW bei einem Frequenzgradienten von  $\frac{df}{dt} = -280 \frac{\text{mHz}}{\text{s}}$ .

Aus dem Frequenzverlauf ist zu erkennen, dass die Frequenz nach der Zuschaltung der Pumpe auch die eingestellte Frequenz von 51 Hz der drei nicht-inselführenden Maschinen unterschreitet und damit von diesen entsprechend Wirkleistung aufgenommen wird. Detailauswertungen dieser Maschinen haben gezeigt, dass es dadurch zu starken Schwankungen der abgegebenen Wirkleistung einzelner Maschinen und somit auch der Inselfrequenz kommt. Dieses Verhalten hat eine direkte Auswirkung auf die Dämpfung im

Inselnetz und damit auf die Dauer des Einschwingvorgangs. Dies konnte in weiteren Versuchen – ohne Beteiligung der drei nicht-inselführenden Maschinen - bestätigt werden.

Der Vergleich dieser Versuche hat somit gezeigt, dass im Inselnetzbetrieb eine Beteiligung an der Primärregelung der nicht-inselführenden Maschinen, speziell von Maschinen mit analogen Regelanlagen, aufgrund des gezeigten Verhaltens in dieser Konfiguration, nicht zu empfehlen ist. Um eine Beteiligung dieser Maschinen zu umgehen, wird ein öffnungsbegrenzter Betrieb oder eine entsprechende Frequenzeinstellung von beispielsweise 50 Hz - je nach zu erwartender Zuschaltleistung und vorhandener rotierender Energie - in weiterer Folge empfohlen.

In einem nächsten Versuch wurde die Insellast um eine Pumpleistung von ca. 55 MW vergrößert. Dies ist notwendig, um eine entsprechende Mindestlast zum stabilen Betrieb einer Speichermaschine im Kraftwerk Malta Hauptstufe, mit einer Nennleistung von 180 MW bereitstellen zu können. Hierzu wird diese Pumpe mit Hilfe der Turbine auf Nenndrehzahl gebracht und anschließend synchronisiert (Abbildung 5-22). Bei geschlossenem Kugelschieber ergibt sich im ersten Moment ein Frequenzeinbruch von ca. 1,5 Hz. Der lange Einschwingvorgang zwischen 10:04 Uhr und 10:06 Uhr ist wiederum auf eine Beteiligung der drei nicht-inselführenden Maschinen zurückzuführen.



**Abbildung 5-22: Frequenzverlauf bei Zuschaltung einer 55 MW Pumpe [5.34<sup>RS</sup>]**

Anschließend kommt es durch Öffnung des Kugelschiebers zu einer Leistungsaufnahme von etwa 55 MW. Die Frequenzschwankungen von über 3 Hz zwischen 10:06 Uhr und 10:07 Uhr werden während der Leistungsaufnahme der Maschinen M1.1 und M1.2 durch die Düsenumschaltvorgänge von eindüsigem auf zweidüsigem Betrieb hervorgerufen. Dieser Bereich ist im Frequenzverlauf in Abbildung 5-22 hellblau hinterlegt. Die Düsenumschaltautomatik führt somit zu einem unerwünschten Frequenzverhalten und

großen Frequenzschwankungen auf unter 49 Hz. Dies kann im realen Netzwiederaufbau zu Lastabschaltungen durch die frequenzabhängige Lastanpassung führen und muss daher vermieden werden.

### **Synchronisierung mit dem ENTSO-E Netz**

Ein wichtiger Erfolgsfaktor für die Wiederherstellung eines stabilen Netzbetriebes ist die Synchronisierung von bestehenden Teilinseln bzw. einer Insel mit dem übergeordneten ENTSO-E Netz. Teilinseln können sowohl regional auf der Mittel- oder Hochspannungsebene, als auch überregional auf der Höchstspannungsebene entstehen. Die Schwierigkeit bei einer Synchronisierung liegt dabei entweder in der nicht vorhandenen Systemruhe bei zwei sehr kleinen Inseln oder in der schwer zu beeinflussenden Frequenz bei zwei sehr großen Inseln. Der letztgenannte Fall – eingetreten im Jahr 2006 beim Zerfall des ENTSO-E RG CE Netzes in drei Regionen – kann nur durch übergeordnete Koordination aller betroffener TSOs beherrscht werden.

Die besten Voraussetzungen liegen jedoch bei der Synchronisierung einer kleinen, stabilen Teilinsel, die sich an eine große, übergeordnete Insel anschließen möchte [5.51]. Diese Variante wird in diesem Abschnitt näher beschrieben, da es sich hierbei um einen der wahrscheinlichsten Fälle in einem Netzwiederaufbau durch Schwarzstart handelt. Die Synchronisierungsbedingungen - auch Parallelschaltbedingungen genannt - sind bekanntermaßen wie folgt:

- gleiche Frequenz
- gleiche Phasenfolge und Phasenlage
- gleiche Spannungshöhe

Sollten diese Bedingungen nicht hinreichend eingehalten und die Netze trotzdem gekuppelt werden, kommt es je nach Höhe der Differenz zu mehr oder weniger großen Momenten an den Maschinen, da diese versuchen, sich in den synchronen Lauf zu ziehen. Diese Momente wirken auf Maschine und Maschinenfundament und können zu großen Schäden führen. In diesem Fall kommt es zu entsprechenden Ausgleichsströmen über die Kupplung und damit möglicherweise zu Schutzauslösungen und zur neuerlichen Trennung der beiden Netzinseln.

Für eine erfolgreiche Synchronisierung bedarf es einer Systemruhe der zu synchronisierenden Netze. Das bedeutet, dass ein eingeschwungener Zustand erreicht sein muss, keine Last- oder Maschinenzuschaltungen durchgeführt werden und keine neuen Stellbefehle an Generatoren abgegeben werden. Dieser Vorgang ist ein wesentlicher Teil im gemeinsamen Netzwiederaufbau und wird in Simulatortrainings speziell geübt.

Eine Synchronisierung kann über Synchronisierereinrichtungen erfolgen, die oben genannte Kriterien überprüfen, Stellbefehle an die Turbinen- und Erregungseinrichtungen erteilen

und bei Einhaltung der Kriterien eine Freigabe an den Kuppelleistungsschalter ausgeben. Dies ist ein Standard in Kraftwerkseinrichtungen. Eine Visualisierung kann dabei über ein Synchronoskop erfolgen. Bei einem Inselnetz handelt es sich jedoch zumeist um ein Teilnetz mit einer Beteiligung von mehreren Kraftwerksparks mit jeweils mehreren Maschinensätzen. Eine Synchronisierereinrichtung mit direkter Regelung auf einzelne Maschinen ist für eine derartige Konfiguration zwar möglich, aber nur in den seltensten Fällen auch vorhanden. Durch den Einsatz von Phasor Measurement Units, wie in Kapitel 3.10 beschrieben, kann der Synchronisiervorgang zumindest visuell beobachtet und bei starken Abweichungen eingegriffen werden.

Eine weitere Möglichkeit für die Synchronisierung zweier Netze stellt der Einsatz von Synchrocheck-Einrichtungen dar, die heutzutage als Option in vielen Schutzeinrichtungen angeboten werden. Mit dieser Funktion werden die Spannungen vor und nach dem Kuppelleistungsschalter auf Einhaltung der Synchronbedingungen überprüft und bei Übereinstimmung eine Freigabe zur Zuschaltung erteilt. Ein direkter Eingriff auf die Einstellungen von Maschinen-Regeleinrichtungen erfolgt durch den Schutz jedoch nicht. Stelleingriffe sind bei Bedarf koordiniert - entweder aus einer zentralen Leitstelle oder direkt bei den Maschinenleistständen - durchzuführen. Dabei sollte vor der Synchronisierung die kleine Insel mit ihrer Frequenz geringfügig über der Frequenz der größeren Insel zu liegen kommen. Gleiche Phasenlage und Spannungshöhe vorausgesetzt, ist nun der Ein-Befehl an den Kuppelleistungsschalter zu geben und gleichzeitig die Frequenz der kleineren Insel, durch entsprechende Verstellung an einer Führungsmaschine, langsam zu verringern. Die Schutzeinrichtung führt – getriggert durch den Ein-Befehl – die Synchrocheck-Abfrage aus. Sind die Parallelschaltbedingungen erfüllt, so schließt der Leistungsschalter automatisch – die kleinere Insel „fällt“ in die größere hinein. Der Vorteil bei dieser Vorgangsweise ist, dass die Generatoren in der kleineren Insel gebremst und nicht beschleunigt werden, was wiederum aus maschinentechnischer Sicht eine geringere Beanspruchung für Maschinensätze darstellt.

Bei den dargestellten Versuchen wurde ausschließlich die Synchron- und Einschaltkontrolle von vorhandenen Distanzschutzeinrichtungen verwendet. Hierzu wird die Spannung der Insel mit jener des ENTSO-E Netzes auf Übereinstimmung der Parallelschaltbedingungen in vorgegebenen Toleranzen überprüft. Geräte neuerer Generation unterscheiden hierbei zwischen synchronem und asynchronem Schalten, wie z.B. in [5.42]. Dabei bedeutet synchrones Schalten, dass die Einschaltung freigegeben wird, sobald sich die Kenndaten (Spannungsbetragsdifferenz, Winkeldifferenz und Frequenzdifferenz) innerhalb der durch die Einstellung vorgegebenen Grenzen befinden. Beim asynchronen Schalten ermittelt das Gerät aus der Winkel- und Frequenzdifferenz den Zeitpunkt des Einschaltbefehls so, dass die Winkeldifferenz der Spannungen im Moment der Polberührung des Leistungsschalters gleich ist. Dazu muss im Distanzschutzgerät die

Eigenzeit des Leistungsschalters für einen Einschaltvorgang eingegeben werden. Da die Genauigkeit dieses Wertes direkten Einfluss auf den Zuschaltaugenblick und damit auf die Ausgleichsströme zwischen den zu koppelnden Netzen hat, empfiehlt es sich die Leistungsschaltereigenzeiten an den möglichen Kuppelstellen zu messen.

	generatorfern	generatornah
Schutzgeräteart	Distanzschutz	Distanzschutz
Max. zulässige Spannungsdifferenz [kV]	17,6	15,4
Max. zulässige Frequenzdifferenz [Hz]	0,50	0,50
Max. zulässige Winkeldifferenz [°]	20	10
Wirkzeit [s]	180	180

**Tabelle 5-3: Einstellwerte der Synchron- und Einschaltkontrolle**

Die gewählten Einstellwerte der Synchronkontrolle in den Distanzschutzgeräten an den möglichen Kuppelstellen sind in Tabelle 5-3 ersichtlich. Der wesentliche Unterschied liegt in der zulässigen Winkeldifferenz, die in der Nähe der Generatoren aufgrund der kleineren Dämpfung geringer gewählt wurde. Die Wirkzeit ist dabei jene Zeit, in welcher das Distanzschutzgerät die Funktion der Synchronkontrolle aktiviert lässt. Der Start erfolgt aus der Leitstelle durch den Ein-Befehl auf den Leistungsschalter.

Aufgrund des Vergleiches zwischen eingestelltem und tatsächlich gemessenem Differenzwinkel kann in weiterer Folge ein möglicher Handlungsbedarf für die Parametereinstellungen abgeleitet werden. Dies ist in den nächsten Abbildungen dargestellt. Die Bestimmung der Differenzwinkel für eine Phase erfolgt durch Ablesen aus den Diagrammen und orientiert sich am Zeitpunkt des beginnenden Stromflusses nach Einlegen der Sammelschienenkupplung.

Abbildung 5-23 zeigt den Synchronisationsvorgang zwischen ENTSO-E Netz und Inselnetz. In den Detaildiagrammen sind die Phasenspannungen im Inselnetz, die zur Überprüfung der Synchronisationsbedingungen herangezogenen Spannungen ( $U_{L31}$  von beiden beteiligten Netzen), die Statusmeldungen aus dem Schutzgerät, sowie der Kupplungsstrom zwischen den beiden Sammelschienen dargestellt. Die gemessene Winkeldifferenz hat im Zeitpunkt der Zuschaltung einen Wert von 1,46 Grad. Weitere Versuche weisen Werte in derselben Größenordnung auf. Ein Handlungsbedarf ist somit für diese Kuppelstelle nicht gegeben.

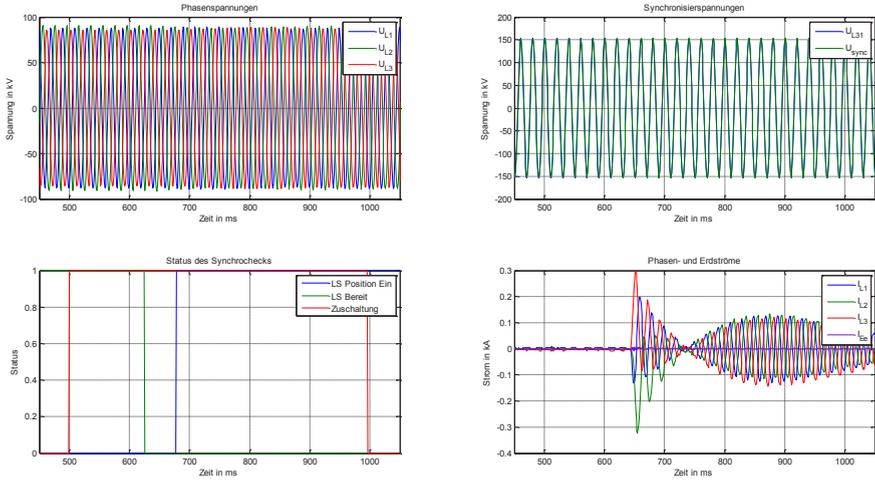


Abbildung 5-23: Synchronisiervorgang in der Nähe des Kraftwerksparks [5.34<sup>RS</sup>]

Eine weitere Synchronisierung – in diesem Fall an einem generatorfernen Punkt – ist in Abbildung 5-24 dargestellt. Hier wurde eine wesentlich größere Winkeldifferenz von 21,6 Grad gemessen. Dieser Wert befindet sich außerhalb des eingestellten Toleranzbereiches und konnte nach Analyse auf einen asynchronen Schaltvorgang der Distanzschutzeinrichtung und somit auf die Zeitdifferenz zwischen Befehlsausgabe an den Leistungsschalter und Kontakt zwischen den Polen zurückgeführt werden. Für diese Kuppelstelle ist die Leistungsschaltereigenzeit neu zu messen und im Distanzschutz zu korrigieren.

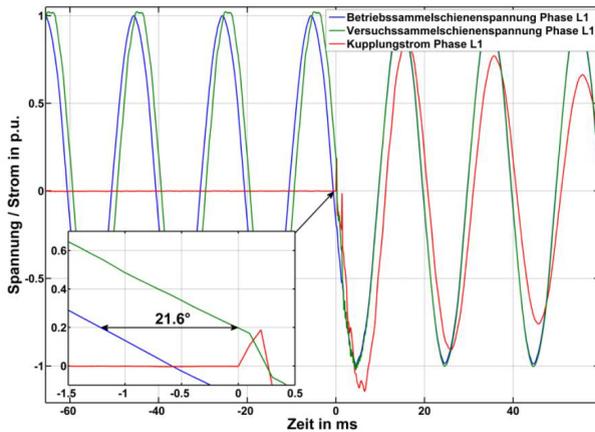
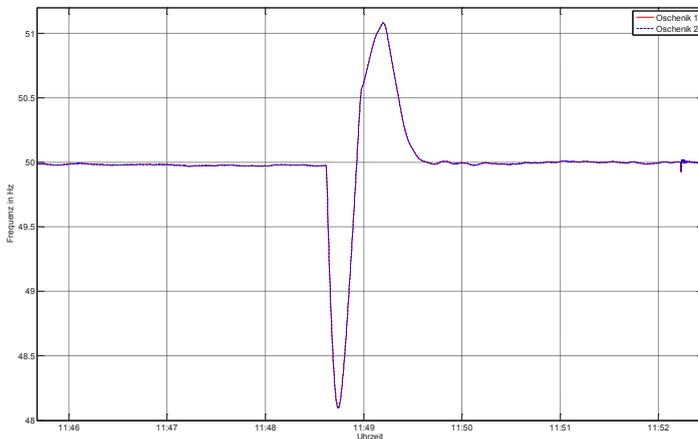


Abbildung 5-24: Winkeldifferenz bei generatorferner Synchronisierung [5.34<sup>RS</sup>]

Während der Versuche wurden mehrere Synchronisationsvorgänge durchgeführt. Bis auf eine Ausnahme erfolgten sämtliche Synchronisierungen bei einem Spannungsdifferenzwinkel zwischen 1,4 bis 8,4 Grad und einem maximal gemessenen Effektivwert des folgenden Ausgleichsstromes von rund 200 A. Bei dem einzigen Fall über diesen Werten – die erwähnten 21,6 Grad – betrug der Ausgleichsstrom 800 A. In allen Fällen erfolgte der Synchronisiervorgang der Insel zum ENTSO-E Netz innerhalb von 30 Sekunden problemlos. Es gab weder Maschinenausfälle noch Schutzanregungen. Eine Synchronisierung über Synchrocheckeinrichtungen von Distanzschutzgeräten – begleitet von einem regelmäßigen Training – kann somit auch weiterhin empfohlen werden.

### **Lastzuschaltungen und –abschaltungen durch Netztrennung**

Nach erfolgreicher Synchronisierung herrscht zwischen dem vormaligen Inselnetz und dem ENTSO-E Netz ein Wirk- und Blindleistungsgleichgewicht. Über die Synchronisierstelle fließt somit weder ein nennenswerter Wirk- noch ein Blindstrom. Im nächsten Versuch wird die Reaktion des Inselnetzes auf verschiedene Lastzuschaltungen getestet. Dazu wird ein Leistungsungleichgewicht hergestellt, indem Maschinenwirkleistungen in der Insel erhöht oder reduziert werden. Anschließend wird die Verbindung zum ENTSO-E Netz durch Öffnen des Leistungsschalters gelöst und ein eingeschwungener Zustand abgewartet. Mit diesem Vorgang ist es möglich, das Verhalten der Insel bei Lastzuschaltungen und Lastabwürfen während des Inselaufbaus zu testen und das Reglerverhalten einzelner Maschinen im Detail zu untersuchen.



**Abbildung 5-25: Frequenzverlauf bei einer Lastzuschaltung von +20 MW [5.34<sup>RS</sup>]**

In Abbildung 5-25 ist der Frequenzverlauf in der Insel bei einer Lastzuschaltung von +20 MW zu sehen. Dies entspricht zu diesem Zeitpunkt etwa 20% der am Netz befindlichen, primärregelnden Generatorleistung. Das auftretende Frequenzminimum

beträgt bei diesem Versuch 48,2 Hz. Damit ergibt sich eine Frequenzabweichung von 1,8 Hz. Die maximale Frequenz beim Überschwingen beträgt 51,05 Hz. Der Regelvorgang ist nach einem Unter- bzw. Überschwingvorgang beendet und der eingeschwingene, stabile Zustand ist wieder erreicht.

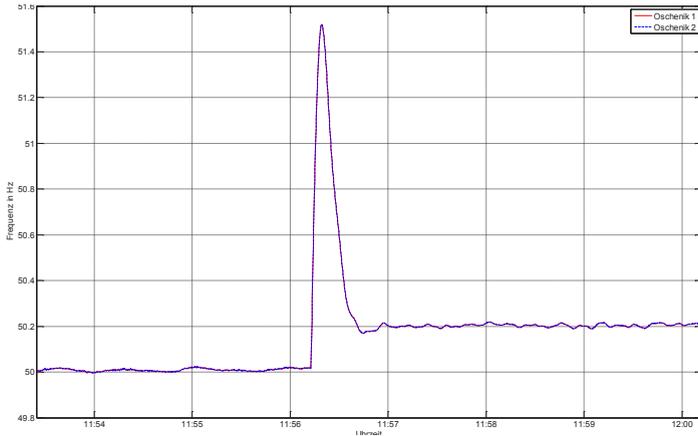


Abbildung 5-26: Frequenzverlauf bei einem Lastabwurf von -20 MW [5.34<sup>RS</sup>]

In einem weiteren Versuch wird unter gleichen Bedingungen die Reaktion des Inselnetzes auf einen Lastabwurf von -20 MW getestet. Dies entspricht somit ebenfalls 20% der am Netz befindlichen primärregelnden Maschinenleistung. Aus dem Frequenzverlauf in Abbildung 5-26 ist das Frequenzmaximum von 51,5 Hz ablesbar. Der eingeschwingene, stabile Zustand wird nach einem einzigen Überschwingen mit einer Frequenzabweichung von 1,5 Hz erreicht.

Im Vergleich der beiden Versuche ist zu erkennen, dass das Reglerverhalten große Unterschiede bei der Lastzu- und Lastabschaltung aufweist. Das lässt sich dadurch erklären, dass bei der Lastzuschaltung (Abbildung 5-25) eine Umschaltung von 1- auf 2-düsigen Turbinenbetrieb erfolgte, während beim Lastabwurf derselben Leistung (Abbildung 5-26) ein dauerhafter 2-düsiger Betrieb gefahren wurde. Diese Umschaltung führt nun einerseits zu einem unterschiedlichen Einschwingvorgang und andererseits, durch die geänderte Reglerstatik, zu einer unterschiedlichen Differenzfrequenz zwischen altem und neuem stationären Frequenzwert. Der Effekt der Düsenumschaltung wird im nachfolgenden Punkt (Optimierung der Turbinenregler) noch näher erläutert.

In einem weiteren Versuch wurden die bisherigen inselführenden Maschinen mit einem niedrigeren Frequenzsollwert versehen und durch eine andere, jedoch wesentlich größere Maschine als inselführende Maschine ersetzt. Ziel war es, Erkenntnisse über das Regelverhalten dieser einzelnen Maschine zu gewinnen. Ausgehend von einer geplanten

Lastzuschaltleistung von ca. 18% der Primärregelleistung dieses neuen Generators hätte, wie in den Versuchen zuvor, ein stabiler Zustand erreicht werden können. Aufgrund fehlerhafter Frequenzeinstellung erfolgte ein Eingriff der Primärregeleinrichtung jedoch zu spät, wodurch ein Netzzusammenbruch nicht mehr verhindert werden konnte.

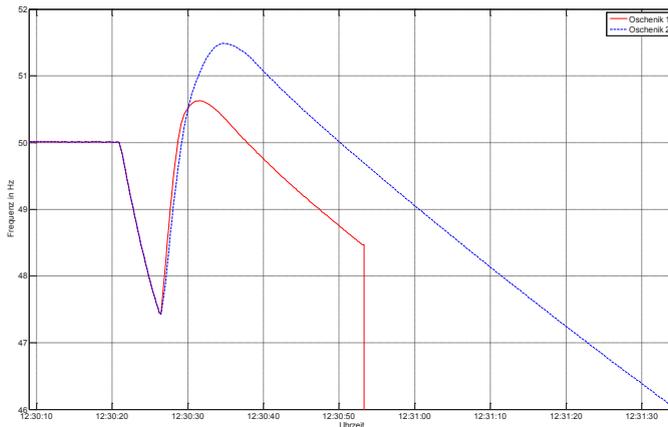


Abbildung 5-27: Frequenzverlauf bei Netzzusammenbruch [5.34<sup>RS</sup>]

Abbildung 5-27 zeigt die Frequenzverläufe der Maschinen M1.1 und M1.2. Es ist zu erkennen, dass beide Generatoren bis etwa 5 Sekunden nach der Lastzuschaltung dieselbe Frequenz aufweisen und somit noch am Netz sind, bis sie bei einer Frequenz von 47,5 Hz von den Schutzeinrichtungen abgeschaltet werden. Der folgende Drehzahlanstieg wird durch den Verlust des bremsenden, elektrischen Momentes verursacht. Nach dem Frequenzanstieg laufen die Maschinen aus, wobei auf diesem Diagramm auch noch die mechanische Bremsung der Maschine M1.1 erkennbar ist.

### **Optimierung der Turbinenregler**

Für eine Optimierung des Gesamtwirkungsgrades werden Turbinen, abhängig von der Leistung, ein- oder mehrdüsig angetrieben. Die Umschaltung von ein- auf zweidüsigen Betrieb erfolgt für die beiden Führungsmaschinen bei ca. 49% der Maschinennennwirkleistung. Dieser Düsenumschaltvorgang kann speziell bei inselführenden Maschinen zu ungewünschten Frequenzschwankungen während des Netzwiederaufbaus führen. Dies ist besonders dann der Fall, wenn sich der Betriebspunkt der Maschinen in Nähe des Umschaltpunktes befindet und rampenförmige Leistungsverläufe gefahren werden. Die ungewollten Effekte treten dabei sowohl während des Umschaltvorganges in Öffnungsrichtung, als auch in Schließrichtung auf. Durchfahren mehrere Maschinen gleichzeitig ihre Umschaltpunkte, so könnten sich die einzelnen Effekte überlagern und die Stabilität der Insel gefährden. Im Fall von sprungförmigen

Schaltvorgängen und somit schnellerem Durchfahren der Umschaltpunkte tritt der Effekt in weniger ausgeprägter Form auf.

Um diese ungewollten Frequenzschwankungen und damit auch mögliche Auslösungen von Schutzeinrichtungen zu vermeiden, wird für künftige Versuche angestrebt, die Düsenumschaltung für Inselversuche von Beginn an zu deaktivieren. Das geringfügig schlechtere Regelverhalten wurde ebenfalls untersucht und kann in diesen Fällen in Kauf genommen werden [5.39<sup>RS</sup>].

In weiterer Folge konnte aus den Auswertungen der Verläufe der Turbinenreglersignale ein erkennbares Optimierungspotential für die im Netzwiederaufbau inselführenden Generatoren hinsichtlich der Reglerparameter für den Inselnetzbetrieb abgeleitet werden. Beispielsweise wurde bei keinem der absolvierten Versuche die maximale Stellgeschwindigkeit der Stellglieder erreicht, wodurch auf ein gewisses Potential zur Parameteroptimierung der Turbinenregler geschlossen werden konnte. Auf Basis des detaillierten Simulationsmodells konnten Parameteroptimierungen für den Inselnetzaufbau erarbeitet werden, die bei künftigen Inselbetriebsversuchen praktisch getestet werden.

### **Beitrag zusätzlicher Generatoren in der Insel**

Ein Inselnetz beginnt in einem Kraftwerk mit dem Start eines Generators. In weiterer Folge werden eine oder mehrere Maschinen in Wartstellung gebracht und eine erste, in der Regel sehr kleine Last zugeschaltet. Um das Netz weiter zu stabilisieren und insbesondere die rotierende Energie zu erhöhen, müssen während des Netzwiederaufbaus laufend zusätzliche Generatoren ans Netz genommen werden. Diese tragen zur Verminderung des Frequenzeinbruches bei Lastzuschaltungen und zur Entlastung der inselführenden Maschinen durch Leistungsübernahme bei. Dies ist jedoch nur dann möglich, wenn genügend Netzlast vorhanden ist, sodass die Leistungsaufnahme der neuen Generatoren durch Leistungsreduktion bereits einspeisender Generatoren kompensiert wird, ohne die notwendige Grundlast je Maschinensatz zu unterschreiten. Ob eine definierte Mindestlast notwendig ist und wie groß diese ist, hängt vom jeweiligen Maschinensatz ab. Diese Last darf für einen stabilen Netzbetrieb an diesen Generatoren nicht unterschritten werden.

Dabei gilt es, die Lastübergabe zwischen den einzelnen Kraftwerksanlagen koordiniert zu regeln. Eine Leistungsaufnahme an einer Maschine muss umgehend durch eine Leistungsreduktion an anderen Maschinen, zumeist durch manuellen Eingriff, kompensiert werden. Die automatische Leistungsreduktion durch die Statik allein ist dabei nicht ausreichend. Erfolgt diese Abstimmung nicht, würde die Frequenz unzulässig hoch ansteigen und eventuelle Schutzauslösungen zur Folge haben. Erfahrungen aus Trainings haben gezeigt, dass bei der Synchronisierung von neuen Generatoren und anschließender Lastaufnahme die zuständigen Kraftwerkstechniker der inselführenden und somit

frequenzregelnden Maschinen mit jenen der neu hinzukommenden Maschinensätze direkt kommunizieren sollten.

In den Versuchen wurde, nach erfolgreicher Lastübernahme, im Speziellen der Einfluss einer einzelnen, neuen Maschine auf den Frequenzeinbruch bei einer Lastzuschaltung untersucht. Durch Vergleich der Frequenzverläufe mit vorhergehenden Versuchen kann auf die Unterstützung durch die zusätzliche, rotierende Energie dieser Maschine direkt rückgeschlossen werden. In beiden Fällen – mit und ohne zusätzliche Maschine – wird durch Herstellung eines Leistungsdefizites von 10 MW mit dem ENTSO-E Netz und anschließender Öffnung der Kupplung, eine Lastzuschaltung „simuliert“.

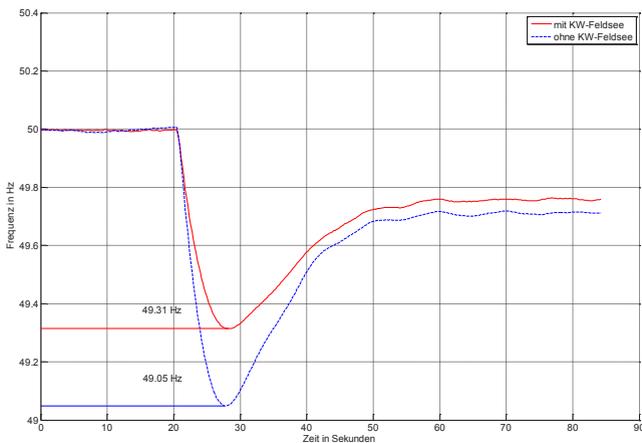


Abbildung 5-28: Frequenzverlauf mit und ohne Maschine im KW Feldsee [5,34<sup>RS</sup>]

In Abbildung 5-28 ist der Frequenzverlauf mit und ohne Maschine im Kraftwerk Feldsee an einer gemeinsamen Zeitachse dargestellt. Die Frequenzänderung bzw. der Gradient im Zuschaltzeitpunkt wird durch die momentane Zuschaltleistung  $\Delta P$  sowie die aktuell am Netz befindliche rotierende Energie bestimmt. Das Frequenzminimum wird durch die Regelgeschwindigkeit der aktiv an der Regelung teilnehmenden Maschinen beeinflusst. Die stationäre Frequenzänderung ergibt sich aus der eingestellten Regelstatik.

Im Falle der Lastzuschaltung von  $\Delta P=10$  MW mit dem KW Feldsee am Inselnetz tritt ein Frequenzminimum von 49,31 Hz auf. Führt man den Versuch mit denselben Anfangsbedingungen, jedoch ohne KW Feldsee durch, ergibt sich ein Minimum von 49,05 Hz. Durch die zusätzliche rotierende Energie einer Maschine im Kraftwerk Feldsee kann der Frequenzgradient im Zuschaltzeitpunkt gesenkt werden. Dadurch haben die Primärregelmaschinen entsprechend mehr Zeit das Leistungsdefizit auszugleichen. In Tabelle 5-4 sind die Ergebnisse zusammengefasst.

	$\Delta f$	$\frac{\Delta f}{\Delta t}$ im Zuschaltzeitpunkt (aus Diagramm)
mit KW Feldsee	-0,69 Hz	-0,2 Hz/s
ohne KW Feldsee	-0,95 Hz	-0,23 Hz/s

Tabelle 5-4: Vergleich der Frequenzgradienten mit und ohne KW Feldsee

Aus den ermittelten Daten kann nun in guter Näherung die rotierende Energie der Maschine Feldsee berechnet werden.

$$W_{\text{FSI, Messung}} = \frac{\Delta P \cdot f_A}{2} \cdot \left( \frac{1}{0,23} - \frac{1}{0,2} \right) = 164 \text{ MWS} \quad \text{Formel 5-11}$$

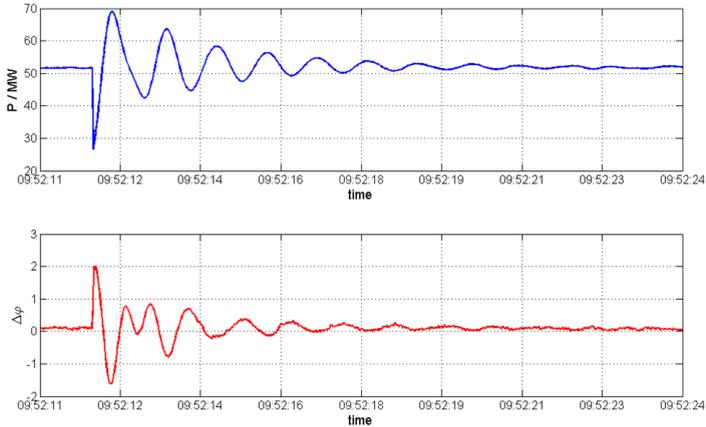
wobei  $\Delta P=10$  MW der Leistungsdifferenz und  $f_A$  der Ausgangsfrequenz jeweils im Zuschaltzeitpunkt entspricht. Die rotierende Energie aus den Maschinendaten für das KW Feldsee berechnet sich aus

$$W_{\text{FSI, Rechnung}} = H \cdot S_n = 2,29\text{s} \cdot 75\text{MVA} = 172 \text{ MWS} \quad \text{Formel 5-12}$$

Durch Zunahme einer Speichermaschine im öffnungsbegrenzten Betrieb – in diesem Fall ein Generator des Kraftwerks Feldsee – wird die rotierende Energie im Inselnetz erhöht. Dies hat in diesem Zustand der Netzeinsel, bei einer Lastzuschaltung von 10 MW, eine Verminderung des „First Swing“ Frequenzeinbruches von 0,26 Hz zur Folge, ein nicht unbedeutender Beitrag einer einzelnen Maschine. Eine mögliche Beteiligung an der Primärregelung ist davon unabhängig zu betrachten. Die zwei vorhandenen Maschinensätze im KW Feldsee können somit einen wesentlichen Beitrag an rotierender Energie, speziell am Beginn des Netzwiederaufbaus, leisten und somit die Stabilität während des Inselnetzwiederaufbaus erhöhen. Das gilt besonders dann, wenn aufgrund von Revisionsszenarien eine inselführende Maschine nicht für den Inselnetzwiederaufbau zur Verfügung steht.

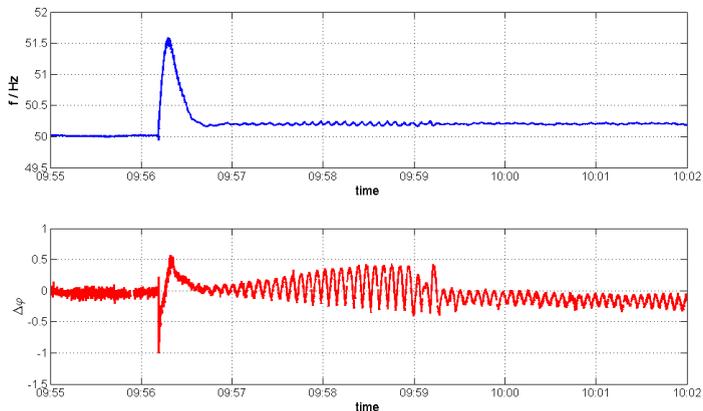
### Einsatz von Phasor Measurement Units

Im Verlauf der Inselversuche 2011 wurden sowohl im Kraftwerk Innerfragant als auch im Umspannwerk Landskron erstmalig PMUs zur Signalaufzeichnung eingesetzt. Die PMUs dienen der zeitsynchronen Messung von Spannungs- und Winkeldifferenzen sowie von Abzweigs- oder Kupplungsströmen und ermöglichen so die Visualisierung und Analyse von Wirkleistungspendelungen der Synchronmaschinen und die Bestimmung der Schwingungsfrequenz sowie der Dämpfung im Gesamtsystem.



**Abbildung 5-29: Wirkleistungspendelung bei Synchronisierung**

Aufgrund der Positionierung der Strommessung an der Kupplung zwischen Insel- und ENTSO-E-Netz konnte während der Synchronisierung eine Messung der Netzpendelungen durchgeführt werden. Diese ist in Abbildung 5-29 für einen der Versuche zu sehen. Die maximale Wirkleistungsamplitude beträgt ca. 25 MW mit einer Pendelfrequenz von ca. 0,9 Hz. Dieser Frequenzwert ist typisch für die Eigenfrequenz von Wasserkraftgeneratoren und ergibt sich durch den Einschwingvorgang aller angeregten Generatoren im Inselnetz gegen das starre ENTSO-E Netz.

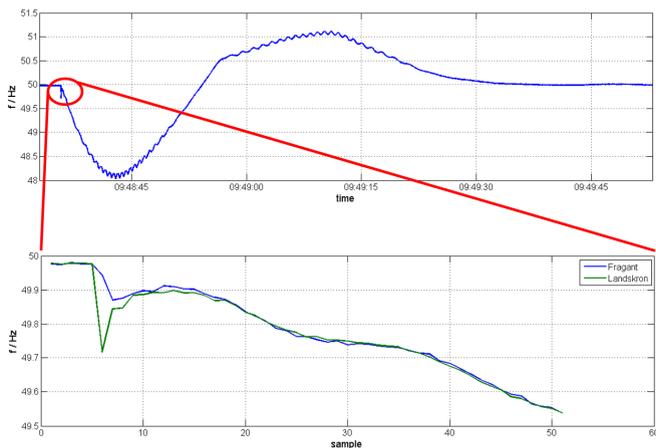


**Abbildung 5-30: Spannungswinkeldifferenz nach Netztrennung und Leistungsungleichgewicht**

Abbildung 5-30 zeigt den Spannungsdifferenzwinkel zwischen Landskron und Innerfragant nach der Trennung vom ENTSO-E Netz bei einem Leistungsüberschuss in der Insel von 20 MW. Dies entspricht einem abrupten Lastabwurf in der Insel in derselben Größe. In diesem Diagramm ist eine Schwingung mit positiver Dämpfung, also

schwingungsanregendem Verhalten, zu erkennen. Nach etwa 2 Minuten geht diese Schwingung in eine ungedämpfte Schwingung kleinerer Amplitude über. Die Schwingungsfrequenz beträgt etwa 0,2 Hz. Es dürfte sich dabei um Polradpendelungen handeln, wobei in weiteren Untersuchungen zu klären ist, welche Maschine oder Maschinengruppe hier betroffen ist.

Bereits im Jahr 2009 gab es ein ähnliches Schwingungsverhalten mit einer Periodendauer von ca. 16 s und einem Spitze-Spitzwert von 300 mHz. Diese Pendelungen waren nur schwach gedämpft und können zu stabilitätskritischen Zuständen während des Netzwiederaufbaus führen. Detaillierte Untersuchungen [5.40<sup>RS</sup>] konnten den Turbinenregler einer Maschine als Ursache identifizieren. Durch entsprechende Adaptierung dieses Reglers wurde dieses Verhalten eliminiert.



**Abbildung 5-31: Frequenzunterschied bei Lastzuschaltung**

Ein weiterer interessanter, aber unkritischer Effekt, dargestellt in Abbildung 5-31, konnte im Inselnetz bei einer Lastzuschaltung von +20 MW beobachtet werden. Im ersten Moment der Zuschaltung kommt es an zwei verschiedenen Messpunkten zu geringfügig unterschiedlichen Frequenzen. Dieses Phänomen ist bekannt aus Messungen von Störungen in Höchstspannungsnetzen, wie z.B. aus [5.69], und ist darauf zurückzuführen, dass die Frequenz den lokalen Spannungswinkel abbildet und bei Störungen somit an verschiedenen Messstellen Unterschiede aufweisen kann. Die Verzögerung des Frequenzeinbruchs an unterschiedlichen Stellen im Netz kann dazu genutzt werden, eine Störungseingrenzung offline aber auch in Echtzeit effektiver durchführen zu können. Dies wurde in [5.71] näher untersucht.

### 5.8.5 Optimierung des Netzwiederaufbaukonzeptes

Die Ergebnisse der verschiedenen Untersuchungen sowie die Erfahrungen aus den Inselbetriebsversuchen und Simulatortrainings sollten letztendlich dazu dienen, die bestehenden Netzwiederaufbaukonzepte zu überarbeiten bzw. zu optimieren. Dafür notwendig ist jedoch eine durchgängige Betrachtung des gesamten Konzeptes. Dies ist mit dem bereits vorgestellten Simulationsmodell möglich, mit welchem jede Phase des Netzwiederaufbaus neu evaluiert werden kann. Wesentliche Aspekte hierbei sind

1. Einsatz der Generatoren
2. Revisionszenarien
3. Lastzuschaltungen

Beim Thema Lastzuschaltungen ist es notwendig, die maximale Zuschaltleistung für jeden möglichen Betriebszustand der Insel festzulegen. Diese zuschaltbare Leistung ergibt sich, wie bereits erwähnt, aus dem aktuellen Maß an rotierender Energie sowie aus der aktuell an der Primärregelung beteiligten Maschinenleistung. Im betrachteten Inselnetz gelten bei Lastzuschaltungen nur jene Maschinen als Primärregelmaschinen, welche zu diesem Zeitpunkt generatorisch betrieben werden und innerhalb von 5–15 Sekunden ein entsprechendes Maß an Primärregelleistung bereitstellen können. Entscheidend für die rechtzeitige Bereitstellung von Primärregelenergie im Inselbetrieb ist somit:

- eine ausreichend schnelle Reglertätigkeit und Düsenstellgeschwindigkeit
- der Betrieb von Maschinen mit schneller Ventilstellgeschwindigkeit im generatorischen Bereich mit einer Frequenzvorgabe des Turbinenreglers möglichst nahe an der Inselnetzfrequenz

Für den Netzwiederaufbau konnte in dieser Form, durch eine neue Aufteilung der Zuschaltlasten und Änderung der Maschinenkonfiguration, für verschiedene Schwarzstartkonfigurationen die durchgängige Einhaltung der Frequenzgrenzen erreicht werden. Themen wie Cold Load Pick-Up oder die Zuschaltung von nicht kontrollierbaren Einspeisern wurden in dieser Phase noch nicht betrachtet und sollen nach Vorlage sämtlicher Untersuchungsergebnisse in das Netzwiederaufbaukonzept eingearbeitet werden.

In Abbildung 5-32 sind die Ergebnisse aus [5.4<sup>RS</sup>] bezüglich Zuschaltleistung und eingesetzter Primärregelleistung dargestellt. Unter der aus dem Jahr 2005 stammenden Vorgabe einer Inselnetzfrequenz von 50,7 Hz und einem daraus resultierenden, maximalen Frequenzeinbruch von 1,7 Hz lässt sich aus dieser Kennlinie die maximale Zuschaltleistung mit 10% der, im Sinne des Inselbetriebs definierten Primärregelleistung angeben. Nach derzeit gültigem Konzept – einer Startfrequenz von 51,5 Hz – ergibt sich eine maximale Zuschaltleistung von 23% der Primärregelleistung. Dieser Wert ist für den

Operator ein wesentlicher, da er im Falle einer Abweichung vom Netzwiederaufbauplan – wie z.B. bei zusätzlichen Störungen oder anderen Einschränkungen – den Handlungsspielraum darstellt. Dieser Wert muss jedoch als maximale Grenze verstanden werden, die nicht überschritten werden sollte.

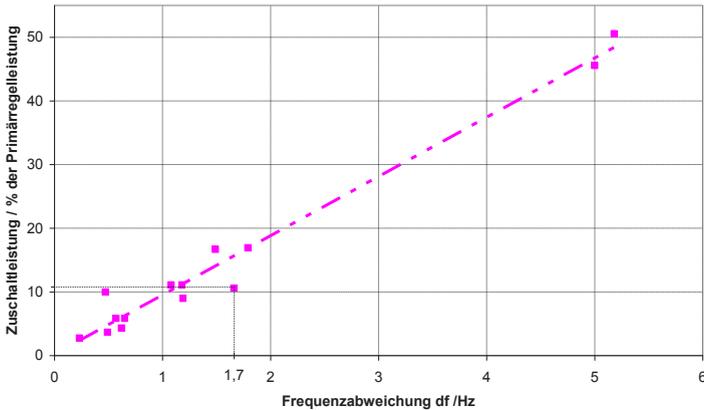


Abbildung 5-32: Zuschaltleistungen bezogen auf die eingesetzte Primärregelleistung [5.4<sup>RS</sup>]

Trotz zahlreicher Untersuchungen und Simulationen bedarf es zu Beginn eines Netzwiederaufbaus einer Kontrolle bzw. Bestätigung der vorab niedergeschriebenen Vorgangsweise. Dies kann durch die ersten Lastzuschaltungen und die Beobachtung des Frequenzeinbruchs erfolgen. Der Frequenzeinbruch für die weiteren geplanten Zuschaltungen kann somit sehr gut abgeschätzt werden. Zur exakten Beobachtung dieses Frequenzeinbruchs ist jedoch die bereits erwähnte hochauflösende Visualisierung der Frequenz in der Leitstelle eine Voraussetzung.

## 5.9 Krisenorganisation und -kommunikation

### 5.9.1 Definitionen

Im Falle von Störungen sind die internen Koordinierungsprozesse sowie die externe Kommunikation für das Unternehmen von entscheidender Bedeutung. Die organisatorische Abwicklung von Störfällen – im Falle von Verteilnetzbetreibern zumeist Versorgungsunterbrechungen von Kunden – benötigt daher klare Regeln innerhalb eines jeden Unternehmens. Abzubilden sind diese in einer eskalationsfähigen Organisation [5.67] mit der Benennung von Personen oder Personengruppen, einer klaren Aufteilung der Verantwortlichkeiten und einer damit verbundenen eindeutig geregelten Informationskette. Da eine Aktivierung der Eskalationsstufen zu jeder beliebigen Tages- und Nachtzeit möglich ist, muss eine personelle Erreichbarkeit durch entsprechende Bereitschaftsdienste bzw. im Falle von Führungskräften durch eine Vertretungsregel sichergestellt werden. Nach [5.66] finden weiterführend folgende Definitionen Anwendung:

- **Störfall bzw. Störung**  
Eine Beeinträchtigung oder Unterbrechung des Betriebs durch ein Ereignis, das örtlich begrenzt auftritt und durch laufende betriebliche Maßnahmen behoben werden kann.
- **Notfall**  
Eine Beeinträchtigung oder Unterbrechung des Betriebs durch ein Ereignis, das sofortiges Handeln erfordert und bei dem unmittelbare Gefahr für Personen und Sachwerte droht. Zur Bewältigung des Notfalles können externe Hilfskräfte erforderlich sein. Auch wenn die Bedrohung durch einen Notfall groß sein mag, so bleibt er ein isoliertes, örtlich begrenztes Ereignis (ohne vergleichbare Dynamik zu einer Krise).
- **Krise**  
Eine Krise ist eine Verkettung oder das zeitgleiche Auftreten von Störungen oder Notfällen, die mit laufenden betrieblichen Maßnahmen nicht zu beherrschen ist. Kennzeichen der Krise sind ihre selbständige Ausweitung, die bei Untätigkeit zu einer massiven Schadensvergrößerung führen kann, die nicht lokal begrenzt ist und deren Ausmaß und zeitlicher Umfang nicht abschätzbar ist. Auswirkungen der Krise bedrohen Personen, Sachwerte und/oder das Ansehen des Unternehmens in der Öffentlichkeit.
- **Katastrophe**  
Eine Katastrophe wird von den Behörden im Sinne des jeweils gültigen Katastrophenschutzgesetzes ausgerufen. Im Katastrophenfall hat der Krisenmanager des Unternehmens den Anordnungen der Behörde oder dem durch die Behörde eingesetzten Krisenmanager Folge zu leisten. Der Begriff „Katastrophe“ ist den

Behörden vorbehalten und findet auch nur in diesem Sinne Verwendung. Das unternehmensinterne Krisenmanagement ordnet sich demnach dem behördlichen Katastrophenmanagement unter.

## 5.9.2 Notfall- und Krisenorganisation

Ein lang andauernder und großflächiger Stromausfall berührt auf Grund der gesamtgesellschaftlichen Auswirkungen den Regelungsbereich zahlreicher Gesetze und Verordnungen. Diese wurden bereits im Kapitel 5.3 näher beschrieben. Der durch diese Gesetze definierte rechtliche Rahmen bestimmt unter anderem Aufgaben und Verpflichtungen der am Krisen-Management beteiligten Akteure. Im Detail sind die für diesen Zweck notwendigen Organisationsstrukturen und Abläufe in Krisenhandbüchern näher beschrieben, wie z.B. auf Landesebene für Baden-Württemberg [5.15] oder auf Konzernebene in [5.66].

Die Grundelemente der Eskalationsfähigkeit einer Organisation sind in Abbildung 5-33 dargestellt. Diese einzelnen Elemente müssen in der Regel in allen Organisationen, mehr oder weniger stark ausgeprägt, vorhanden sein. Die verschiedenen Eskalationsstufen sind aufeinander abzustimmen, damit der Übergang von der Störungs- in die Notfall- und anschließend Krisenorganisation - je nach Entwicklung des oder der Ereignisse - reibungslos funktionieren kann.

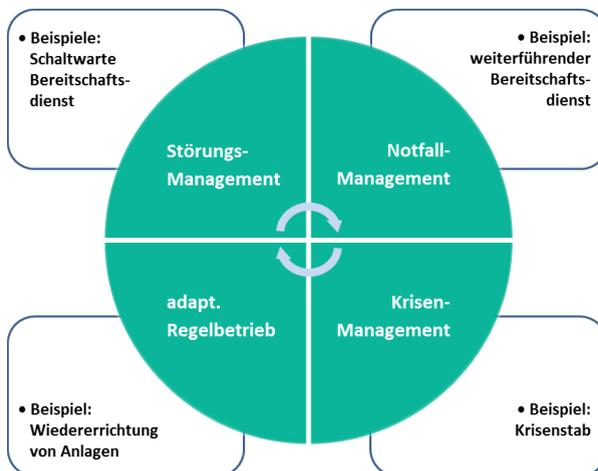


Abbildung 5-33: Eskalationsstufen einer Organisation [5.68]

Für Netzbetreiber stellen Versorgungsunterbrechungen und die damit verbundenen Störungsbehebungen regelmäßig auftretende Ereignisse dar, die im herkömmlichen Störungs-Management behandelt werden. Die mit Störungsbehebungen verbundenen

Maßnahmen sind in der Regel klar definiert und in der Ablauforganisation abgebildet. Übersteigt der Umfang der Störungen ein gewisses Maß, welches unternehmensintern festzulegen ist, wird in der nächsten Stufe das Notfall-Management aktiviert. Hierbei handelt es sich um die Aktivierung von Unterstützungsprozessen wie z.B. eine zusätzliche Personalarbeitstellung oder auch die Kommunikation mit der Presse [2.15].

Kommt es zu einer weiteren Ausweitung des Störungsgeschehens, wird das Krisen-Management aktiviert. Die Krisenorganisation sollte, außerhalb Linienorganisation, in einer temporären Organisationsform implementiert sein, die im Krisenfall die erforderlichen Ressourcen bündelt, zusätzliche Verantwortlichkeiten und Kompetenzen definiert und damit rasche Entscheidungen ermöglicht [5.64, 5.65]. Diese verbindliche Festlegung muss klare Strukturen und Verantwortlichkeiten für die Gefahrenabwendung sowie Krisenbewältigung schaffen und den Informationsfluss festlegen.

Koordination im Krisenmanagement bedeutet dabei die organisations- und ebenenübergreifende Abstimmung der verschiedenen Akteure. Das Kernelement bildet dabei in der Regel ein fix nommierter Krisenstab mit entsprechenden Entscheidungsbefugnissen. Kommt es zur Aktivierung von übergeordneten Krisenstäben auf Bundes-, Landes- oder Bezirksebene, wie z.B. bei Überschwemmungen, so ist ein Vertreter des Netzbetreibers in diesen Krisenstab zu entsenden. Dieser Ansprechpartner dient als erste Kontaktperson für die Behörden und andere Einsatzkräfte und stellt die direkte Verbindung zum Krisenstab des Netzbetreibers dar. Eine gesicherte Kommunikation zwischen dem Ansprechpartner vor Ort und dem Krisenstab ist dabei Voraussetzung. Als Unterstützung des Informationsflusses zu externen Notfallorganisationen und deren Verantwortlichen wurden von einigen Netzbetreibern bereits automatisierte Systeme zur Verfügung gestellt, wie z.B. in [5.62]. Diese ersetzen jedoch einen persönlichen Ansprechpartner nicht.

Beim Krisenmanagement selbst unterscheidet man nach [5.65] zwischen aktivem und reaktivem Krisenmanagement. Das aktive Krisenmanagement umfasst dabei das Wissen um mögliche Gefahren und die Vorbereitung auf diesen Ernstfall. Ziel ist die Verhinderung der Krise. Das reaktive Krisenmanagement beinhaltet im Gegensatz dazu die Tätigkeiten nach dem Eintritt der Krise. Aufgabe ist es in dieser Phase, die Folgeschäden möglichst gering zu halten.

Der adaptierte Regelbetrieb ist eine Mischform aus den zuvor genannten Managementverfahren. Er wird dann einzunehmen sein, wenn nicht vorauszuplanende - zumeist zeitlich länger andauernde - Ereignisse eine Anpassung der Regelorganisation notwendig machen, um die Aufrechterhaltung des Betriebs sicherzustellen bzw. um den Regelbetrieb wiederherstellen zu können.

### 5.9.3 Kommunikation mit Medien

Die Krisenkommunikation fasst laut [5.59] alle kommunikativen Aktivitäten, die in Zusammenhang mit einer Krise durchgeführt werden, zusammen. In der Praxis bedeutet Krisenkommunikation die klare Zuordnung von Zuständigkeiten und Verantwortlichkeiten, sowie eine klare Kommunikationslinie für ein inhaltlich und argumentativ einheitliches Auftreten. Entscheidend ist eine entsprechende Vorbereitung, eine einheitliche Sprachregelung, kompetentes Auftreten der Kommunikatoren und möglichst hohe Transparenz und Glaubwürdigkeit. Auf Grund der Auswirkungen für das Unternehmen kommt einer professionellen Krisenkommunikation ein außergewöhnlich hoher Stellenwert zu.

Beim Thema Krisenkommunikation ist zwischen interner und externer Kommunikation zu unterscheiden, wobei die verantwortlichen Personen sowie der prinzipielle Ablauf bereits im Rahmen der Notfall- oder Krisenorganisation festgelegt sein müssen. Eine für das Unternehmensimage wesentliche Rolle spielt die Kommunikations- und Informationspolitik nach außen und damit zu den Kunden. Neben den klassischen Medien wie Printmedien, Hörfunk und Fernsehen gewinnt insbesondere der Bereich Social Media oder auch die Homepage eines Unternehmens zunehmend an Bedeutung. Als Beispiel kann hier die Störungsinformation über Twitter, wie in [3.98] beschrieben, angeführt werden. Die konzerninterne Kommunikation betrifft all jene Stellen im Unternehmen, die Kundenanrufe entgegennehmen, aber auch die Information an die eigene Belegschaft, welche im Krisenfall ebenfalls Schnittstellen nach außen darstellen. Die direkte Kommunikation mit den Kunden kann dabei, abhängig von unternehmensinternen Strukturen, über ein Kunden-Service-Center oder auch über ein Back-Office (siehe Kapitel 2.3) erfolgen.

Störungen – im Falle von Verteilnetzbetreibern zumeist Versorgungsunterbrechungen von Kunden – stellen aus Sicht vieler Betroffenen grundsätzlich einen negativ behafteten Zustand dar. Die Informationen darüber können durch eine aktive, rasche, zielgerichtete und offene Kommunikation jedoch durchaus in eine neutrale und sogar positive Darstellung für das Unternehmen umgewandelt werden.

In Richtung Presse ist mit dem richtigen Zugang zu Journalisten und einer entsprechenden Glaubwürdigkeit ein konstruktives Zusammenwirken möglich und aus Sicht des Unternehmens auch zwingend erforderlich. Der direkte Kontakt mit den Medienvertretern stellt sicher, dass die gesendeten und gedruckten Informationen aus „erster Hand“ sind und den Medien für weitere Anfragen kompetente Ansprechpartner zur Verfügung stehen. Die Inhalte aber auch der Umgang mit den Medienvertretern prägen direkt und indirekt das Bild eines Unternehmens in der Öffentlichkeit und sollten auf keinen Fall unterschätzt werden.

Umgekehrt kann durch eine nichtprofessionelle Krisenkommunikation auch viel Schaden auf verschiedenen Ebenen verursacht werden [5.29]. Insbesondere ein Informationsmangel, wie z.B. durch Nichterreichen einer Auskunftsstelle für Medien oder Kunden, kann dazu führen, dass Vermutungen oder auch Informationen von potentiellen anderen Kommunikatoren ohne entsprechende Sachkompetenz publiziert werden. Ein Unternehmen, welches nicht kommuniziert, wird als Unternehmen wahrgenommen, welches etwas zu verstecken hat. Das Image dieses Unternehmens kann dadurch nachhaltig geschädigt werden.

Vorrangiges Ziel einer Krisenkommunikation ist die umgehende Information aller direkt oder indirekt von einem Stromausfall betroffenen Kundengruppen. Die Kriterien, Formen und Ziele dieser Kommunikation sind in Tabelle 5-5 dargestellt. Eine offene Frage ist jedoch, wieviel Information letztlich auch bei den betroffenen Kunden selbst ankommt. Heutzutage sind nur wenige Haushalte mit eigener Stromversorgung bzw. autarken Geräten, wie z.B. einem batteriebetriebenen Radio, ausgerüstet. Bei einer Ausfallsdauer, die länger als einen Tag andauert, ist die Information durch andere Medien, wie z.B. Printmedien, ebenfalls nicht nahtlos sicher gestellt. So gelangt die Information durch die Medien vielmehr an jene Kunden, die nicht von der Versorgungsunterbrechung betroffen sind, als an jene, die ohne Stromversorgung auskommen müssen.

Kriterien	Formen	Ziele
<ul style="list-style-type: none"> <li>- unverzüglich</li> <li>- sachgerecht</li> <li>- umfassend</li> <li>- wahrheitsgetreu</li> <li>- transparent</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Information</li> <li>- Hinweis</li> <li>- Warnung</li> <li>- Verhaltensregel</li> <li>- Maßnahmenbeschreibung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vertrauen</li> <li>- Glaubwürdigkeit</li> <li>- Akzeptanz</li> </ul>

**Tabelle 5-5: Kriterien, Formen und Ziele der Krisenkommunikation [5.15]**

Eine Mitteilung an die Presse, unabhängig ob an Printmedien oder Rundfunk, sollte im Falle von Versorgungsunterbrechungen im Wesentlichen folgende Informationen enthalten:

- Was ist vorgefallen?
- Warum hat sich der Vorfall ereignet?
- Wer ist in welchem Ausmaß betroffen?
- Was wird für eine Störungsbehebung unternommen?
- Wie lange wird die Behebung der Störung dauern?
- Wieviel Mitarbeiter sind für die Störungsbehebung im Einsatz?

Neben den Inhalten ist, im Zeitalter der immer schneller werdenden Kommunikation, insbesondere die Zeitnähe der Information nach außen und damit in Richtung Bevölkerung von sehr großer Bedeutung. In einer ersten Information reicht es zumeist aus, eine Grundinformation weiterzugeben. Details sowie weitere Präzisierungen können, sofern

notwendig, zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen oder werden von den Journalisten nachgefragt. Medien, insbesondere das Medium Radio sowie die Online-Presse wollen ihren Hörern Aktualität bieten – je zeitnäher die Information, desto besser.

Die Größenordnung von Versorgungsunterbrechungen spielt für das mediale Interesse nicht immer die entscheidende Bedeutung. Vielmehr wird die Aufmerksamkeit der Medien durch andere Themen, wie z.B. gleichzeitiger Einsatz mehrerer Krisenorganisationen (z.B. Feuerwehr, Rettung, ...) oder auch gleichzeitig auftretende Ereignisse in anderen Bundesländern oder auf internationaler Ebene, geweckt. So haben z.B. Schäden in einem österreichischen Verteilnetz durch Ausläufer eines Orkans, dessen Zentrum über Norddeutschland liegt, ungleich größere mediale Gewichtung als ähnliche Störungen an einem Wintertag durch einen lokalen Schneesturm. Die Dynamik des medialen Interesses lässt sich somit nur schwer vorhersagen.

Die Abwägung, ab wann eine aktive Kommunikation nach außen notwendig ist, hängt somit von verschiedenen Faktoren ab, die nur unternehmensintern definiert werden können. Diese sind mitunter auch regional unterschiedlich, und hängen von den Erfahrungen der zuständigen Personen ab. Basis hierzu ist die Kenntnis der medialen Erfordernisse und Mechanismen der lokalen, regionalen und überregionalen Medienvertretern und Journalisten. Auf die Einhaltung einer konstruktiven und professionellen Distanz ist dabei zu achten.

In der Kommunikation nach außen sind die Authentizität der Kommunikatoren und die Glaubwürdigkeit der vermittelten Meldungen ein entscheidender Baustein. Die Festlegung, welche Person in welcher Instanz das Unternehmen medial vertritt, ist somit von großer Bedeutung. Die Präsenz und die Aussagen von Verantwortlichen bzw. Führungskräften werden von Journalisten dabei als notwendig angesehen. Voraussetzung für diesen Personenkreis ist eine professionelle Schulung, ein regelmäßiger Einsatz in ähnlichen Situationen, die Unterstützung durch die Presseabteilung des Unternehmens sowie eine abgestimmte Sprachregelung. Vor jedem Interview ist eine angemessene Vorbereitung mit der Zurechtlegung einer Argumentationskette durchzuführen, wobei die Zielgruppe zu diesem Zeitpunkt eindeutig festgelegt sein muss [5.46].

Zusätzlich zu übergeordneten Informationen über das Störungsausmaß und den Störungsverlauf durch Führungskräfte wird bei Großstörungen von Medien immer wieder der Wunsch geäußert, Monteure bei der Arbeit zu filmen bzw. zu interviewen (siehe Abbildung 5-34). Diesem Anliegen ist nach Möglichkeit nachzukommen, da diese Bilder und Interviews die zumeist aufwendigen und anstrengenden Arbeiten vor Ort beschreiben und für den Zuhörer oder Zuseher „greifbarer“ machen. Zusätzlich wird der Einsatz der Mitarbeiter in den Mittelpunkt gestellt und ein erhöhtes Verständnis für die Bemühungen des gesamten Unternehmens in der Bevölkerung erzeugt. Die Koordination

aller Interviews und Pressemeldungen ist zentral durch die Pressestelle bzw. Mitglieder des Krisenstabs, durchzuführen.



**Abbildung 5-34: TV-Interview eines Monteurs**

Ein weiteres, wesentliches Detail ist die notwendige Infrastruktur für die Krisenarbeit. Die dafür vorgesehenen Räumlichkeiten müssen über eine entsprechende Ausstattung wie Radio, TV sowie gesicherte Kommunikationsmöglichkeiten verfügen. Sämtliche relevanten Informationen über das Störungsgeschehen müssen den Mitgliedern des Krisenstabes on-line zur Verfügung stehen. In modernen Leitstellen kann dies direkt über SCADA, aber auch indirekt durch eigens entwickelte Informationsplattformen (siehe Kapitel 3.7), erfolgen.

---

## 6 Sicherheitsorientierte Zertifizierungen im Netzbetrieb

### 6.1 Überblick

Die in den bisherigen Kapiteln beschriebenen Applikationen, Strategien und Maßnahmen dienen dem Ziel eines sicheren, effizienten und wirtschaftlichen Betriebs eines Verteilnetzes. Im Fokus standen dabei die Kernprozesse sowie die wesentlichen Unterstützungsprozesse in und um eine Netzleitstelle. Trotz intensiver Bemühungen der Netzbetreiber optimale Voraussetzungen und Rahmenbedingungen zu schaffen sowie die vorhandenen Prozesse an neue Anforderungen anzupassen und Weiterentwicklungen voranzutreiben, ist eine laufende Optimierung durch betriebseigenes Personal oftmals nur bedingt erfolgreich.

Aus diesem Grund ist es für die Evaluierung von Prozessabläufen sowie von gesetzten Maßnahmen in regelmäßigen Zeitabständen erforderlich und hilfreich, auf externe, unabhängige Unterstützung zurückzugreifen. Dadurch können Prozesse, wie das installierte Risikomanagement [6.5] als auch die Ablauforganisation und das Personalmanagement von außen überprüft und kritisch hinterfragt werden. Weiters entsteht durch den Vergleich mit anderen Unternehmen die Möglichkeit, neue Erfahrungen einfließen zu lassen und dadurch interne Prozesse zu optimieren. Dies kann z.B. im Rahmen einer Zertifizierung erfolgen.

Als Zertifizierung bezeichnet man im Allgemeinen ein Verfahren, in welchem die Einhaltung vorgegebener Anforderungen wie Normen und Standards nachgewiesen wird. Die Zertifizierung ist ein Teilprozess der Konformitätsbewertung [6.6] und kann verschiedene Bereiche, wie z.B. Produkte, Dienstleistungen, Herstellungsverfahren, Systeme aber auch Personen(gruppen) umfassen. Die Durchführung von Zertifizierungen erfolgt zumeist zeitlich begrenzt durch unabhängige Zertifizierungsstellen, welche bei erfolgreichem Bestehen ein Zertifikat ausstellen.

Im Bereich der Verteilnetz-Betriebsführung gab es für den Bereich Strom bis vor einigen Jahren noch keine abgestimmte Zertifizierungsbasis. Die zuvor allgemein üblichen qualitätsorientierten Zertifizierungsformen, wie z.B. die ISO 9001, wurden für den Netzbetrieb durch spezifische sicherheitsorientierte Zertifizierungen ersetzt. In Deutschland und Österreich kam es somit 2005 zur Einführung eines Leitstellen-Sicherheitsmanagements (LSM) [6.1], 2007 zur Entwicklung eines Netz-Sicherheitsmanagements (NSM) und 2011 zur erstmaligen Zertifizierung durch ein

Technisches Sicherheitsmanagement (TSM). Unter dem Begriff Sicherheitsmanagement, welches ein Synonym für Risikomanagement ist, wird dabei die Organisation zur systematischen Erkennung, Analyse, Bewertung und Überwachung von Risiken verstanden.

Die Gemeinsamkeiten bzw. die Unterschiede dieser Zertifizierungsformen werden in den nachfolgenden Kapiteln näher beschrieben. Andere Zertifizierungsmöglichkeiten, auf welche in diesem Kapitel nicht näher eingegangen wird, haben ihren Schwerpunkt in der IT-Sicherheit von Netzleitstellen, wie z.B. in [6.8].

## 6.2 Leitstellen- und Netz-Sicherheitsmanagement

Für Netzleitstellen und für die Netzbetriebsführung gab es vor 2005 für den Bereich Strom keine sicherheitsorientierte Zertifizierung. Aus diesem Grund wurde in einer Kooperation zwischen der KELAG, dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft an der RWTH Aachen (IAEW) und dem TÜV Süd ein Projekt für eine maßgeschneiderte Zertifizierung gestartet. Die Abgrenzung zwischen dem Leitstellen-Sicherheitsmanagement und dem Netz-Sicherheitsmanagement ist dabei in Abbildung 6-1 dargestellt, wobei die beiden Zertifizierungen auch gemeinsam durchgeführt werden können.

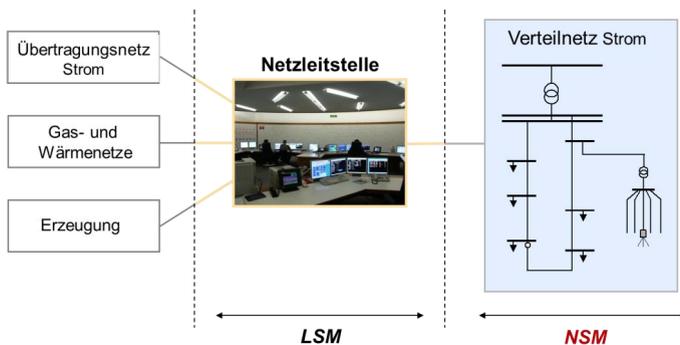


Abbildung 6-1: Abgrenzung LSM und NSM [6.2]

Der Schwerpunkt wurde in beiden Zertifizierungen auf den Nachweis gelegt, dass alle technischen und organisatorischen Anforderungen zur Gewährleistung der Versorgungszuverlässigkeit erfüllt werden. Basis dafür bilden neben dem „Stand der Technik“, wie er sich aus geltenden Normen und Richtlinien ableitet, ein systematisches Risikomanagement sowie die Beschreibung und fortlaufende Bewertung der Organisation und Prozesse im Umfeld des Netzbetriebes, wobei jeweils praxisübliche Methoden mit

aufgabenspezifischer Modifikation eingesetzt werden. Diese Inhalte wurden in [6.1, 6.2, 6.3<sup>RS</sup>] publiziert und werden nachfolgend zusammengefasst wiedergegeben.

Die weltweit anerkannte Norm EN ISO 9001 stellt einen prozess- und systemorientierten Ansatz zum Qualitätsmanagement und zur kontinuierlichen Verbesserung dar. Sie dient weiters zur Unterstützung beim Aufbau eines internen prozessorientierten Managementsystems, mit dem Ziel, die Kundenzufriedenheit zu erhöhen und gesetzliche und behördliche Anforderungen zu erfüllen. Sie beschreibt Anforderungen allgemein und ermöglicht einem Unternehmen bzw. Unternehmensbereich somit die Einführung eines individuell auf seine Bedürfnisse und Gegebenheiten angepassten Managementsystems.

Anders als die ISO 9001 stellen LSM und NSM keine Norm dar und sind auf konkrete, branchenspezifische und inhaltliche Vorgaben für einen Strom-Netzbetreiber ausgerichtet. Die Überschneidungen der ISO 9001 mit dem Sicherheitsmanagement für die Leitstelle und den Netzbetrieb sind in Abbildung 6-2 dargestellt. Dabei ist zu erkennen, dass gemeinsame aber auch voneinander vollständig unabhängige Bereiche vorhanden sind.

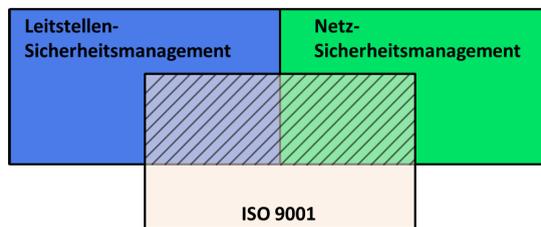


Abbildung 6-2: Überschneidungen der ISO 9001 mit LSM und NSM [6.3<sup>RS</sup>]

Während der Fokus der ISO 9001 insbesondere auf Qualitätsmanagement im Zusammenhang mit Kundenzufriedenheit liegt, ist die Zertifizierung der Netzleitstellen und des Netzbetriebes auf die Sicherstellung und Verbesserung der Versorgungssicherheit und –zuverlässigkeit ausgerichtet. Es werden somit ausschließlich Prozesse betrachtet, die in direktem Zusammenhang mit den netzbetrieblichen Anforderungen stehen. Der Ablauf ist dabei wie folgt:

- Beschreibung von Prozessabläufen
- Definition von Kennzahlen zur Steuerung und Optimierung
- Interne Audits und Berichtswesen und damit
- Sicherstellung eines kontinuierlichen Verbesserungsprozesses

Der sogenannte PDCA (Plan-Do-Check-Act) Zyklus beschreibt dabei die Phasen im kontinuierlichen Verbesserungsprozess und hat seine Ursprünge in der Qualitätssicherung. Zu Beginn stehen die Analyse des aktuellen Zustands, die Identifizierung von Verbesserungspotentialen und gegebenenfalls die Entwicklung eines neuen Konzeptes

(Plan). Anschließend wird das neue Verfahren ausprobiert bzw. getestet (Do), um im nächsten Schritt auf Richtigkeit und Funktionstüchtigkeit überprüft zu werden (Check). Bei Notwendigkeit wird der Prozess im Abschluss geändert (Act) und eine neue Verbesserung angestoßen. Dieser Kreislauf ist für LSM bzw. NSM in Abbildung 6-3 dargestellt.

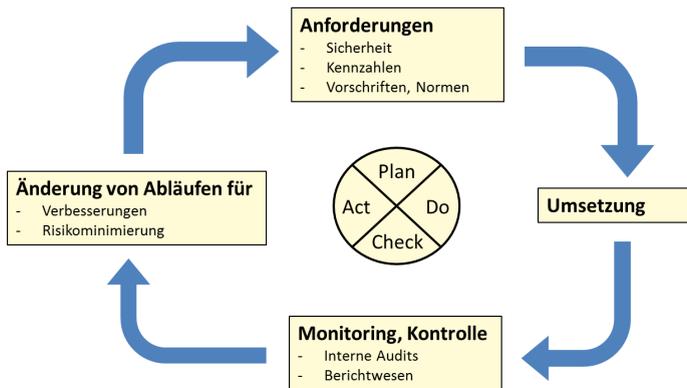


Abbildung 6-3: PDCA Zyklus der LSM/NSM-Zertifizierung

Bei der LSM/NSM-Zertifizierungen ist die Optimierung im Prozessmanagement jedoch nur eine von drei zu betrachtenden Säulen, die in einer Übersicht in Abbildung 6-4 dargestellt sind. Die zweite Säule stellt das Risikomanagement mit der Berücksichtigung der technischen und organisatorischen Risiken dar. In der dritten und letzten Säule werden Anforderungen an die Organisation und das Personal, sowie die speziellen technischen Anforderungen, wie z.B. Hard- und Softwareanforderungen in der/den Leitstelle(n), im Detail betrachtet.

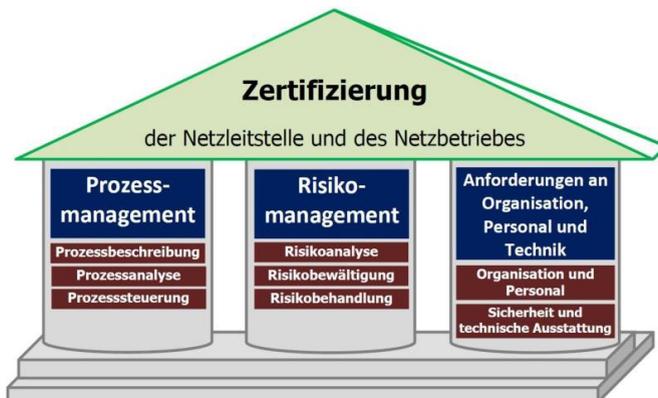


Abbildung 6-4: Die drei Säulen der LSM/NSM-Zertifizierung [6.3<sup>RS</sup>]

## Prozessmanagement

Die im Rahmen der Zertifizierung betrachteten Prozesse decken alle relevanten Bereiche innerhalb einer Leitstelle sowie die wesentlichen sicherheits- und zuverlässigkeitsrelevanten Aufgaben in der Netzbetriebsführung ab. Die Prozessübersicht der LSM/NSM-Zertifizierung ist in Abbildung 6-5 dargestellt. Dabei wurde die Klassifizierung der Prozesse in Managementprozesse, Kernprozesse und Unterstützungsprozesse vorgenommen. Diese Einteilung basiert auf klassischen Prozessmanagementsystemen, wodurch auch eine Eingliederung in andere Managementsysteme des Unternehmens ermöglicht wird.

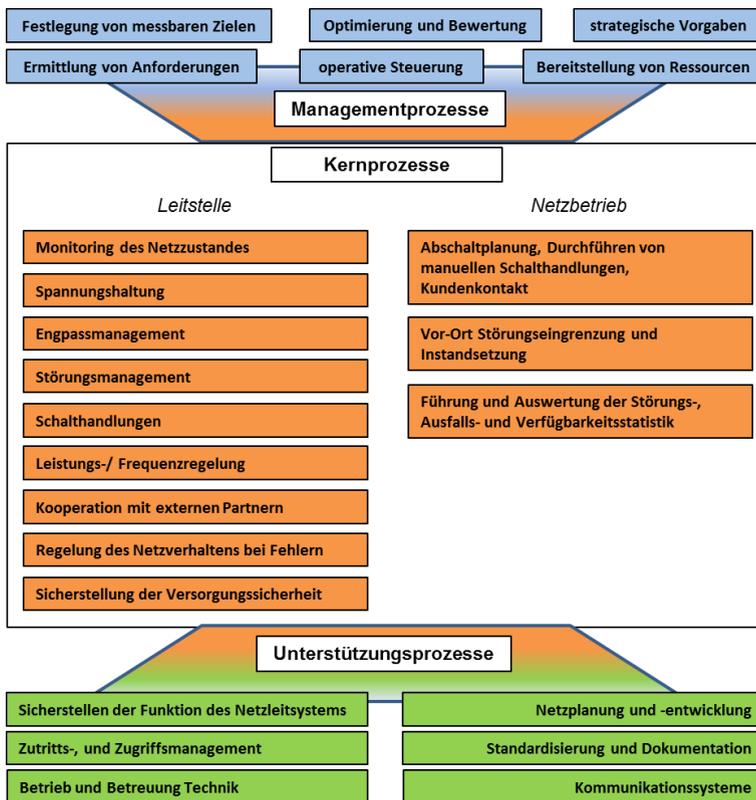


Abbildung 6-5: Prozessübersicht der LSM/NSM-Zertifizierung [6.3<sup>RS</sup>]

Die Aufteilung innerhalb der Hauptprozesse ist branchenspezifisch auf die Aufgaben von Netzleitstellen und des Netzbetriebes abgestimmt. Diese wurden in einem solchen Detailgrad umgesetzt, um gleichzeitig auch als Handlungsrichtlinie für Mitarbeiter Verwendung zu finden.

---

Die Modellierung für das Prozessmanagement wurde in folgende drei Schritte unterteilt [6.1]:

- **Prozessbeschreibung:** Prozessidentifikation, Prozessinput/-output, Informationsabläufe, Wirkungskreis und Verantwortlichkeit
- **Prozessanalyse:** Prozessziele, Messgrößen und Messmethoden
- **Prozesssteuerung:** Soll/Ist-Vergleich und Gegenmaßnahmen bei Abweichungen

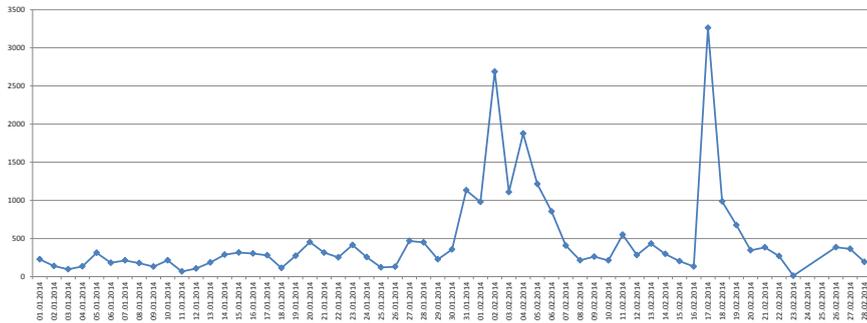
Der Anforderungskatalog der Zertifizierung enthält dabei aber nicht nur Prozessbeschreibungen, sondern auch spezifische Anforderungen wie z.B. die Aufgaben der Leitstelle beim Störungsmanagement, die Verantwortung bei der Schaltanweisungsberechtigung, der Ablauf bei Softwareupdates, das Speichermanagement, der Umgang mit Backups, etc.

Im Rahmen der LSM/NSM-Zertifizierung werden insbesondere jene Prozesse betrachtet, welche direkte Auswirkung auf die Versorgungsqualität haben und somit zu den Hauptaufgaben eines Verteilnetzbetreibers gehören. Die Kernprozesse müssen dabei vom Verteilnetzbetreiber detailliert beschrieben werden, wobei zu diesem Zweck üblicherweise die vorhandenen Beschreibungen von Betriebsführungshandbüchern Verwendung finden. Zusätzlich werden ausgewählte betriebliche Daten sowie deren statistische Auswertung als Basis für die Optimierung der operativen Prozesse herangezogen. Hierbei kann es sich um Störungshäufigkeiten, alterungsbedingte Komponentenausfälle oder ähnliche Daten mit Aussage über die Versorgungszuverlässigkeit handeln.

Zur kontinuierlichen Weiterentwicklung sowie zur Lenkung der Kernprozesse wurden die Managementprozesse mit verschiedenen Kennzahlen [6.4] und Steuerfunktionen herangezogen. Die Kernprozesse der Netzleitstelle beinhalten dabei im Wesentlichen jene Anforderungen, die sich aus den gültigen technischen und organisatorischen Regeln für Verteilnetzbetreiber [5.3] ergeben. Die Unterstützungsprozesse fassen im weiteren Sinne jene Aufgaben zusammen, die organisationsintern erforderlich sind, um für die Kernprozesse die notwendigen Voraussetzungen zu schaffen und ihnen jederzeit die notwendigen Ressourcen zur Verfügung zu stellen. Sie helfen, die Kernprozesse effizient durchführen zu können.

Eine neue Herausforderung stellt in vielen Unternehmen die Steuerung dieser Prozesse durch Kennzahlen dar, da in der Vergangenheit in den meisten Unternehmen nur eine funktionale Bewertung der Prozesse stattgefunden hat. Diese Kennzahlen beziehen sich auf verschiedene Bereiche wie z.B. den Entstörungsprozess mit der detaillierten Auswertung der Anzahl der Anrufe oder Meldungen in der Leitstelle, die Anzahl von Schalthandlungen, die Häufigkeit von Redundanzausfällen aber auch auf die spezifischen Kosten bei Störungsbehebungen. In den meisten Fällen können die Kennzahlen aus

vorhandenen Systemen extrahiert und on-line oder in regelmäßigen Zeitabständen aufbereitet werden.



**Abbildung 6-6: Anzahl der quittierpflichtigen Meldungen in SCADA je Tag (01.01. bis 28.02.2014)**

Diese Kennzahlen und deren Beitrag zur Optimierung der Prozesse entwickeln sich erfahrungsgemäß erst über mehrere Zertifizierungszyklen. Insbesondere die Fixierung von Schwellwerten zu jeder Kennzahl und die Festlegung der Maßnahmen bei deren Überschreitung erfordert intensive Auseinandersetzung mit den Detailprozessen, da diese Kennzahlen teilweise auch von Prozessen außerhalb des Netzbetriebes beeinflusst werden. Wesentliche Aussagen ergeben sich oftmals auch erst bei Betrachtung und Bewertung der Veränderung von Kennzahlen über einen längeren Zeitraum, wie z.B. bei der Entwicklung der Anzahl der Meldungen in einem SCADA-System.

In Abbildung 6-6 ist die Auswertung der quittierpflichtigen Meldungen in einer Leitstelle für den Jänner und Februar 2014 zu sehen. Deutlich zu erkennen ist ein massives Störungsgeschehen Anfang und Mitte Februar. Abgesehen von einzelnen Störungstagen können über einen längeren Zeitraum Tendenzen erkannt und Gegenmaßnahmen eingeleitet werden. Für dieses Beispiel könnte die Maßnahme einer angepassten Protokollzuordnung der Meldungen oder der Einführung eines Expertensystems zur Unterstützung der Operatoren angedacht werden.

## Risikomanagement

Das Risikomanagement, welches die zweite Säule der LSM/NSM-Zertifizierung darstellt, wird für die Zertifizierung in drei Bereiche unterteilt:

- Risikoanalyse: Risikoidentifikation und Bewertung hinsichtlich Eintrittswahrscheinlichkeit und Folgen
- Risikobewältigung (Strategie)
- Risikobehandlung (organisatorische Umsetzung)

Für die systematische Durchführung einer Risikoanalyse werden in einem ersten Schritt Checklisten mit allen potentiellen Risiken erstellt. Um eine vollständige Erfassung sicher zu stellen, werden dabei die komplexen Zusammenhänge der Netzleitstelle und des Netzbetriebes in Subsysteme aufgeteilt, wobei alle Hilfssysteme wie z.B. der Eigenbedarf, die Lüftungs- und Klimatechnik, das Kommunikationssystem, etc. berücksichtigt werden. Zur Ermittlung von Auslösern und Auswirkungen erkannter Risiken wird auf die Ausfalleffektanalyse und, sofern erforderlich, auf die Fehlerbaum- und Störablaufanalyse zurückgegriffen [6.5] (siehe Abbildung 6-7), wobei die Ausfalleffektanalyse für alle identifizierten Risiken durchzuführen ist. Sind Auswirkungen oder Auslöser nicht trivial abschätzbar, ist ein weiterer Analysebedarf zur Ermittlung aller denkbaren Auslöser im Sinne von Ausfallmöglichkeiten bzw. Ermittlung aller möglichen Auswirkungen von Ausfällen notwendig.

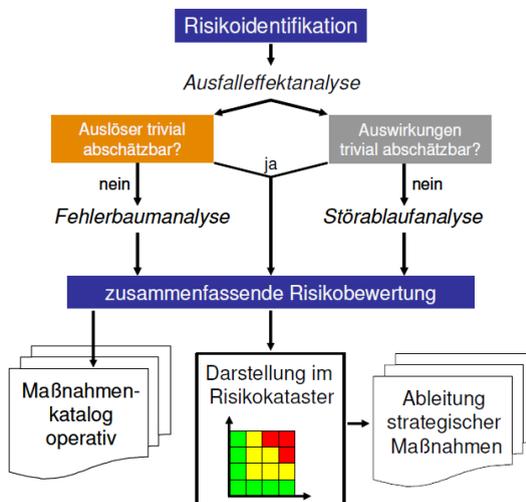


Abbildung 6-7: Ablaufdiagramm einer Risikoanalyse [6.1]

In einem nächsten Schritt werden diese Risiken in einem Risikokataster dargestellt, wobei die Positionierung jedes Risikos anhand qualitativer Bewertungsklassen vorgenommen wird. Eine quantitative Bewertung wird hierbei nicht durchgeführt, da die meisten Ereignisse sehr selten auftreten und damit statistisch nur mit einer großen Ungenauigkeit angegeben werden können. Im Risikokataster wird, wie in Abbildung 6-8 dargestellt, das Schadensausmaß auf der Abszisse von geringfügig bis katastrophal und die Eintrittswahrscheinlichkeit auf der Ordinate von nicht glaubhaft bis wahrscheinlich aufgetragen.

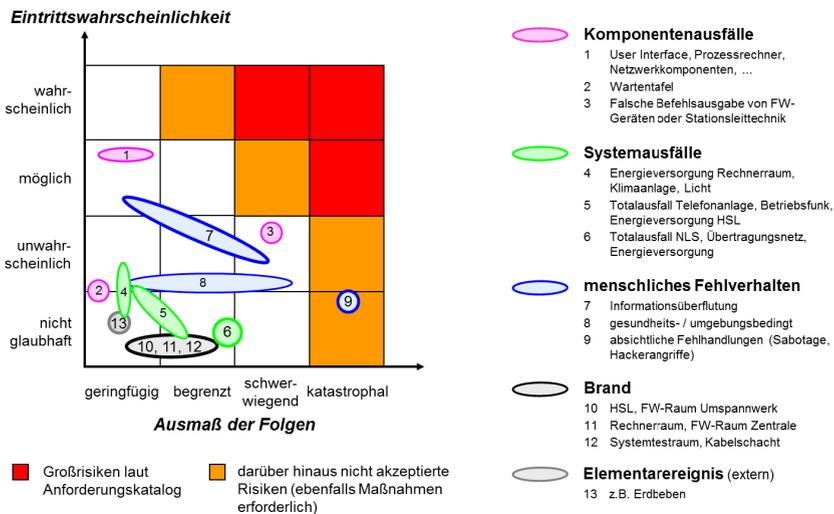


Abbildung 6-8: Beispiel einer Risikoanalyse für eine Leitstelle [6,3<sup>RS</sup>]

Befinden sich Elemente in den farblich mit Orange und Rot gekennzeichneten kritischen Bereichen, sind Maßnahmen erforderlich um diese Risiken zu reduzieren bzw. zu bewältigen. Im Rahmen der Risikobewältigung werden für alle Risiken Maßnahmen definiert, die im Falle des Ereigniseintrittes die zu setzenden Schritte beschreiben. Diese sind in einem Maßnahmenkatalog zusammenzufassen. Die Risikobehandlung betrifft die strategische Umsetzung und regelmäßige Evaluierung aller Risiken, die nicht umgehend beseitigt werden können. Dabei sind Maßnahmen festzulegen, deren Umsetzung sowohl die Eintrittswahrscheinlichkeit als auch das Ausmaß der Risiken begrenzen. Zusätzlich sind die Verantwortlichkeiten für die regelmäßig durchzuführende Risikokontrolle und die Umsetzung der Verbesserungsmaßnahmen sowie für die Überwachung der Umsetzungserfordernisse unternehmensintern festzulegen und zu dokumentieren, wie z.B. in [6.7].

## **Anforderungen an Organisation, Personal und Technik**

Die dritte Säule der Zertifizierung umfasst die Anforderungen an die Organisation, das Personal und die Technik. Diese Themen können wie folgt beschrieben werden:

### **Organisation**

Die Versorgungssicherheit und –zuverlässigkeit kann wesentlich durch organisatorische Festlegungen beeinflusst werden. Aus diesem Grund wird im Rahmen der Zertifizierung auch die Organisationsstruktur in Verbindung mit der Zuordnung der Kompetenzen und Berechtigungen oder auch der Vertretungsregelungen überprüft. Eine eindeutige Dokumentation dieser betrieblichen Verantwortungen, wie in einem Betriebsführungshandbuch [3.47], ist dabei Voraussetzung. Weitere interne Richtlinien und Vorgaben müssen schriftlich dokumentiert, sowie nachweislich sämtlichen betroffenen Mitarbeitern zur Kenntnis gebracht sein. Die grundsätzlichen Rahmenbedingungen dazu wurden in Kapitel 2 näher beschrieben.

### **Personal**

Ein entscheidender Faktor in einem Unternehmen, welcher auch in dieser Zertifizierung näher beleuchtet wird, ist das Personalmanagement. Dabei wird die Auswahl und Qualifikation von Mitarbeitern, die Weiterbildung aber auch der Informationsaustausch detailliert betrachtet. Einige der betrachteten Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen wurden bereits in Kapitel 2.4 näher beschrieben. Aufgrund der fortschreitenden Anforderungen an das Leitstellenpersonal, wird der Fokus in der Zertifizierung vermehrt auch auf das Training gelegt, wie in Kapitel 2.5 beschrieben. Maßnahmen zur Entlastung bzw. Unterstützung der Mitarbeiter, wie beispielsweise die Einführung unterstützender Funktionen im Leitsystem, werden im Rahmen der Zertifizierung ebenfalls bewertet. In allen Fällen wird sowohl der Inhalt, als auch die systematische Vorgangsweise hinterfragt.

### **Technik**

Bei der technischen Ausstattung wird besonderes Augenmerk auf die Redundanz der Hardware sowie die Funktionalität der Software (siehe Kapitel 3) in der Netzleitstelle gelegt. Eine hohe Verfügbarkeit aller wesentlichen Funktionalitäten in der Betriebsführung und die Vorgangsweise bei der Störungserkennung, -eingrenzung und –behebung sind hier ebenso gefordert wie sicherheitstechnische Überlegungen. Im Detail stehen die Betreuung der Systemsoftware, detaillierte Vorgaben für Abnahme-, Testprozeduren und Wartung aber auch die Vorgangsweise bei der Datensicherung im Fokus. Bei der Infrastruktur der Leitstelle sind die Klimaanlage, die Notstromversorgung, eine ausfallsichere Vernetzung ebenso Thema wie die Standortredundanz der Systeme und der Leitstellenplätze. Das Thema IT-Sicherheit hat in den letzten Jahren massiv an Bedeutung gewonnen und hat somit ebenfalls einen Platz im LSM-Anforderungskatalog gefunden.

## 6.3 Technisches Sicherheitsmanagement

Eine Zertifizierung durch ein Technisches Sicherheitsmanagement wurde in Österreich erstmals im Jahr 2011 durch *Österreichs Energie* durchgeführt und stellt neben dem LSM/NSM eine weitere, maßgeschneiderte Zertifizierung für Stromnetzbetreiber dar. Grundsätzlich wird durch die TSM-Auditierung die Einhaltung des Standes der Technik sowie die Durchführung der Kernaufgaben nach wirtschaftlichen Erfordernissen festgestellt. Der Netzbetreiber erhält nach erfolgreichem Abschluss eine Bescheinigung dafür, dass er über die personellen, technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen für die Planung, den Bau, den Betrieb und die Instandhaltung der Netze und Anlagen verfügt, und auch auf entsprechende technische Betriebsmittel zurückgreifen kann. Damit beinhaltet eine TSM-Überprüfung die Bewertung des gesamten Netzbetriebes und somit im Detail die Organisationsstrukturen, Verantwortlichkeiten, Fach- und Entscheidungskompetenzen, Verfahren, Prozesse, Schulungen sowie Sach- und Personalmittel.

Die Anforderungen an die Stromnetzbetreiber wurden unter der Leitung von *Österreichs Energie* erstellt und in der „TSM-Prüfrichtlinie P100“ [6.9] niedergeschrieben. Diese Richtlinie legt sämtliche Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation von Unternehmen für den Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze fest. Daraus abgeleitet wurden Leitfäden für die Netzbetreiber entwickelt, welche zur Vorbereitung auf das Audit dienen. Ziel dieser Vorgangsweise ist es, im Zertifizierungsprozess einen österreichweiten gleichartigen und objektiven Maßstab sicherzustellen. Die Überprüfung selbst erfolgt dabei durch unabhängige Auditoren, unterstützt von Fachexperten anderer Netzbetreiber, und ist stark praxisorientiert. Die Überprüfung des TSM-Strom kann unabhängig oder im Querverbund gemeinsam mit anderen Sparten durchgeführt werden.

Ein positiver Zertifikatsbescheid gilt für Netzbetreiber als wesentlicher Kompetenznachweis, wobei insbesondere eine gerichtsfeste Organisations- und Dokumentationsstruktur bestätigt wird. Damit ist auch die Grundlage für die Vermeidung der Gefahr eines möglichen Organisationsverschuldens geschaffen, wobei das Zertifikat der Beweislastumkehr bei allfälligen Verfahren dienen kann. Bewertet werden verschiedene Bereiche im Netzbetrieb des Unternehmens, die nachstehend angeführt sind.

### **Aufgaben- und Tätigkeitsfelder**

Unter diesen Punkt fallen all jene für die Technik relevanten Tätigkeitsfelder, die der Netzbetreiber zur Erfüllung seiner gesetzlich auferlegten Pflichten sicherstellen muss. Ausgewählte Aufgaben können dabei auch durch externe Dienstleister erfolgen [6.9]:

- Planung, Bau, Betrieb und Instandhaltung von Netzen, Anlagen und Schutzeinrichtungen

- Betrieb und Instandhaltung von Betriebsmittel
- Lastführung, Lastverteilung, allenfalls in Kooperation mit nach- oder übergeordneten Stellen
- Organisation und Durchführung des Bereitschaftsdienstes (z.B. Störungsannahme, Entstörung)
- Festlegung der personellen Ausstattung und Struktur
- Grundstücks- und Wegrechtserwerb
- Beschaffung von Lieferungen und Leistungen
- Lagerhaltung
- Festlegung der eigenen personellen Ausstattung und Struktur
- Auswahl, Anweisung und Kontrolle des eigenen Personals
- Vorgabe zur Weiterbildung des eigenen Personals
- Auswahl von Dienstleistern und Vergabe von Dienstleistungen
- Überwachung der Dienstleister und der Dienstleistungen
- Überwachung der Eigenleistungen

### **Personal**

In diesem Punkt werden die für das Personal erforderlichen Aus- und Weiterbildungsmaßnahmen im Detail überprüft. Grundsätzlich wird kontrolliert, ob nur Personal eingesetzt wird, welches in dem für seine Funktion erforderlichen Umfang ausgebildet und geschult ist. Diese Anforderung hat sinngemäß auch für Leihpersonal Gültigkeit. Im Detail werden der Ausbildungsstand, die Facherfahrung und Fachkenntnisse und die Weiterbildungsmaßnahmen des technischen Betriebsleiters, von technischen Führungskräften und technischen Fachkräften überprüft. Kommen Fremdfirmen zum Einsatz, so hat der Netzbetreiber durch entsprechende organisatorische oder vertragliche Maßnahmen für die Überprüfung der fachlichen Eignung zu sorgen.

### **Technische Ausstattung**

Für die Durchführung der Kernaufgaben eines Netzbetreibers bedarf es neben den personellen Ressourcen einer angepassten fach- und sachgerechten Ausstattung. Im Rahmen des Audits wird hinterfragt, ob den Mitarbeitern entsprechende Materialien, Werkzeuge und Arbeitsmittel im erforderlichen Umfang sowie im funktionsfähigen und ordnungsgemäßen sicherheitstechnischen Zustand zur Verfügung gestellt werden. Dazu zählen insbesondere [6.9]:

- Materialbevorratung für Störungen und Reparaturen
- Messgeräte und Werkzeuge
- Arbeitsvorrichtungen und Arbeitsschutzausrüstung
- persönliche Schutzausrüstung

- Fahrzeuge
- Kommunikationseinrichtungen
- Zugang zu den einschlägigen Richtlinien, Normen und Anweisungen

### **Organisation**

Bei den organisatorischen Rahmenbedingungen wird im Zuge der Zertifizierung auf die klare Struktur in der Aufbauorganisation im technischen Bereich, aufbauend auf den gültigen Vorschriften und Verordnungen, geachtet. Dabei muss das Unternehmen seine Organisation in hohem Detailgrad für den störungsfreien als auch den gestörten Betrieb nachweisen. Dies betrifft [6.9]:

- die Aufgabenverteilung, z.B. in einem Organisationsplan
- die Aufgaben, Kompetenzen und Verantwortlichkeiten, insbesondere der Führungskräfte
- die Vertretungsregelungen
- die Organisation des Bereitschaftsdienstes
- das Beauftragtenwesen
- den Umfang und die Art der Dokumentation

Um die Kontinuität für diese Zertifizierung zu gewährleisten, findet ein Überwachungsverfahren der durchgeführten TSM-Überprüfung im Abstand von längstens 2,5 Jahren statt. Dabei wird überprüft, ob das Unternehmen seinen aus dem TSM resultierenden Verpflichtungen während der Geltungsdauer des Zertifikates nachkommt und ob die ursprünglichen Voraussetzungen noch gegeben sind. Im Wiederholungsaudit wird überprüft, ob die der eigentlichen TSM-Überprüfung zugrunde liegenden Voraussetzungen noch uneingeschränkt gegeben sind. Bei personellen, organisatorischen oder technischen Änderungen wird untersucht, inwieweit eine Wiederholungsprüfung in eingeschränktem Umfang, abgestellt auf die festgestellten Änderungen, erforderlich ist.

Sind die Änderungen hingegen so umfangreich, dass nicht mehr auf der bestehenden TSM-Überprüfung aufgebaut werden kann, ist eine vollständig neue Überprüfung durchzuführen. Eine Wiederholungsprüfung ist auch nach fünf Jahren erforderlich, um die Gültigkeit des OE-Zertifikats wiederum um weitere fünf Jahre verlängern zu können.

## 6.4 Erfahrungen mit Zertifizierungen

Zertifizierungen werden von Unternehmen oftmals kritisch betrachtet, da es sich hierbei um zusätzliche Aufwendungen handelt, deren Kosten nicht unmittelbar abgegolten werden. Aus diesem Grund sind - insbesondere bei neuen Zertifizierungsformen - der Inhalt und damit der mit der Zertifizierung verbundene Aufwand dem Nutzen für das Unternehmen gegenüberzustellen. Durch den positiven Abschluss der eigens für Stromnetzbetreiber entwickelten LSM/NSM- oder auch TSM-Zertifizierung verfügt der Netzbetreiber über einen externen Nachweis der ordnungsgemäßen Durchführung seiner betrieblichen Kernaufgaben. Die Bestätigung durch ein solches Zertifikat ermöglicht es dem Netzbetreiber, die mit der Betriebsführung verbundenen Kosten gegenüber Kunden und insbesondere gegenüber dem Regulator nachweislich zu begründen.

Welche Form der Zertifizierung durchgeführt wird ist abhängig von den unternehmensinternen Vorgaben und Zielen. Rahmenbedingungen stellen hierbei die Schwerpunkte sowie der themenspezifische Detailgrad der jeweiligen Zertifizierung dar. Unabhängig von der Art der Zertifizierung ist dabei entscheidend, dass es zur Durchführung einer externen, objektiven Beurteilung und damit zu einer Überprüfung der bislang entwickelten und eingesetzten Strategien und Prozesse kommt. Mit dieser Vorgangsweise kann unter anderem auch die eigene „Betriebsblindheit“ in zum Teil historisch gewachsenen Themen und Bereichen aufgezeigt werden.

Im Detail können im Rahmen der Zertifizierung eigene Stärken erkannt, Verbesserungspotentiale im Unternehmen erhoben und Optimierungen durchgeführt werden. Ein entscheidender Faktor ist dabei die Einbindung der betroffenen Mitarbeiter in die Evaluierung und Umsetzung des Anforderungskatalogs. Dadurch werden sowohl die Motivation als auch das Verantwortungsbewusstsein dieser Mitarbeiter gestärkt. Die beteiligten Personen erhalten zusätzlich ein tieferes Verständnis der Prozessabläufe sowie der Sicherheitsrelevanz in den betrachteten Prozessen.

In einem weiteren Schritt kann ein effizientes Steuern der Prozesse durch klare Abläufe, Verantwortlichkeiten und Zielvorgaben erreicht werden. Ein regelmäßiges Bewerten von Zielabweichungen kann dazu beitragen, dass auf Basis objektiv festgestellter Kennzahlen zeitnah notwendige Anpassungen eingeleitet und umgesetzt werden. Die Beschreibung von Vorgängen und Schnittstellen der Kerntätigkeiten liefern in übersichtlicher, strukturierter Weise Ansatzpunkte für die Risikoidentifikation.

Der Aufwand für sämtliche Erhebungen ist – insbesondere bei der ersten Zertifizierungsrunde – nicht unerheblich. Es müssen dabei alle Prozesse exakt definiert, sämtliche interne Vorschriften evaluiert und die Erfüllung von Normen nachgewiesen werden. Wiederholungsaudits in regelmäßigen Zeitabständen institutionalisieren den

Zertifizierungsprozess und stellen sicher, dass Standards eingehalten aber auch Verbesserungen vorangetrieben und Prozess- und Schattenkosten gesenkt werden. Bei diesen Wiederholungen, die üblicherweise im mehrjährigen Zyklus stattfinden, liegt der Fokus auf den Veränderungen bzw. auf den zuvor erkannten Schwachstellen und eingeleiteten Maßnahmen. Der Arbeitsaufwand ist dabei bereits wesentlich geringer.

Ungeachtet jeglichen Aufwands ist in der Betriebsführung jedoch immer die Personensicherheit in den Vordergrund zu stellen. Diese steht in engem Zusammenhang mit den Zeitvorgaben von Instandhaltungstätigkeiten und speziell von Störungsbehebungen. In diesem Punkt hat in den letzten Jahrzehnten ein Umdenken eingesetzt. War bei Versorgungsunterbrechungen zuvor noch die Zeit bis zur Wiederversorgung der wichtigste Faktor, ist das Thema Sicherheit nunmehr an die erste Stelle gerückt. Diese Sicherheit in der Betriebsführung wird durch entsprechende Aus- und Weiterbildung des Personals, durch optimale Ausrüstung und Systemunterstützung aber vor allem durch den Rückhalt der Führungsebene, z.B. bei Abbruch von gefährlichen Tätigkeiten während der Störungsbehebungen, maßgeblich beeinflusst. Ein Großteil dieser Themenschwerpunkte wird bei einer Zertifizierung ebenfalls erfasst und im Detail durchleuchtet. Damit trägt die Zertifizierung auch einen wichtigen Anteil zu einer sicheren und effizienten Betriebsführung bei.



## 7 Literaturverzeichnis

Literaturstellen, die mit einem hochgestellten Index „RS“ versehen sind, markieren Publikation oder Fachvorträge des Autors oder wurden durch den Autor wissenschaftlich begleitet.

- [2.1] Europäische Union: „Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG“, 13. Juli 2009
- [2.2] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich: „Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (ELWOG)“, Fassung vom 21. Dezember 2013
- [2.3] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich: „Kärntner Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2011 (KELWOG)“, Fassung vom 06. März 2012
- [2.4] J. Polster: „Risikomanagement und Anlagenmanagement in Elektrizitätsunternehmen“, Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Technische Universität Graz, Österreich, 2003
- [2.5] RWE Deutschland: „RWE – Netztechnischer Standard: Führen von Elektrizitätsverteilernetzen“, internes Dokument, Dortmund, Deutschland, April 2013
- [2.6] M. Weidinger: „Arbeitszeitflexibilisierung“, RKW-Handbuch Führung und Organisation, Rationalisierungs-Kuratorium der Deutschen Wirtschaft, ISBN: 3-503-01598-1, Berlin, Deutschland, 2008
- [2.7] J. Weber: „Die Elektrofachkraft in der betrieblichen Praxis“, WEKA MEDIA GmbH & Co. KG, Kissing, 11.01.2013
- [2.8] J. Krems: „Projekt: Fehlhandlungen - Abschlussbericht“, Technische Universität Chemnitz, Institut für Psychologie, Chemnitz, Deutschland, 2005
- [2.9<sup>RS</sup>] R. Schmaranz: „DUtrain Trainingskurse 2012: Ablauf und Erkenntnisse“, Kärnten Netz GmbH, interne Präsentationsunterlagen, Außerfragant, Österreich, 07. Mai 2012
- [2.10] P. Regent, P. Raimbault, A. Marty: „Serious Games Serving the Professionalization of Electricity Technicians“, CIRED 2013, Paper 1485, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [2.11<sup>RS</sup>] R. Schmaranz: „Ausbildungsprogramme von Betriebsmitarbeitern in der KNG“, Kärnten Netz GmbH, interne Präsentationsunterlagen, Klagenfurt, Österreich, 31.03.2011
- [2.12<sup>RS</sup>] K. Schoaß, D. Haßbacher, R. Obweger, A. Pavluk, R. Schmaranz, S. Leithinger: „Schaltberechtigung in der KNG“, KNG-Kärnten Netz GmbH, Schulungsunterlagen zum innerbetrieblichen Seminar, Klagenfurt, Österreich, 23.01.2013
- [2.13] ÖNORM D 1021: „Call Center-Dienstleistungen - Anforderungen an die Ausbildung von Call Center Agents“, 01.08.2002
- [2.14] D. Westermann, J. Schellenberg: „Antihavarietraining an leittechnischen Ausrüstungen in Elektroenergiesystemen“, ew das magazin für die energie wirtschaft, Sonderdruck PDF 6197, Jg. 106, Heft 21, 2007
- [2.15] KNG-Kärnten Netz GmbH: „Notfall- und Krisenorganisation Betrieb: Eskalationsstufen“, internes Dokument der KNG, Klagenfurt, Österreich, 17.01.2013
- [2.16] R. Eichler, M. Frischherz: „Operator Training for a Distribution System“, CIRED 2011, paper 0211, Frankfurt, Deutschland, Juni 2011
- [2.17] M. Zdrallek, M. Stötzel, V. Staufert, M. Angenend: „Multi utility grid operation: A organisation study“, CIRED 2011, paper 0372, Frankfurt, Deutschland, Juni 2011
- [2.18] M. Stotzel, M. Zdrallek, H. Hoppe-Öhl, F. Schwermer: „A Queue Theory Approach to Optimise Control Centre Organisation“, CIRED 2013, Paper 0480, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [2.19] W. Obwald: „Spartenintegrierter Netzbetrieb: Leitstellen im Wandel“, ew das magazin für die energie wirtschaft, Jg. 104, Heft 9, 2005

- 
- [2.20] A. Sillaber, H. Renner: „Sicherheitsorientierte Betriebsführung in Elektroenergiesystemen - Koordination und Kommunikation optimieren“, ew das magazin für die energie wirtschaft, Vol. 106, No. 8, 2007
- [2.21] S. Leithinger: „Schaltsprache in der KNG“, Kärnten Netz GmbH, interne Ausbildungsunterlagen, Klagenfurt, Österreich, 21.03.2012
- [2.22] P. Loibl: „DIN EN 5018: Alarmempfangsstellen (AES)“, Vortrag, Tagungsunterlagen PMRExpo Leitstellenkongress 2013, Offenbach, Deutschland, 28.11.2013
- [2.23] B. Albrecht: „Kooperation im Sicherheitsmanagement von Energieverteilnetzen - Eine Bestandsaufnahme“, Arbeitspapier für das Verbundprojekt InnoGeSi.net Nr. 5/2013 Arbeitspaket 5, nexus Institut für Kooperationsmanagement und interdisziplinäre Forschung e.V., Berlin, Deutschland, 27.11.2013
- [2.24] G. Schmidt: „Organisation – Aufbauorganisatorische Strukturen“, 5. Auflage, ISBN 978-3-921313-79-4, 2011
- [2.25] KNG-Kärnten Netz GmbH: „NLS-Übersicht der Schalthandlungen von Mitarbeitern“, TA-I Serviceportal, Intranet der KNG, Klagenfurt, Österreich, Abfrage durchgeführt am 01.04.2014
- [2.26] G. Brauner: „Zukünftige Rolle des Übertragungsnetzes bei überwiegend regenerativer Erzeugung“, ETG-Fachbericht 127: Die Dynamik des Netzes, VDE Verlag GmbH, ISBN: 9783800733361; Seite 101-106
- [2.27] C. Peter: „E-Wirtschaft: Die Entwicklung der gesetzlichen Grundlagen“, VEÖ Journal: 50 Jahre VEÖ, Juni 2003
- [2.28] E-Control: „10 Jahre Energiemarkt-Liberalisierung“, Wien, Juni 2011
- [2.29] R. Ganbaugei, A. Hoppe: „Die Wirkung unterschiedlicher Beleuchtungsbedingungen in Leitwarten auf Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung – erste Ergebnisse einer Laborstudie“, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 12.-14.2.2014
- [2.30] A. Hoppe, V. Schwedt: „Zuverlässigkeit des Leitstandsbetriebes durch kompetente Mitarbeiter“, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 12.-14.2.2014
- [2.31] L. Fickert: „Das elektrische Energiesystem im Spannungsfeld zwischen Technik und Markt“, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 12.-14.2.2014
- [2.32] R. Kockrow, A. Hoppe: „Gestaltungsempfehlungen für Operatorarbeitsplätze – Ableitungen aus einer Eye-Tracking-Studie“, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 12.-14.2.2014
- [2.33] A. Schweer: „Entwicklung des Verteilnetzes zum Flächenkraftwerk – Arbeit der VNB Ost und 50 Hertz“, Vortrag, Tagungsunterlagen 5. F&E-Symposium der RWE Energy AG, Essen, Deutschland, 20. März 2014
- [2.34] F. Schulte: „F&E Strategie der RWE AG in Zeiten der Energiewende“, Vortrag, Tagungsunterlagen 5. F&E-Symposium der RWE Energy AG, Essen, Deutschland, 20. März 2014
- [2.35<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, L. Hafner, K. Decker: „Erfolgskontrolle Netzsichtdienst-Assistent in der Hauptschaltleitung der KNG“, Kärnten Netz GmbH, internes Dokument, Klagenfurt, Österreich, 28.05.2013
- [3.1] Verband der Netzbetreiber - VDN: „Netzleitstellen im Querverbund“, Projektgruppe Netzleitstellen im Querverbund, Berlin, Deutschland, Juni 2003
- [3.2<sup>RS</sup>] R. Schmaranz: „The Need for Information in Control Centres“, round table presentation, CIRED 2009, Prag, Tschechien, Juni 2009
- [3.3<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, R. Iskra, I. Hübl, K. Schoaß: „Evolutions in the Grid Operation in Carinthia“, CIRED 2011, paper 358, Frankfurt, Deutschland, Juni 2011
- [3.4] E. G. Tietze: „Netzleittechnik Teil 1: Grundlagen“, VWEW Energieverlag, Frankfurt am Main, Deutschland, 2. Auflage 2006
- [3.5] E. G. Tietze: „Netzleittechnik Teil 2: Systemtechnik“, VWEW Energieverlag, Frankfurt am Main, Deutschland, 2. Auflage 2006
-

- 
- [3.6] A. Sillaber: „Prozessleittechnik in der Energieversorgungssystemen“, Vorlesungsunterlagen zur gleichnamigen Vorlesung, Graz, Österreich, 2009
- [3.7] ÖVE/ÖNORM EN 50518-2: „Alarmempfangsstelle Teil 1-3“, Mai 2011
- [3.8] A. Heidarian, R. Iskra: „Netzführung mit georeferenzierter Netzdarstellung: Schnell, standardisiert und durchgängig“, Zeitschrift BWK Bd. 60 Nr. 11, 2008
- [3.9] M. Slamanig: „Konzept zur Visualisierung von Umspann- und Schaltwerken in der KNG“, Kärnten Netz GmbH, Abteilung TO-B, internes Dokument, Klagenfurt, Österreich, Mai 2013
- [3.10] G. Großjohann: „Effizientere Prozesse aufgrund georeferenzierter Netzdarstellung“, ew das magazin für die energie wirtschaft Jg. 107, Heft 23, 2008
- [3.11] G. Diendorfer, M. Mair, H. Pichler: „Blitzstrommessung am Sender Gaisberg“, Schriftenreihe der Forschung im Verbund, Band 89, Juni 2005
- [3.12<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, M. Slamanig: „User-friendly Integration of Lightning Stroke Information“, Vortrag, Tagungsband Siemens Spectrum Power User Group, Amsterdam, Niederlande, 10. Oktober 2013
- [3.13] M. Slamanig: „Implementierung der ALDIS-Blitzdaten in das Netzleitsystem der Kelag-Netz GmbH – Stufe 1“, Kelag Netz GmbH, Pflichtenheft für die SCADA-Implementierung, Klagenfurt, Österreich, 17.09.2012
- [3.14] J. Kosma, V. Djurica: „Real-time Fault Correlator for Medium Voltage Distribution Network“, 18<sup>th</sup> International Lightning Detection Conference, Helsinki, Finnland, Juni 2004
- [3.15] V. Djurica, J. Kosma, G. Milev: „A Multiple Power Line Corridor and Lightning Error-Ellipse Spatial Processor for real-time Correlator“, 20<sup>th</sup> International Lightning Detection Conference, Tucson, Arizona, USA, April 2008
- [3.16] W. Spitzer, W. Schulz, T. Prinz, A. Keul: „GIS-basierte Methode zur genaueren Schätzung der Blitzdichte“, AGIT 2011 – Symposium und Fachmesse Angewandte Geoinformatik, Salzburg, Juli 2011
- [3.17] W. Schulz: „ALDIS Blitzortung - Stand der Technik“, Präsentation www.aldis.at, Wien, Österreich, März 2011
- [3.18] KNG, Intergraph: „Technische Feinspezifikation KNG-GIS Schemaplan“, Projekt im Auftrag der KNG-Kärnten Netz GmbH, Klagenfurt, Österreich, 06. Juni 2013
- [3.19] Kelag Netz GmbH: „Vorausplanende automatisierte aktive Verteilnetz-Betriebsführung mit Integration dezentraler Erzeuger“, Förderantrag FFG: Neue Energien 2020 – 5. Ausschreibung, Version 1.0, Klagenfurt, Österreich, 22 Mai 2012
- [3.20] Kärnten Netz GmbH: „ANOP+: geplante Freisaltungen im Netzleitsystem“, Projektunterlagen der Abteilung Betriebsführung, Klagenfurt, Österreich, 20. September 2013
- [3.21] E-Control: „Netzdienstleistungs-Verordnung Strom 2012 in der Fassung der Novelle 2013, END-VO 2012 idF Novelle 2013“, Wien, Österreich, 1.7.2013
- [3.22] K. Schoaß: „Abschaltverständigung in der Kelag Netz GmbH“, internes Dokument der Abteilung Betriebsführung, Klagenfurt, Österreich, 02.09.2010
- [3.23<sup>RS</sup>] R. Schmaranz: „Automated Power System Event Detector and Classifier“, Dissertation, Institut für Elektrische Anlagentechnik, Technische Universität Graz, Österreich, 2004
- [3.24<sup>RS</sup>] M. Eberhard, J. Polster, R. Schmaranz: „Introduction of a fully integrated Workforce Management“, CIRED 2011, paper 809, Frankfurt, Deutschland, Juni 2011
- [3.25] F. Fleischle, M. Hilkenbach, O. Bach: „Workforce-Management in der Energiewirtschaft“, Booz & Company Inc., Deutschland, 2009
- [3.26] P. Petroni, F. Veronese, E. Marino: „ENEL Workforce Management System“, CIRED 2007, Wien, Österreich, Mai 2007
- [3.27] P. Lúcio, P. Paulo, M. Boucinha: „EDP Reinforces Distribution Network“, Transmission & Distribution World Magazine, New York, USA, März 2014
-

- 
- [3.28] O. Sauerbach, P. Mathis, J. Nilges: „Benefit of highly integrated Workforce Management Concepts“, CIRED 2009, Prag, Tschechien, Juni 2009
- [3.29] E. Jaeker, R. Felix, D. Seifert, T. Epler: „Multi-Criteria optimization in Workforce Management“, CIRED 2011, paper 612, Frankfurt, Deutschland 2011
- [3.30] Österreichs E-Wirtschaft, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN): „Technische Anforderungen an die automatische Frequenzlastung – Technischer Hinweis“, Juni 2012
- [3.31] P. Stachel, P. Stegner: „Unterstützung des Netzbetriebes durch systematische Auswertung von Stördatenaufzeichnungen“, ETG/BDEW Tutorial Schutz- und Leittechnik, Fulda, Deutschland, November 2008
- [3.32] W. Friedrich, A. Seiler: „Betriebliche Anforderungen an ein zukünftiges Stationsleitsystem für Ortsnetzstationen und netzleittechnische Strategie zur Verkürzung der Wiederversorgung“, FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Ulm, Deutschland, Juni 2010
- [3.33] W. Sattinger, M. Wache, F. Steinhauser: „Anwendungen von PMUs zur Überwachung der Netzstabilität“, FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Ulm, Deutschland, Juni 2010
- [3.34] M. Heidl: „Verbesserung der Netzsicherheit mit Wide Area Monitoring“, 10. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, Februar 2008
- [3.35] M. Weixelbraun, H. Renner: „Untersuchung der dynamischen Stabilität der Kraftwerksgruppe Fragant bei revisionsbedingter Abschaltung der 220-kV Verbindung DMH-LIE“, Studie im Auftrag der KNG, Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Graz, Österreich, Oktober 2011
- [3.36] M. Bokal: „Dynamic Performance Study of Transmission Network using Wide Area Monitoring Systems“, Diplomarbeit, TU Graz, Graz, Österreich, 2011
- [3.37] I. Hübl, F. Steinhauser: C. Marinescu: „Erfassung und Auswertung von Synchronzeigern an einer Kraftwerkseinspeisung bei der Kelag Netz GmbH“, Omicron Anwendertagung, Darmstadt, Deutschland, Mai 2011
- [3.38] M. Adamiak, R. Hunt: „Application of Phasor Measurement Units for Disturbance Recording“, Georgia Tech Fault & Disturbance Analysis Conference, Atlanta, USA, Mai 2007
- [3.39] H. Paulitsch, J. Fuchsberger: „Weather Image Information Software - Benutzerhandbuch“, Version 01.2010, TU Graz, Institut für Hochfrequenztechnik, Graz, Österreich, 2010
- [3.40] C. Stefan, A. Schaffhauser: „Wettervorhersagemodelle“, Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik, Präsentation in der Kärnten Netz GmbH, Klagenfurt, Österreich, 23.10.2013
- [3.41] E-Control: „Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2006“, Amtsblatt zur Wiener Zeitung Nr. 250, Wien, Österreich, 28.12.2006
- [3.42] E-Control: „Sonstige Marktregeln Strom, Kapitel 3, Fahrpläne“, Release 5, Wien, Österreich, 21.09.2012
- [3.43<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, J. Kerschbaumer, H. Sitter, C. Kop, H. C. Mayer: „Elektronisches Betriebstagebuch – Phase 1: Anforderungsprofil Geschäftsbereich Strom, Gas“, Pflichtenheft im Auftrag der KNG in Zusammenarbeit mit der Alpen-Adria-Universität Klagenfurt, Österreich, 15.10.2007
- [3.44<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, J. Kerschbaumer, H. Sitter, C. Kop, H. C. Mayer: „Elektronisches Betriebstagebuch – Phase 2: Anforderungsprofil Geschäftsbereich Strom, Gas“, Pflichtenheft im Auftrag der KNG in Zusammenarbeit mit der Alpen-Adria-Universität Klagenfurt, Österreich, 06.07.2008
- [3.45] N. Lessiak: „Wissensorientierte Informationsflüsse eines Verteilnetzbetreibers“, Diplomarbeit, Alpen-Adria-Universität Klagenfurt, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften und Informatik, Klagenfurt, Österreich, Februar 2005
-

- 
- [3.46] ÖVE/ÖNORM: „EN 50110-1 und EN 50110-2-100 (eingearbeitet): Betrieb von elektrischen Anlagen“, Wien, Österreich, 12. Juli 2010
- [3.47] KNG, KELAG: „Betriebsführungshandbuch für den Betrieb elektrischer Anlagen“, 5. Auflage, Klagenfurt, Österreich, 1. Dezember 2013
- [3.48] BDEW Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „Whitepaper Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme“, Version 1.0, Berlin, Deutschland, 10. Juni 2008
- [3.49] Österreichs Energie, BDEW Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „Anforderungen an sichere Steuerungs- und Telekommunikationssysteme: Ausführungshinweise zur Anwendung des BDEW Whitepaper“, Version 1.0, Wien/Berlin, Deutschland, 15. März 2012
- [3.50] ÖVE/ÖNORM: „EN 50182 - Leiter für Freileitungen: Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten“, Wien, Österreich, 01. Februar 2002
- [3.51] S. Kornhuber: „Optimierung der Belastung von Hochspannungsfreileitungen mit Hilfe eines Online-Temperaturmonitoringsystems“, Dissertation, Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, Technische Universität Graz, Österreich, 2007
- [3.52] H. Müller: „Effiziente Nutzung von Betriebsmitteln durch moderne Leittechnik“, ew das magazin für die energie wirtschaft, Sonderdruck PDF 6193, Jg. 106, Heft 20, 2007
- [3.53] J. Raniga, R. K. Rayudu: „Stretching Transmission Line Capabilities – A Transpower Investigation“, The Institution of Professional Engineers New Zealand
- [3.54] BDEW Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Berlin, Deutschland, 01. Januar 2013
- [3.55] BDEW Bundesverband für Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: „Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern“, Berlin, Deutschland, 12.10.2012
- [3.56] C. Schorn: „Das smarte Verteilnetz als Basis einer zuverlässigen Energieversorgung“, Vortrag, Tagungsband zur Fachtagung Blackout im Übertragungsnetz – den Ernstfall beherrschen, Bonn, Deutschland, 13./14. November 2013
- [3.57] J. Schmiesing, T. Smolka: „Beitrag regelbarer Ortsnetztransformatoren zur Netzintegration“, Tagungsband zur Fachtagung Systemintegration dezentraler Einspeiser – Herausforderungen und Lösungen, Heidelberg, Deutschland, 28.02-01.03.2013
- [3.58] T. Rieder, W. Schaffer, M. Diwold, A. Ilo: „Zentrale Spannungs- (U) und Blindleistungsregelung (Q) mit dezentralen Einspeisungen in der Demoregion Salzburg (ZUQDE)“, 3. Ausschreibung Neue Energien 2020, Projektnummer 825468, Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG), Salzburg, Österreich, 30. April 2012
- [3.59] H. Brunner, A. Lugmaier: „Aktiver Betrieb von elektrischen Verteilnetzen mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugung (DG DemoNetz)“, Projektbericht im Rahmen der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien, Österreich, Juni 2008
- [3.60] Consentec: „Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid“, Untersuchung für das Bundesamt für Energie BFE, Bern, Schweiz, 19. Juli 2013
- [3.61] H. Bock: „Erfahrungen mit Einspeisemanagement in der Praxis Verteilnetz“, Vortrag beim Dena-Dialogforum *Speicher, Netze, Last- und Einspeisemanagement*, Berlin, Deutschland, 24. April 2013
- [3.62] A. Schnettler, M. Gödde, C. Matrose, A. K. Meinerzhagen, F. Potratz: „Analyse technischer und wirtschaftspolitischer Trends und Schlüsseltechnologien und deren Implikationen auf die Entwicklung eines Verteilungsnetzes im Zeitraum bis 2025“, interne Studie der KNG, RWTH Aachen, Institut für Hochspannungstechnik, Aachen, Deutschland, August 2012
-

- 
- [3.63] A. Slupinski, J. Kröpelin: „Spannungsregelung in der Ortsnetzstation zeigt die wirkungsvollste Effekte“, Fachzeitschrift ew Netzpraxis Jg. 52, Heft 1-2, 2013
- [3.64] N. Neusel-Lange, M. Zdrallek: „Intelligente Verteilungsnetze für die Energiewende“, Tagungsband zur Fachtagung Systemintegration dezentraler Einspeiser – Herausforderungen und Lösungen, Heidelberg, Deutschland, 28.02-01.03.2013
- [3.65] KNG, AIT, Alpine-Energie, Carinthian Tech Research AG, Siemens AG, u.v.a.: „Realising Villach’s Smart City Vision – Step P“, Forschungsprojekt im Rahmen der Smart Energy Demo bei der Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG), Version 1.1, 12 Oktober 2011
- [3.66] A. Koto: „SCADA & DMS Integration“, Vortrag, Tagungsband NextGen SCADA Europe 2013, Amsterdam, Niederlande, 21.03.2013
- [3.67] Eurelectric: „Active Distribution System Management: A key tool for the smooth integration of distributed generation“, TF Active System Management, Publikation Nr. 12.105/7, Brüssel, Belgien, Februar 2013
- [3.68] S. Antila, J. Kuru, V. Maksemainen: „Integration of AMM Functionality into Operating Systems of Electricity Distribution Company for LV Network Fault Management“, CIRED 2013, Paper 0893, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [3.69] J. Marti: „Interconnection of Spectrum with Metering System for improved Operations“, Vortrag, Tagungsband Siemens Spectrum Power User Group, Amsterdam, 10. Oktober 2013
- [3.70] A. Pätz, P. Jochem, W. Fichtner: „Demand Side Management mit Elektrofahrzeugen – Ausgestaltungsmöglichkeiten und Kundenakzeptanz“, 12. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 15.-17.2.2012
- [3.71] W. Gawlik: „Systemübergreifende dezentrale Energiespeicher im Universal Grid“, Vortrag, Tagungsband KELAG-Konferenz Erneuerbare Energie brauchen Speicher, Velden, Österreich, 6. November 2013
- [3.72] G. Stryi-Hipp: „Energiespeicher machen die Energiewende erst möglich“, Vortrag, Tagungsband KELAG-Konferenz Erneuerbare Energie brauchen Speicher, Velden, Österreich, 6. November 2013
- [3.73] M. Zdrallek, H. Brunner, R. Calone, u.v.a.: „Smart Grids on the Distribution Level – Hype or Vision?“, Draft of the Final Report, CIRED Working Group on Smart Grids, 18.03.2013
- [3.74] H. Müller, K. Sengbusch, C. Keck: „Dynamische Höhenschichtenfärbung“, ew das magazin für die energie wirtschaft, Sonderdruck PDF 6171, Jg. 106, Heft 10, 2007
- [3.75] M. Rauterberg: „Ein Konzept zur Quantifizierung software-ergonomischer Richtlinien“, Dissertation an der ETH Zürich, Zürich, Schweiz, 1995
- [3.76] B. Riegel: „Increase network reliability and enhance operational efficiency with an integrated DMS / OMS“, Vortrag, Tagungsband zur Spectrum Power User Group, 9.-10. Oktober, Amsterdam, 2013
- [3.77] Siemens AG: „Spectrum Power™ 4: Intelligent Alarm Prozessor – Application Sheet“, Dokumentennummer: A-ES02-E-1.2.0.0, Jänner 2011
- [3.78] J. Taisne: „Intelligent Alarm Processor for DMS based on Chronicle Concept“, CIRED 2007, Wien, Österreich, Mai 2007
- [3.79] E. Ruth: „New Concepts and Algorithms for Fully Transparent Distribution Management Systems“, Dissertation an der ETH Zürich Nr. 19125, Zürich, Schweiz, 2010
- [3.80] L. Ottaiano, R. Casavecchia, G. Fiorenza: „Emergency Management: An advanced trouble call system“, CIRED 2007, Paper 0067, Wien, Österreich, Mai 2007
- [3.81] S. Rolauffs: „Interaktives Emergency Management in Verteilungsnetzen“, Tagungsband, ETG Kongress 2001, Nürnberg, Deutschland, 23.-24. Oktober 2001
- [3.82] Fangxing Li, Pei Zhang, N. Bhatt: „Next Generation Monitoring and Control Functions for Future Control Centers“, Volume 1, Issue 2, IEEE Transactions on Smart Grid, September 2010
-

- 
- [3.83] J. Kuru, J. Haikonen, J. Myllymaki: „Innovative System Integration for Outage Communication“, CIRED 2009, Prag, Tschechien, Juni 2009
- [3.84] T.. J. Overbye, A. P. Meliopoulos, D. A. Wiegmann, G. J. Cokkinides: „Visualization of Power Systems and Components - Final Report“, Power Systems Engineering Research Center, Publication 05-65, November 2005
- [3.85] J. McCalley, O. Oluwaseyi, V. Krishnan, R. Dai, C. Singh, K. Jiang: „System Protection Schemes: Limitations, Risks, and Management - Final Report“, Power Systems Engineering Research Center, Publication 10-19, Dezember 2010
- [3.86] K. Sanford, J. S. Bowers: „Insipient Faults: Can they be seen?“, Transmission & Distribution World Magazine, New York, USA, März 2013
- [3.87] B. Wenzel, B. Engel, G. Beißler: „Optimale Störungsbeseitigungsstrategien mit Leitstellenunterstützung“, ETG-Fachbericht 92: Zuverlässigkeit in der Stromversorgung, Februar 2003
- [3.88] H. Hylla, H. Roman: „Methoden und Werkzeuge zur Senkung der Fehlerortungszeiten in MS-Netzen im Erdschluss- und Kurzschlussfall“, ETG-Fachbericht 92: Zuverlässigkeit in der Stromversorgung, Februar 2003
- [3.89] G. Biedenbach: „Echtzeitmonitoring von Freileitungen: Leiterseiltemperatur zuverlässig ermitteln“, Fachzeitschrift Energie-wirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 111, p. 70-73, 2012
- [3.90] O. Brückl, R. Bäsman, A. Hinz: „RONT: Fot für mehr erneuerbare Energie – Teil 2“, Fachzeitschrift Energie-wirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 111, p. 60-65, 2012
- [3.91] W. Gallas, D. Hollmach, H. Roman, A. Schwer: „Grid Security Management – Basis for Secure Operation of the Distribution Grid of enviaM“, CIRED 2011, Paper, 0332, Frankfurt, Deutschland, Juni 2011
- [3.92] P. Manner, K. Koivuranta, A. Kostiainen, G. Wiklund: „Towards self-healing Power Distribution by means of the Zone Concept“, CIRED 2011, Paper, 0622, Frankfurt, Deutschland, Juni 2011
- [3.93] H. Gartmaier: „Herausforderungen für den Netzbetrieb“, Vortrag, Tagungsband zur Fachtagung Blackout – Auswirkungen, Maßnahmen und Konsequenzen auf allen Spannungsebenen, Hannover, Deutschland, 6.-7. Mai 2014
- [3.94] A. Leitao, C. M. Pinto, V. Santos, P. Dias, P. Viegas, D. Marsh, P. Bizarro: „Smart Alarm Processing“, CIRED 2013, Paper 858, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [3.95] J. Kuru, T. Ihonen, J. Haikonen: „Control-Center-Based Automatic Fault Isolation and Restoration System for Rural Medium Voltage Networks“, CIRED 2013, Paper 1012, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [3.96] N. Lof, M. Pikkarainen, S. Repo, P. Jarventausta: „Utilizing Smart Meters in LV Network Managenem“, CIRED 2013, Paper 1050, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [3.97] C. Oerter, N. Neusel-Lange, C. Zbros, M. Zdrallek: „Smart Control of Low Voltage Grids – Application Results“, CIGRE Symposium 2013, Paper 431, Lissabon, Portugal, April 2013
- [3.98] C. A. Warren, P. Large: „Effective Communication during major Weather Events“, Transmission & Distribution World Magazine, New York, USA, November 2013
- [3.99] C. Reuter: „Power Outage Communications: Survey of Needs, Infrastructures and Concepts“, 10. Internationale ISCRAM Conference, Baden-Baden, Deutschland, Mai 2013
- [3.100] U.S. Department of Energy: „Synchrophasor Technologies and their Deployment in the Recovery Act Smart Grid Programs“, American Recovery and Reinvestment Act of 2009, August 2013
- [3.101<sup>RS</sup>] R. Schmaranz: „PMUs in sub-transient systems“, Vortrag im Rahmen des Real Smart Workshops an der TU Graz, Graz, Österreich, 4.09.2012
- [3.102] Versorgungsunterbrechungen im Konzessionsgebiet der TINETZ-Stromnetz Tirol AG: <http://www.tinetz.at/kundenservice/online-dienste/versorgungsunterbrechungen/>, abgefragt am 27.12.2013 um 12:56 Uhr
-

- 
- [3.103] M. Zdrallek, N. Neusel-Lange: „Intelligente Niederspannungsnetze - das iNES-Konzept“, Präsentationsunterlagen, Klagenfurt, Österreich, 27.11.2013
- [3.104] M. Oltersdorf: „New user interface for advanced visualization and seamless integration of GIS, DMS and OMS“, Tagungsband zur Tagung NextGen SCADA Europe 2013, Amsterdam, Niederlande, 21.03.2013
- [3.105] S. Sander: „Workshop: User Interface“, Präsentation bei der Tagung NextGen SCADA Europe 2013, Amsterdam, Niederlande, 21.03.2013
- [3.106] W. A. Khan, A. Raouf, K. Cheng: „Virtual Manufacturing“, Springer Series in Advanced Manufacturing, ISBN: 978-0-85729-185-1, 2011
- [3.107] Verlag Moderne Industrie GmbH: „Moverio: Wie hilfreich ist die Datenbrille?“, Zeitschrift Produktion: Technik und Wirtschaft für die deutsche Industrie, Nr. 7, 13.02.2014
- [3.108] W. Friedrich: „ARVIKA Augmented Reality für Entwicklung, Produktion und Service“, Publicis Corporate Publishing, ISBN-10: 3895782394, 2004
- [3.109] W. Friedrich, W. Wohlgemuth: „Bedien- und beobachtungssystem mit augmented reality-techniken“, angemeldetes Patent, Veröffentlichungsnummer WO2000052536 A1, 8. Sept. 2000
- [3.110] M. Naedelle: „Unmanned vehicle for system supervision“, angemeldetes Patent, Veröffentlichungsnummer WO2014029431 A1, 27. Febr. 2014
- [3.111] Electric Power Research Institute (EPRI): „Future Inspection of Overhead Transmission Lines“, Report Nr. 1016921, San Antonio, Texas, USA, May 2008
- [3.112] Southern California Edison: „SmartGrid Overview“, Präsentationsunterlage, Kalifornien, USA, November 2008
- [3.113] S. Rebner: „Using AMI in SCADA-DMS for advanced network operation“, Vortrag, Tagungsband NextGen SCADA Europe 2013, Amsterdam, Niederlande, 21.03.2013
- [3.114] T. Bopp: „SIGUARD DSA: Dynamic Security Assessment Solution for SCADA/EMS“, Vortrag, Tagungsband NextGen SCADA Europe 2013, Amsterdam, Niederlande, 21.03.2013
- [3.115] C. Rehtanz, K. Sengbusch, T. Sezi, Simon: „Schutz- und Überwachungskonzepte auf Basis zeitsynchroner Messungen“, ETG/BDEW Tutorial Schutz- und Leittechnik, Fulda, Deutschland, November 2008
- [3.116] Austrian Power Grid, Kelag Netz GmbH: „Netzkooperationsvertrag KNG-APG: Datenaustauschliste für Austrian-Awareness-System“, internes Dokument, Klagenfurt/Wien, Österreich, 11.12.2013
- [3.117] S. Küppers: „Strategische Ausrichtung und Nutzen von F&E-Projekten bei der Westnetz“, Vortrag, Tagungsunterlagen 5. F&E-Symposium der RWE Energy AG, Essen, 20. März 2014
- [3.118] N. Neusel-Lange: „Integration von dezentralen Automatisierungssystemen für Verteilnetze in ein übergeordnetes Leitsystem“, Vortrag, Tagungsunterlagen 8. FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Düsseldorf/Neuss, Deutschland, 5./6. Februar 2014
- [3.119] J. Encarnaçao, M. Mühlhäuser, R. Wichert: „Ambient Intelligence – Forschung und Anwendung“, Zeitschrift THEMA FORSCHUNG 1/2007, ISSN 1434-7768, Technische Universität Darmstadt, Deutschland, 2007
- [3.120] G. Lipphardt: „Elektrische Anlagen und Netze“, Vorlesungsunterlagen, Hochschule Mannheim, Fakultät für Elektrotechnik, Mannheim, Deutschland, 2006
- [3.121] R. Nening: „Q(U)-fähige PV-Wechselrichter und wirkstromkomponierte Spannungsregelung in 110kV/MS-Umspannwerk als zwei wirtschaftliche Maßnahmen bei hoher PV-Dichte“, Smart Grids Week, Salzburg, Österreich, 16. Mai 2013
- [3.122] C. Körner, F. Öchsle, M. Braun, A. Probst: „Leistungsabhängige Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz“, ETG-FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Mainz, Deutschland, 14. Februar 2012
-

- 
- [3.123] M. Neuser: „Einsatz von Hexacoptern für die Inspektion“, *Netzpraxis*, Jg. 53, Heft 4, p. 10-12, 2014
- [3.124] W. Sattinger: „Neue Aspekte eines frequenzabhängigen Lastabwurfs in Netzen mit dezentraler Erzeugungsanlagen“, ETG-FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Mainz, Deutschland, 14. Februar 2012
- [4.1<sup>RS</sup>] I. Hübl, R. Schmaranz: „Lebensdauer und Erneuerungsstrategien von Schutzeinrichtungen“, ETG Kongress 2005, Dresden, Deutschland, September 2005
- [4.2] L. Fickert: „Abschlussergebnisse der Schutzstörungen- und Bestandsstatistik analogstatischer Schutzeinrichtungen“, *ÖZE* Jg. 45, Heft 10, Oktober 1992
- [4.3] G. Bergauer, W. Leitner: „Lebensdauer und Erneuerungsstrategien von Schutzeinrichtungen“, Vortrag VDN-Fachtagung "Schutz- und Leittechnik", Jena, Deutschland, Februar 2004
- [4.4] L. Fickert: „Auswertung der Fehlerstatistik numerischer Schutzeinrichtungen für die Jahre 1991 bis 1993“, *VEÖ Journal*, 1-2 / 1995
- [4.5] L. Zimmerl, H. Strelec, L. Fickert: „Gedanken zur Bestimmung der Intervalle von Prüfungen statischer Schutzeinrichtungen als Vorsorge gegen latente Fehler“, *ÖZE* Jg. 43, Heft 8, August 1990
- [4.6] VEÖ, FNN: „Leitfaden für Schutzsysteme in elektrischen Netzen“, Berlin, Deutschland, September 2009
- [4.7] ÖVE/ÖNORM: „EN 60255-121: Measuring relays and protection equipment“, Entwurfsstatus, Oktober 2012
- [4.8] M. Lecker: „Analyse von Störungen im 20-kV-Netz und deren Auswirkungen auf die Netzkunden“, Diplomarbeit, TU Graz, Graz, Österreich, Oktober 2010
- [4.9] M. Müller, W. Matla: „Selektivschutz elektrischer Anlagen“, 3. Auflage, VWEW Energieverlag GmbH, Frankfurt, Deutschland, 2001
- [4.10] NERC: „EN 60255-121: „Standard PRC-005-2 - Protection System Maintenance“, November 2012
- [4.11] W. Doemelnd: „Handbuch Schutztechnik: Grundlagen, Schutzsysteme, Inbetriebsetzung“, 7. Auflage, VDE-Verlag, Berlin, Deutschland, 2003
- [4.12] W. Schossig: „Netzschutztechnik, Reihe Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze, Bd. 13“, 2. Auflage, VWEW Energieverlag/VDE-Verlag, Frankfurt, Deutschland, 2001
- [4.13] VEÖ, VDEW: „Richtlinie für die Automatische Wiedereinschaltung in elektrischen Netzen“, 3. Auflage, VWEW Energieverlag/VEÖ, Frankfurt, Deutschland, 2001
- [4.14] R. Grimme, W. Schuster: „Überwachung und Monitoring in Mittelspannungsnetzen“, *Netzpraxis*, Vol. 50, No. 7, p. 18-22, 2011
- [4.15] E. Bjerkan: „Efficient Fault Management using Remote Fault Indicators“, CIRED 2009, Prag, Tschechien, Juni 2009
- [4.16] H. Egger, R. Daxler, J. Wernegger, T. Kübler, A. Ladermann, W. Fritz: „Netzautomatisierung im Mittelspannungsfreileitungsnetz“, *Fachzeitschrift Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 109, p. 76-80, 2010
- [4.17] L. Fickert, G. Achleitner, E. Schmutzner, N. Achleitner: „Schutztechnik für dezentrale Energiesysteme“, *Elektrotechnik & Informationstechnik*, No. 126/3, p. 83-87, 2009
- [4.18<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, I. Hübl, H. Renner, M. Marketz: „Influence of rotor angle instability on protection systems in distribution networks“, CIRED 2007, paper 0908, Wien, Österreich, Mai 2007
- [4.19<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, H. Renner, I. Hübl: „Rotor angle stability and the effects on protection devices in distribution networks“, *Power System and Protection 2006*, Bled, Slowenien, September 2006
-

- 
- [4.20<sup>RS</sup>] I. Hübl, R. Schmaranz, H. Renner: „Wirkleistungsinstabilität in einem 110-kV Netz“, VDN/ETG Fachtagung Tutorial Schutz- und Leittechnik, Dortmund, Deutschland, März 2007
- [4.21] P. Kundur: „Power System Stability and Control“, EPRI Power System Engineering Series, McGraw-Hill Inc., New York, 1994
- [4.22] H. Happoldt, D. Oeding: „Elektrische Kraftwerke und Netze“, Fünfte Auflage, Springer Verlag, Österreich, 1978
- [4.23] H. Renner: „Netzregelung und -stabilität“, Vorlesungsunterlagen, Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Graz, Österreich, 2004
- [4.24] R. Muckenhuber: „Elektrische Energieübertragung“, Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Graz, Österreich, 1985
- [4.25] C. Leder: „Visualisierungskonzepte für die Prozesslenkung elektrischer Energieübertragungssysteme“, Dissertation, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Universität Dortmund, Deutschland, 2002
- [4.26] H. Hubensteiner: „Schutztechnik in elektrischen Netzen 2“, Technische Akademie Esslingen, VDE-Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 1993
- [4.27] ALSTOM: „Network Protection and Automation Guide“, Energy Automation & Information, France, July 2002
- [4.28<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, I. Hübl, H. Renner: „Dynamische Wirkleistungsinstabilität in einem Mittelspannungsnetz“, VDN/ETG Fachtagung Tutorial Schutz- und Leittechnik, Dortmund, Deutschland, März 2007
- [4.29] D.Z. Meng: „Maintaining System Integrity to Prevent Cascading Blackout“, CIGRE Conference Publication No. B5-207, Paris, Frankreich, 2006
- [4.30] S. Gal, F. Balasiu, M. Cernat, A. Popescu, M. Petran: „Defence Plan against Major Disturbances in the Romanian Power Grid“, CIGRE Conference Publication No. B5-212, Paris, Frankreich, 2006
- [4.31] J. Tsukida, H. Kameda, T. Yoshizumi, T. Matsushima, Y. Kawasaki, M. Usui: „Experiences and Evolution of Special Protection Systems in Japan“, CIGRE Conference Publication No. B5-209, Paris, Frankreich, 2006
- [4.32] R. Grondin, A. Heniche, M. Dobrescu, G. Trudel, M. Rousseau, B. Kirby, S. Richards, A. Apostolov: „Loss of Synchronism Detection, a Strategic Function for Power System Protection“, CIGRE Conference Publication No. B5-205, Paris, Frankreich, 2006
- [4.33] M. Schmidt, H. Renner, L. Fickert: „Gesamtwirtschaftliche Analyse der automatischen Wiedereinschaltung (AWE) unter Berücksichtigung von Kundenausfallskosten“, Fachzeitschrift Elektrotechnik und Informationstechnik, No. 124/3, p. 73-78, 2007
- [4.34] R. Grondin, A. Heniche, M. Dobrescu, G. Trudel, M. Rousseau: „Loss of Synchronism Detection, a Strategic Function for Power System Protection“, CIGRE Conference Publication No. B5-205, Paris, Frankreich, 2006
- [4.35] J. Ribot, G. Molina, J. Vaquero, S. Lopez, S. Marin, F. Rodriguez: „Evolution in the Spanish Power System: New Protection Coordination Criteria and Critical Clearing Time Calculation Methodology“, CIGRE Conference Publication No. B5-215, Paris, Frankreich, 2006
- [4.36] S. Kaiser: „Unterschiedliche Ausprägung der Erdimpedanzenanpassung in Distanzschutzgeräten - Welche Impedanz misst der digitale Distanzschutz?“, Omicron Anwendertagung, Friedrichshafen, Deutschland, 2004
- [4.37] G. Achleitner, C. Obkircher, L. Fickert, M. Sakulin, J. Frei: „Impedanzmessung an Leitungen“, Fachzeitschrift Elektrotechnik und Informationstechnik, Seite 63-67, Heft 3, März 2007
- [4.38<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, I. Hübl: „4-Enden-Leitungssystem im 110-kV-Netz der Kelag Netz GmbH: Schutzkonzept und Leitungsimpedanzmessung“, Vortrag, Tagungsband OMICRON Anwendertagung, Mattsee, Österreich, September 2008
-

- 
- [4.39<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, C. Tengg: „Impedanzmessung am Leitungssystem Außerfragant-Malta Hauptstufe 115/4C und 115/3B“, Kelag Netz GmbH, internes Messprogramm, Klagenfurt, Österreich, 21.08.2008
- [4.40] W. Leitner, A. Strücker, W. Wurzer: „Leitungsimpedanzmessungen und Kurzschlussversuche im resonanzgeerdetem 110-kV-Netz der Energie AG“, Fachzeitschrift Elektrotechnik und Informationstechnik, Seite 68-72, Heft 3, März 2007
- [4.41<sup>RS</sup>] L. Fickert, R. Schmaranz: „Bestimmung von Selbst- und Koppelimpedanzen in elektrischen Netzen“, Vortrag, TagungsbandOMICRON-Anwendertagung, Friedrichshafen, Deutschland, Juni 2003
- [4.42] U. Klapper, A. Apostolov, D. Tholomier, S. Richards: „Korrektur des k-Faktors und mutueeller Kopplung bei asymmetrischen Freileitungen zur Optimierung der Distanzschutz-Zuverlässigkeit“, Fachzeitschrift Elektrotechnik und Informationstechnik, Seite 448-451, Heft 12, März 2008
- [4.43<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, I. Hübl, W. Wurzer: „4-Enden-Leitungssystem im 110-kV-Netz der Kelag Netz GmbH: Schutzkonzept und Leitungsimpedanzmessung – ein Erfahrungsbericht“, Vortrag, TagungsbandOMICRON Anwendertagung, Fürstfeldbruck, Deutschland, Mai 2009
- [4.44] U. Klapper, K. Koreman: „Mutuelle Kopplung entzaubert: Wie sich zwei parallele Freileitungssysteme beeinflussen“, Fachzeitschrift Bulletin, Heft 17, März 2007
- [4.45] A. Haber: „Analyse von Spannungseinbrüchen und Abhilfemaßnahmen in einem Industriebetrieb“, Diplomarbeit, Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Graz, Österreich, 2001
- [4.46] L. Fickert, S. Pack, E. Schmautzer, A. Haber: „Grundlagen zur Verbesserung der Power-Quality durch gezielten Einsatz von Überspannungsableitern“, Technischer Bericht, Technische Universität Graz, Österreich, Mai 2002
- [4.47] M. Muhr, S. Pack, M. Kompacher: „Möglichkeiten und Maßnahmen zur Reduzierung der Fehlerhäufigkeit einer 110-kV Hochgebirgsleitung“, Projektzusammenfassung KELAG-Siemens-TU Graz, Graz, Österreich, Dezember 2003
- [4.48<sup>RS</sup>] S. Pack, M. Muhr, I. Hübl, M. Marketz, R. Schmaranz: „Possibilities and remedial measures to reduce lightning-caused outages in a distribution network“, CIRED 2007, paper 0909, Wien, Österreich, Mai 2007
- [4.49<sup>RS</sup>] S. Pack, M. Kompacher, M. Muhr, I. Hübl, M. Marketz, R. Schmaranz: „Analyses and practical measures to reduce lightning-caused outages on a 110 kV overhead line“, 15<sup>th</sup> International Symposium on High Voltage Engineering (ISH) 2007, Laibach, Slowenien, August 2007
- [4.50<sup>RS</sup>] S. Pack, M. Kompacher, M. Muhr, I. Hübl, M. Marketz, R. Schmaranz: „Three Techniques to Mitigate Lightning“, Transmission & Distribution World Magazine, New York, USA, März 2008
- [4.51] T. Judendorfer, S. Pack, M. Muhr, I. Hübl, L. Klingbeil: „Application of Line Surge Arresters to a 110-kV Overhead Line in an Area with High Lightning Activity“, 16<sup>th</sup> International Symposium on High Voltage Engineering (ISH) 2009, Cape Town, South Africa, August 2009
- [4.52<sup>RS</sup>] M. Marketz, R. Schmaranz: „F&E-Aktivitäten der KELAG und Kelag Netz GmbH“, Vortrag, Tagungsunterlagen F&E-Symposium RWE Energy AG, Königswinter, Deutschland, 22.-23. Juni 2009
- [4.53] J. L. De Franco, A. C. Bezerra, A. D. Andrade: „Improvement of the transmission lines lightning performance using line arresters: Experience of the Brazilian utilities“, CIGRE Session 2006, A3-102, 2006
- [4.54] T. Kawamura, A. Inoue, I. Murusawa, T. Iria, K. Naito, T. Yamada, Y. Yamamoto, M. Mochizuki: „Experience and effectiveness of application of arresters to overhead transmission lines“, CIGRE Session 33-301, 1998
-

- 
- [4.55] S. Yokoyama: „Lightning Protection of Overhead Power Distribution Lines“, 14<sup>th</sup> International Symposium on High Voltage Engineering (ISH) 2005, Beijing, China, August 2005
- [4.56] G. Ziegler: „Digitaler Distanzschutz, Grundlagen und Anwendungen“, ISBN 978-3-89578-320-3, 2. Auflage, Erlangen, Deutschland, 2008
- [4.57<sup>RS</sup>] C. Tengg, K. Schoaß, R. Schmaranz, M. Marketz, G. Druml: „Neue Erdschluss-Ortungsverfahren im Praxistest“, ETG Fachbericht 129, STE 2011, Erfurt, Deutschland, September 2011
- [4.58<sup>RS</sup>] C. Tengg, K. Schoaß, G. Druml, R. Schmaranz, M. Marketz, L. Fickert: „Evaluation of new earth fault localization methods by earth fault experiments“, CIRED 2013, paper 1317, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [4.59] M. Melzer u.a.: „Die aktuelle Situation der Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110-kV (D-A-CH); ...“, ETG-Fachbericht 132, VDE-Verlag GmbH, Berlin Offenbach, Deutschland, September 2011
- [4.60] G. Druml: „Innovative Methoden zur Erdschlussortung und Peterson-Spulen Regelung“, Dissertation, Institut für Elektrische Anlagen, Technische Universität Graz, Österreich, 2012
- [4.61] G. Druml: „Entscheidungshilfen zur Auswahl geeigneter Verfahren zur gerichteten Erdschlusserfassung“, Beitrag zurOMICRON Anwendertagung in Darmstadt,OMICRON, Klaus, Österreich, 2011
- [4.62] G. Druml: „Resonanzregler REG-DP, Betriebsanleitung“, A. Eberle GmbH, Nürnberg, Deutschland, 2007
- [4.63] K. Schoaß: „Risikoanalyse Doppelerdschluss“, Kärnten Netz GmbH, Abteilung TO-B, internes Dokument, Klagenfurt, Österreich, 6. August 2012
- [4.64] G. Kaufmann, G. Druml: „Neue Methoden der Resonanzabstimmung“, Beitrag zur ETG Fachtagung STE2009, Berlin, Deutschland, 2009
- [4.65] G. Druml, O. Seifert, L. Fickert: „New Improvements for Transient Relays, Seminar: Methods and techniques for earth fault detection, indication and location“, Aalto University Espoo, Finnland, 2010
- [4.66] G. Druml, O. Seifert, M. Marketz: „Directional Detection of Restriking Earthfaults in Compensated Networks“, CIRED2011, paper 612, Frankfurt, Deutschland, 2011
- [4.67] D. Braunhofer: „Mineralogie und Petrologie des Pseudofulgurits von Kaltenbach, Gemeinde Vitis“, 1. Bachelorarbeit, Fakultät für Geo- und Atmosphärenwissenschaften, Leopold-Franzens-Universität Innsbruck, Innsbruck, Österreich, Februar 2011
- [4.68] G. Druml, A. Kugi, O. Seifert: „A new directional transient relay for high ohmic earthfaults“, CIRED 2003, vol 3, paper 3.50, Spanien, Barcelona, 2003
- [4.69] T. Connor: „Sternpunktbehandlung – Ein Oberbegriff im Dickicht der Vorschriften“, Beitrag zur ETG Fachtagung STE 2009, ETG-Fachbericht 116, VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, Deutschland, 2009
- [4.70] L. Fickert, E. Fuchs, S. Gebhard: „Wissenschaftliche Grundsatzstudie: Löschverhalten von Erdschlusslichtbögen in erdschlusskompensierten Netzen“, Auftraggeber: Österreichs E-Wirtschaft, TU Graz, Graz, Österreich, April 2012
- [4.71] E. Fuchs, S. Gebhard, E. Schmutzner, L. Fickert: „Die Löschgrenze – eine Neuinterpretation“, ETG-Fachbericht 129, STE 2011, Erfurt, September 2011
- [4.72] VDE: „DIN VDE 0228 Teil 2: Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen“, VDE-Verlag, 1987
- [4.73] ÖVE/ÖNORM: „EN 50522: Erdungen von Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV“, Ausgabe 2011-12-01
- [4.74] T. Connor: „Update verfügbar! Normen rund um die Sternpunktbehandlung“, Beitrag zur ETG Fachtagung STE 2011, ETG-Fachbericht 129, Erfurt, Deutschland, September 2011
-

- 
- [4.75] T. Bruch, A. Kees: „Bewertung der Erdungsverhältnisse in den 20-kV-Freileitungsnetzen der N-ENERGIE Netz GmbH“, Beitrag zur ETG Fachtagung STE 2011, ETG-Fachbericht 129, Erfurt, Deutschland, September 2011
- [4.76] I. Zimmermann: „Ertüchtigung von Erdungsanlagen in MS/NS-Netzen eines regionalen Netzbetreibers aufgrund steigender Erdschlussrestströme“, Beitrag zur ETG Fachtagung STE 2011, ETG-Fachbericht 129, Erfurt, Deutschland, September 2011
- [4.77] ÖVE/ÖNORM: „E 8001-1: Errichtung von elektrischen Anlagen mit Nennspannung bis AC 1000 V und DC 1500 V“, Ausgabe 2010-03-01
- [4.78] L. Fickert, J. Pasker, B. Tscharre: „Protokollierung und Auswertung der Messergebnisse der Erdschlussversuche im Bereich des Schaltwerks Obervellach“, Studie im Auftrag der Kelag, TU Graz, Graz, Österreich, November 2013
- [4.79] L. Fickert, J. Pasker, B. Tscharre: „Bericht über die Erdungsmessungen als Grundlage für die ES-Versuche im Bereich des Schaltwerks Obervellach“, Studie im Auftrag der Kelag, TU Graz, Graz, Österreich, April 2013
- [4.80] W. Wimmenauer: „Vorkommen und Strukturen von Fulguriten im Schwarzwald“, Zeitschrift *der Aufschluss*, Band 57, S. 325-328, 2006
- [4.81] L. Pimpinella: „Enel MV automatic fault location: state of the art and future improvements“, Tagungsband zur Tagung NextGen SCADA Europe 2013, Amsterdam, Niederlande, 21.03.2013
- [4.82] A. Wahlroos, J. Altonen, U. Uggla, D. Wall: „Application of Novel Cumulative Phasor Sum Measurement for Earth-Fault Protection in Compensated MV-Networks“, CIRED 2013, Paper 607, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [4.83] M. Gao, B. Xu, T. Li, W. Li: „Development and Implementation of MV-circuit Self-healing System Based on Distributed Intelligences“, CIRED 2011, Paper 156, Frankfurt, Deutschland, Juni 2011
- [4.84] E. Coster, W. Kerstens, T. Berry: „Self-healing Distribution Networks using Smart Controllers“, CIRED 2013, Paper 196, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [4.85] F. H. Molina, M. Engelkes, R. C. de Andrade, R. Z. Homma, L. H. C. de Oliveira, R. B. Rolim, A. C. de Moraes, Z. F. da Silva: „Challenges in the Implementation of a Distribution Automation Project in a Model with decentralized Operation Centers“, CIRED 2013, Paper 0630, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [4.86<sup>RS</sup>] L. Fickert, M. Muhr, R. Woschitz, M. Sakulin, E. Schmautzer, H. Renner, S. Pack, R. Schmaranz, C. Ammer, B. Trajanoska, C. Obkircher, W. Friedl, W. Nagler: „110-kV-Kabel/Freileitung, eine technische Gegenüberstellung“, ISBN-10: 3-902465-11-5, Verlag der Technischen Universität Graz, Graz, Österreich, Dezember 2005
- [4.87] KNG-Kärnten Netz GmbH: „Ausführungsbestimmung Nr. I/ 11/ 2007: Schutz- und Betriebserdung in 20kV Hochspannungs- und 0,4 kV Niederspannungsverteilnetzen“, Abteilung TA-A, internes Dokument, Klagenfurt, Österreich, 01.09.2007
- [4.88] KNG-Kärnten Netz GmbH: „Ausführungsbestimmung Nr. I/11/2013: Schutz- und Betriebserdung in Mittelspannungs- und Niederspannungsverteilernetzen“, Abteilung TA-E, internes Dokument, Klagenfurt, Österreich, 29.08.2013
- [4.89] Österreichs E-Wirtschaft: „Sternpunktbehandlung in Mittel- und Hochspannungsnetzen“, Überarbeitung 2014, ISBN: 978-3-902222-62-6, Wien, Österreich, 29.08.2013
- [4.90] G. Bergauer, W. Leitner: „Lebensdauer und Erneuerungsstrategien von Schutzeinrichtungen“, Vortrag, Tagungsband Fachtagung Schutz- und Stationsleittechnik, Nürnberg, Deutschland, 23./24. Oktober 2001
- [4.91<sup>RS</sup>] C. Tengg, K. Schoab, R. Schmaranz: „MS/NS-Erdungsanlagen in der Kärnten Netz GmbH“, Präsentationsunterlagen für die Projekt-Auftaktbesprechung mit der TU-Graz, Klagenfurt, Österreich, 17.04.2014
- [5.1] P. Rasch: „Netz wiederaufbaukonzept und -training bei EO.N-Netz. Berlin“, VDE Kongress, 18.–20. Okt. 2004
-

- 
- [5.2] Transmission Code 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, VDN, 2007
- [5.3] E-Control: „Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen“, Teil A-F, Wien, Österreich
- [5.4<sup>RS</sup>] M. Weixelbraun: „Dynamische Simulation eines 110-kV-Netzes im Inselbetrieb“, Diplomarbeit, Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Betreuer H. Renner und R. Schmaranz, Graz, Österreich, Juni 2007
- [5.5<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, M. Weixelbraun, H. Renner, M. Marketz: „Dynamic Simulation of a 110-kV-Network During Grid Restoration“, CIRED 2009, paper 0408, Prag, Tschechien, Juni 2009
- [5.6] Quelle: Udo Ladinig [5.9, 5.10]; Graphik: Die Presse am Sonntag, Seite 11, Österreich, 16. Oktober 2011
- [5.7] J. Reichl, M. Schmidthaler: „Blackouts in Österreich (BlackÖ.1), Teil I“, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Österreich, August 2011
- [5.8] T. Petermann, H. Bradke, A. Lüllmann, M. Poetzsch, U. Riehm: „Was bei einem Blackout geschieht: Folgen eines langandauernden und großflächigen Stromausfalls“, Studie des Büros für Technologiefolgen–Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Deutschland, Juli 2011
- [5.9] U. Ladinig, H. Saurugg: „Blackout“, Truppendienst, Folge 325, Ausgabe 1/2012, Österreich
- [5.10] U. Ladinig, H. Saurugg: „Blackout – Nichts geht mehr“, Truppendienst, Folge 326, Ausgabe 2/2012, Österreich
- [5.11] U. Ladinig, H. Saurugg: „Blackout – Die Katastrophe ...“, Truppendienst, Folge 327, Ausgabe 3/2012, Österreich
- [5.12] U. Ladinig, H. Saurugg: „Blackout Selbsthilfefähigkeit“, Truppendienst, Folge 328, Ausgabe 4/2012, Österreich
- [5.13] H. Saurugg: „Blackout - Die Netzwerkgesellschaft und das nationale Krisenmanagement“, Truppendienst, Folge 329, Ausgabe 5/2012, Österreich
- [5.14] M. Elsberg: „Blackout - Morgen ist es zu spät“, Roman, Blanvalet Verlag, München, Deutschland, 2012
- [5.15] M. Hiete, M. Merz, C. Trinks, W. Grambs, T. Thiede: „Krisenmanagement Stromausfall“, Innenministerium Baden-Württemberg, Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe, Deutschland, 2010
- [5.16] A. Löw: „Cyber War und Cyber Defence“, Truppendienst, Folge 326, Ausgabe 2/2012, Österreich
- [5.17] R. Bacher, U. Näf, M. Renggli, W. Bühlmann, H. Glavitsch: „Bericht über den Stromausfall in Italien am 28. September 2003“, Bundesamt für Energie, Deutschland, November 2003
- [5.18] UCTE Report: „Final Report of the Investigation Committee on the 28 September 2003 Blackout in Italy“, April 2004
- [5.19] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation: „Bericht über die Systemstörung im deutschen und europäischen Verbundsystem am 4. November 2006“, Bonn, Deutschland, Februar 2007
- [5.20] UCTE: „Final Report – System Disturbance on 4. November 2006“, Jänner 2007
- [5.21<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, K. Schoaß: „Schnee/Eisstörungen Februar 2014 – Nachbesprechung“, internes KNG-Dokument, Klagenfurt, Österreich, 03.03.2014
- [5.22] Europäische Union: „Richtlinie 2009/119/EG des Rates zur Verpflichtung der Mitgliedstaaten, Mindestvorräte an Erdöl und/oder Erdölerzeugnissen zu halten“, 14. September 2009
-

- 
- [5.23] Europäische Union: „Richtlinie 2008/114/EG des Rates über die Ermittlung und Ausweisung europäischer kritischer Infrastrukturen und die Bewertung der Notwendigkeit, ihren Schutz zu verbessern“, 8. Dezember 2008
- [5.24] Bundeskanzleramt, Bundesministerium für Inneres: „Das österreichische Programm zum Schutz kritischer Infrastrukturen, Masterplan APCIP“, 4817, Neues Material, Wien, Österreich, 27. März 2008
- [5.25] Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich: „Bundesgesetz über die Haltung von Mindestvorräten an Erdöl und Erdölprodukten“, Wien, Österreich, 2. August 2012
- [5.26] ENSTO-E RG CE: „Operation Handbook - Policy 5: Emergency Operations“ und „Operation Handbook - Appendix Policy 5: Emergency Operations, Juni 2010
- [5.27] K. Bauer, S. Kaiser, T. Kapetanovic, C. Materazzi-Wagner: „Rahmenleitlinien und Netzentwicklungsplan im neuen EU-Rechtsrahmen unter dem 3. Binnenmarktpaket“, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Österreich, 2011
- [5.28] T. Kapetanovic: „Entwicklungsprozess von Network Codes“, NC Stakeholder Workshop, Wien, Österreich, 17.9.2012,
- [5.29] M. Koschare, C. Coninx: „Krisen(kommunikations)-management – kein Problem?“, ew das magazin für die energie wirtschaft Jg. 108, Heft 5, 2009
- [5.30] Austrian Power Grid AG: „Richtlinien über den Wiederaufbau des APG Übertragungsnetzes nach einem großräumigen Netzzusammenbruch“, Wien, Österreich, 01.03.2013
- [5.31<sup>RS</sup>] H. Renner, A. Stadler, C. Wakolbinger: „Cold Load Pickup“, Studie im Auftrag von Österreichs E-Wirtschaft - Ansprechpartner Robert Schmaranz, Institut für Elektrische Anlagen, TU Graz, Graz, Österreich, Oktober 2013
- [5.32] Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz GmbH: „Austrian Power Outage Simulation Tool of Economic Losses (APOSTEL)“, <http://energyefficiency.at/web/projekte/blacko.html>, Linz, Österreich, 2011
- [5.33] Europäische Union: „Verordnung (EG) Nr. 1893/2006 zur Aufstellung der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige NACE Revision 2 und zur Änderung der Verordnung (EWG) Nr. 3037/90 des Rates sowie einiger Verordnungen der EG über bestimmte Bereiche der Statistik“, Brüssel, Belgien, 20. Dezember 2006
- [5.34<sup>RS</sup>] H. Renner, C. Köck, M. Weixelbraun: „Inselbetriebsversuche 2011- Wissenschaftliche Begleitung durch die TU Graz“, Technische Universität Graz - Institut für Elektrische Anlagen, Studie im Auftrag der KELAG, Projektleitung R. Schmaranz und M. Marketz, Graz, Österreich, März 2012
- [5.35] L. Lawhead, J. Horak, V. Madani, M. Vaziri: „Cold Load Pick-Up – Theory and Industry Practices“, 60th Annual Georgia Tech Protective Relay Conference, Atlanta, Mai 2006
- [5.36] D. Miller, T. Sleva: „Cold Load Pickup Issues - A report to the Line Protection Subcommittee of the Power System Relay Committee“, Working Group D1, IEEE Power Engineering Society, März 2009
- [5.37] Verbund – Austrian Power Grid AG, Kelag Netz GmbH: „Vertrag über die koordinierte Vorgangsweise bei Großstörungen in Kärnten“, Wien/Klagenfurt, Österreich, 2008
- [5.38<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, I. Hübl, H. Renner, M. Weixelbraun, M. Marketz: „Inselnetzversuche im 110-kV Netz der Kelag Netz GmbH“, Vortrag, Tagungsband FNN/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Ulm, Deutschland, Juni 2010
- [5.39<sup>RS</sup>] S. Brandl: „Dynamische Modellierung eines Inselnetzes und Evaluierung von Inselbetriebsversuchen“, Diplomarbeit, Technische Universität Graz, Institut für Elektrische Anlagen, Betreuer: H. Renner, R. Schmaranz, M. Marketz, W. Weixelbraun, Graz, Österreich, 2010
- [5.40<sup>RS</sup>] S. Brandl, R. Schmaranz, I. Hübl, M. Weixelbraun, H. Renner, M. Marketz: „Evaluation of Islanded Grid Operation Tests and Dynamic Modelling“, CIRED 2011, paper 570, Frankfurt, Deutschland, Juni 2011
-

- 
- [5.41] Österreichs E-Wirtschaft: „Störung in leittechnischen Einrichtungen von österreichischen Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern sowie bei Kraftwerksbetreibern 2.-7. Mai 2013“, Endbericht zum Störungsverlauf, Wien, Österreich, 29.05.2013
- [5.42] Siemens AG: „SIPROTEC – Handbuch für Distanzschutz 7SA6, ab V4.70“, Wien, Österreich, Februar 2011
- [5.43<sup>RS</sup>] R. Schmaranz, J. Polster, M. Marketz, S. Brandl, H. Renner, M. Weixelbraun, K. Köck: „Blackout - Key Aspects for Grid Restoration“, CIRED 2013, paper 0002, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [5.44] G. Bartak, W. Spitzl, A. Stimmer: „Versorgungssicherheit, Versorgungsqualität, Krisenmanagement, Begriffsbestimmungen und Kommentare“, VEÖ, Wien, Österreich, März 2007
- [5.45] Österreichs E-Wirtschaft: „Blackout – Das Unterschätzte Risiko“, Fachmagazin der österreichischen E-Wirtschaft, Wien, Österreich, Juni 2012
- [5.46] S. Wagner: „Aufnahme läuft: Ihr erfolgreicher Medienauftritt“, Verlag Carl Überreuter, ISBN 978-3-8000-7467-9, Wien, Österreich, 2010
- [5.47] E-Control: „TOR Teil E, Technische Maßnahmen zur Vermeidung von Großstörungen und Begrenzung ihrer Auswirkungen“, Version 2.1, Wien, Österreich, 2011
- [5.48] E-Control: „TOR Teil D Hauptabschnitt D4, Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“, Version 2.0, Wien, Österreich, 2008
- [5.49] E-Control: „TOR Teil D Hauptabschnitt D4, Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen mit Verteilernetzen“, Version 2.1, Wien, Österreich, 2013
- [5.50] U.S.-Canada Power System Outage Task Force: “Interim Report: Causes of the August 14<sup>th</sup> Blackout in the United States and Canada”, Kanada, November 2003
- [5.51] G. Brauner: „Blackout in Energiesystemen – Ursachen, Prognosen, Abwehrmaßnahmen“, Fachzeitschrift e&i, Heft 5/2005, Wien, Österreich, Mai 2005
- [5.52] Muckenhuber, R.: „Gutachten über dynamische Ausgleichsvorgänge bei Inselnetzbetrieb“, internes Gutachten für die KELAG, Graz, Österreich, 1987
- [5.53] M. Auer: „Stromnetz außer Kontrolle“, Tageszeitung Die Presse, Seite 19, Österreich, 08. Mai 2013
- [5.54<sup>RS</sup>] R. Schmaranz: „Die Schlüsselfaktoren eines erfolgreichen Netzwiederaufbaus“, Vortrag, Tagungsband Fachtagung Blackout im Übertragungsnetz – den Ernstfall beherrschen, Bonn, Deutschland, November 2013
- [5.55] ENSTO-E: „Technical Background and Recommendations for Defence Plans in the Continental Europe Synchronous Area“, Prepared by the sub group *System Protection and Dynamics*, 26.10.2010
- [5.56] L.Tianyou, L. Juanjuan: “Analysis of Icing Accident in South China Power Grids in 2008 and it’s Countermeasures“, CIRED 2009, Prag, Tschechien, Juni 2009
- [5.57] L. Fiedler: „Die Rolle des Verteilnetzbetreibers im Falle eines Netzwiederaufbaus“, Vortrag, Tagungsband zur Fachtagung Blackout – Auswirkungen, Maßnahmen und Konsequenzen auf allen Spannungsebenen, Hannover, Deutschland, 6.-7. Mai 2014
- [5.58] Österreichs Energie: „Grundsätze der Netzwiederaufbastrategie für die Regelzone APG - Österreich“, internes Dokument, Wien, Österreich, 01.08.2013
- [5.59] H. Saurugg: „Blackout: Eine nationale Herausforderung bereits vor der Krise“, Forschungs- und Seminararbeit, Hochschule für Management Budapest, Wien, Österreich, Jänner 2012
- [5.60] H. Weber, W. Sattinger, R. Leskien: „Anwendung dynamischer Netzmodelle in Netzplanung und -betrieb“, Bulletin SEV/AES, Schweiz, 19/2007
- [5.61] H. Weber, M. Krüger: „Dynamic investigation of network restoration by the pumped-storage plant Markersbach in Germany“, Proceedings of the 17th World Congress of International Federation of Automatic Control, Seoul, Korea, July 2008
-

- 
- [5.62] A. Schweer, K. Schaum, D. Hollmach, A. Dressler: „A new driven Approach to guarantee reliable Communication During Power Outages“, CIRED 2013, Paper 1473, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [5.63] G. Kjolle, R. H. Kyte, M. Tapper, K. Hanninen: „Major Storms – Main Causes, Consequences and Crisis Management“, CIRED 2013, Paper 658, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [5.64] Bundesministerium für Inneres: „Richtlinie für das Führen im Katastropheneinsatz“, Erste Auflage. Wien, Österreich, Februar 2007
- [5.65] B. Koller: „Krisenmanagement im Katastrophenfall am Beispiel Tirol: Organisation und rechtliche Grundlagen“, Diplomarbeit, Leopold-Franzens-Universität Innsbruck, Institut für Öffentliches Recht, Finanzrecht und Politikwissenschaft, Innsbruck, Österreich, 2000
- [5.66] M. Kröpfl, M. Marketz, J. Polster: „Richtlinie zum Krisenmanagement im KELAG-Konzern“, internes KELAG-Dokument, Klagenfurt, Österreich, 08.04.2010
- [5.67] Bundesministerium für Inneres: „Leitfaden Risikomanagement“, Sektion I – Büro für Sicherheitspolitik, Wien, Österreich, 2012
- [5.68] ÖNORM S 2402: Business Continuity and Corporate Security Management - Business Continuity Management“, Ausgabe 2009-05-01
- [5.69] P. M. Ashton, G. A. Taylor, A. M. Carter, H. Renner: „Opportunities to exploit Phasor Measurement Units (PMUs) and synchrophasor measurements on the GB Transmission Network“, 46<sup>th</sup> International Universities' Power Engineering Conference (UPEC2011), Soest, Deutschland, 5<sup>th</sup> - 8<sup>th</sup> September 2011
- [5.70] M. Weixelbraun: „Netz-wiederaufbau durch Hochfahr-schaltung“, internes Dokument, Vortrag beim Arbeitskreis *Versorgungssicherheit, Großstörungen und Krisenszenarien*, Wien, Österreich, 18. Februar 2014
- [5.71] T. Overbye: „Using PMU Data to Increase Situational Awareness“, University of Illinois at Urbana/Champaign, PSERC Webinar, Dezember 2010
- [5.72] P. Wajant: „Systemführungsherausforderungen für ÜNB durch dezentrale Einspeisung“, Tagungsband zur Fachtagung Systemintegration dezentraler Einspeiser – Herausforderungen und Lösungen, Heidelberg, Deutschland, 28.02-01.03.2013
- [5.73] W. Schossig: „Blackout im historischen Rückblick“, Vortrag, Tagungsband zur Fachtagung Blackout – Auswirkungen, Maßnahmen und Konsequenzen auf allen Spannungsebenen, Hannover, Deutschland, 6.-7. Mai 2014
- [5.74] M. Krüger: „Kraftwerksmodellierung für Untersuchungen zum Netz-wiederaufbau“, Vortrag, Tagungsband zur Fachtagung Blackout – Auswirkungen, Maßnahmen und Konsequenzen auf allen Spannungsebenen, Hannover, Deutschland, 6.-7. Mai 2014
- [5.75] M. Krüger: „Praktische Erprobung eines Netz-wiederaufbauszenarios“, Vortrag, Tagungsband zur Fachtagung Blackout – Auswirkungen, Maßnahmen und Konsequenzen auf allen Spannungsebenen, Hannover, Deutschland, 6.-7. Mai 2014
- [6.1] H. Egger, A. Stepken, H.-J. Haubrich: „Zertifizierung von Netzleitstellen“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Volume 56, Ausgabe 1, pp. 44-47, 2006
- [6.2] H. Egger, A. Stepken, H.-J. Haubrich: „Zertifizierung von Netzleitstellen: Leitstellen-Sicherheits-Managementsystem (LSM)“, Vortrag, Tagungsunterlagen FGE-Tagung 2005, Aachen, Deutschland, 22.-23. September 2005
- [6.3<sup>RS</sup>] J. Polster, M. Glatz, R. Schmaranz, H. Vennegeerts, G. Feske: „Ensuring Security and Reliability of Supply by Certification of Control Centres and Network Operation“, CIRED 2013, paper 0272, Stockholm, Schweden, Juni 2013
- [6.4] B. Auer: „Einführung eines betrieblichen Kennzahlensystems zur Qualitätssicherung der betriebsrelevanten Geschäftsprozesse eines Verteilernetzbetreibers“, Diplomarbeit, Alpen-Adria Universität Klagenfurt, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften und Informatik, Klagenfurt, Österreich, 2006
-

- [6.5] J. Polster: „Risikomanagement und Anlagenmanagement in Elektrizitätsunternehmen“, Dissertation, Technische Universität Graz, Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Graz, Österreich, 2003
- [6.6] ÖVE/ÖNORM EN ISO/IEC 17000: „Konformitätsbewertung - Begriffe und allgemeine Grundlagen (ISO/IEC 17000:2004)“, 01.04.2005
- [6.7] Kelag Netz GmbH: „LSM - Leitstellensicherheitsmanagementsystem“, interne Dienstanweisung Nr. 04/2006, Klagenfurt, Österreich, 02.08.2006
- [6.8] C. Freckmann, D. Timmermann, G. Regenbogen, D. Thoma: „Prüfung und Zertifizierung der IT-Sicherheit der Querverbundsleitstelle“, ew das magazin für die energie wirtschaft, Sonderdruck PDF 7118, Jg. 111, Heft 23, 2012
- [6.9] VEÖ-Richtlinie TSM P100: „Prüfrichtlinie Technisches Sicherheitsmanagement – TSM: Anforderungen an die Qualifikation und die Organisation von Unternehmen für den Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze“, 1. Auflage, Wien, Österreich, April 2008

## 8 Abkürzungen und Symbole

Für die im Text verwendeten Symbole gilt:

- Unterstrichene Größen sind als komplexe Größen zu verstehen
- Matrizen sind fett gedruckt

### Indizes, hochgestellt:

0	Nullsystem
1	Mitsystem
2	Gegensystem
S	symmetrische Komponenten
RS	Publikation/Fachvorträge des Autors bzw. wissenschaftliche Begleitung durch den Autor

### Indizes, tiefgestellt:

1,2,3	Leiterbezeichnung
L	Leiter
E	Erde
N, n	Nennwert

### Symbole

A	[m <sup>2</sup> ]	mittlere Querschnittsfläche einer Rohrleitung
a	[m/s <sup>2</sup> ]	Erdbeschleunigung
E		Erder
f	[Hz]	Frequenz
GD <sup>2</sup>	[kg.m <sup>2</sup> ]	Schwungmoment
H	[sec]	normierten Trägheitskonstante
h	[m]	Fallhöhe
I	[A]	Strom
I <sub>v</sub>	[A]	stationärer Stromzeiger vor Fehlerbeginn
J	[kg.m <sup>2</sup> ]	Trägheitsmoment
K <sub>E</sub>		Erdseilkorrekturfaktor
L	[m]	Länge
P	[W]	Leistung
P <sub>A</sub>	[W]	mittlere beschleunigende Leistung
P <sub>E</sub>	[W]	maximal übertragbare Leistung
P' <sub>E</sub>	[W]	transiente übertragbare Leistung
P <sub>M</sub>	[W]	konstant erzeugte Maschinenleistung
P		Polpaarzahl einer Maschine
Q	[m <sup>3</sup> /s]	Ausbau durchflussmenge einer Rohrleitung
S		Symmetrierungsmatrix
S	[VA]	Scheinleistung
T		Entsymmetrierungsmatrix
T <sub>J</sub>	[sec]	Anlaufzeitkonstante
T <sub>W</sub>	[sec]	water starting time

t	[sec]	Zeit
t <sub>C</sub>	[sec]	maximal zulässige Reaktionszeit
U	[V]	Spannung
U <sub>Pol</sub>	[V]	Generator - Polradspannung
U <sub>Pol'</sub>	[V]	transiente Generator - Polradspannung
U <sub>T</sub>	[V]	Berührungsspannung (Touch Voltage)
U <sub>TP</sub>	[V]	Zulässige Berührungsspannung (Permissible Touch Voltage)
U <sub>VT</sub>	[V]	Leerlauf-Berührungsspannung (Prospective Touch Voltage)
U <sub>VTp</sub>	[V]	Zulässige Leerlauf-Berührungsspannung (Prospective Permissible Touch Voltage)
U <sub>VS</sub>	[V]	Leerlauf-Schrittspannung
W	[J]	Arbeit
X	[Ω]	Blindwiderstand, Reaktanz
X <sub>d</sub>	[Ω]	synchronen Reaktanz eines Generators
X <sub>d'</sub>	[Ω]	transienten Reaktanz eines Generators
X <sub>T</sub>	[Ω]	Reaktanz der Übertragungsstrecke
X <sub>T'</sub>	[Ω]	transienten Reaktanz der Übertragungsstrecke
Z	[Ω]	Impedanz
<b>Z</b>		Systemimpedanzmatrix
ρ		Wahrscheinlichkeit (Wert zwischen 0 und 1)
δ	[Grad]	Übertragungswinkel
δ <sub>C</sub>	[Grad]	kritischen Übertragungswinkel
ω	[rad/s]	Netzfrequenz 2πf

### **Abkürzungen**

AAS	Austrian Awareness System
APCIP	Austrian Program for Critical Infrastructure Protection
AR	Augmented Reality
ASCII	American Standard Code for Information Interchange
AWE	Automatische Wiedereinstellung
D-A-CH	Deutschland, Österreich, Schweiz
DSSE	Distribution System State Estimator
DSO	Distribution System Operator
ELWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz
GIS	Geographisches Informationssystem
HEO	Höheren Entscheidungs- und Optimierungsfunktionen
HPCI	High Power Current Injection
HS	Hochspannung
IVR	Interactive Voice Response
KNOSPE	Kurzzeitige Niederohmige Sternpunktterdung
KW	Kraftwerksbetreiber
LSM	Leitstellen-Sicherheitsmanagement
MDM	Meter Data Management
MS	Mittelspannung
NC	Network Codes
NS	Niederspannung
NSM	Netz-Sicherheitsmanagement
OSPE	Ohne Sternpunktterdung (Netz mit isoliertem Sternpunkt)
PMU	Phasor Measurement Unit

---

RAAS	Regional Alarm and Awareness System
RESPE	Resonanzsternpunktterdung (Netz mit Erdschlusskompensation)
RONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SAP	Systeme, Anwendungen und Programme (Firmen-Eigenname)
SAP – CU	SAP - Compatible Unit
SAP – ISU	SAP - Industry Solution Utilities
SAP – PM	SAP - Plant Maintenance
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SS	Sammelschiene
TSO	Transmission System Operator
TOR	Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen
TSM	Technisches Sicherheitsmanagement
UFLS	Underfrequency Load Shedding
UMZ	Überstromzeitschutz
UW	Umspannwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber
WIIS	Wetterinformations- und Frühwarnsystemen
WFM	Workforce-Management
ZP	Zählpunkt

### **Organisationen**

ALDIS	Austrian Lightning Detection and Information System
APG	Austrian Power Grid
ECA	Energie-Control Austria
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (ab 1. Juli 2009, zuvor UCTE)
EUCLID	European Cooperation for Lightning Detection
FNN	Forum Netztechnik und Netzbetrieb
IEC	International Electrotechnical Commission
KNG	KNG-Kärnten Netz GmbH (seit 2013), KELAG Netz GmbH (2005-2012)
NERC	North American Electric Reliability Corporation
OE	Österreichs Energie (bis Mai 2010 VEÖ: Verband der Elektrizitätswerke Österreichs)
RG CE	Regional Group Continental Europe
TINETZ	TINETZ-Stromnetz Tirol: Verteilnetzbetreiber in Tirol
TIWAG	Tiroler Wasserkraft AG
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity (bis 1. Juli 2009)
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
ZAMG	Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik

# Zuverlässigkeits- und sicherheitsorientierte Auslegung und Betriebsführung elektrischer Netze

Die zentralen Aufgaben jedes Netzbetreibers sind die Errichtung und die Betriebsführung von elektrischen Anlagen in den konzessionierten Netzgebieten. Dabei stehen die Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität sowie der sichere, effiziente und wirtschaftliche Betrieb im Vordergrund. In dieser Arbeit werden technische, organisatorische und rechtliche Aspekte von Elektrizitätsversorgungssystemen näher beleuchtet und neue, wissenschaftliche Erkenntnisse präsentiert.

Zu Beginn der Habilitationsschrift werden die grundlegenden Rahmenbedingungen für die Betriebsführung von elektrischen Netzen erläutert. Anschließend wird auf Funktionen einer zentralen Netzleitstelle und deren Schnittstellen zu anderen Systemapplikationen eingegangen. Ein weiteres Kapitel befasst sich mit Forschungsprojekten rund um die Auslegung und Betriebsführung von elektrischen Anlagen. Dabei wird auf unterschiedliche Themen wie z.B. Netzautomatisierung, Maßnahmen zur Reduktion von Störeinträgen, Wirkleistungsstabilität, Erdschlussortung und Erdungsthematik eingegangen.

Die Vorbereitung auf und die Strategie bei Großstörungen bis hin zum Blackout nehmen durch die geänderten Rahmenbedingungen im Netzbetrieb eine immer bedeutendere Rolle ein. Diese Themen werden von den technischen und organisatorischen Voraussetzungen über das Training bis hin zum Krisenmanagement betrachtet. Den Abschluss dieser Arbeit bildet die Beschreibung derzeit vorhandener Möglichkeiten der Zertifizierung von Leitstellen und des Netzbetriebes.

**MONOGRAPHIC SERIES TU GRAZ**  
ELECTRICAL POWER SYSTEMS

Verlag der Technischen Universität Graz  
[www.ub.tugraz.at/Verlag](http://www.ub.tugraz.at/Verlag)



**ISBN 978-3-85125-413-6**  
**ISSN 1990-357X**