

**LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG**

**UNIVERSITÄT DORTMUND**

**UNIV.-PROF. DR.-ING. E. HANDSCHIN**



**JAHRESBERICHT 1992**

## VORWORT

Der vorliegende Jahresbericht gibt einen Überblick über alle an meinem Lehrstuhl durchgeführten Arbeiten im vergangenen Jahr. Zu allen Projekten sind Berichte, Veröffentlichungen, Studien- und Diplomarbeiten entstanden. Die Integration der Forschungsprojekte in die Ausbildung macht deutlich, daß die enge Verbindung zwischen Forschung und Lehre einen wichtigen Beitrag zu dem Stichwort "Qualität der Lehre" leistet. Auch im Berichtsjahr sind wichtige Investitionen für das Rechnersystem getätigt worden, um so leistungsfähige Arbeitsbedingungen für alle Projekte garantieren zu können.

Auf Einladung der Tokyo Electric Power Company habe ich im vergangenen Jahr die Möglichkeit gehabt, mir einen umfassenden und guten Einblick über die japanische elektrische Energieversorgung zu verschaffen. In zahlreichen Gesprächen und während vieler Besuche bei Forschungseinrichtungen der japanischen Industrie und der EVU ist mir nicht nur der heutige Stand der Technik in Japan vorgestellt worden, sondern darüber hinaus auch gezeigt worden, in welche Richtung die zukünftige Entwicklung gehen wird. Wenn auch die Rahmenbedingungen in Japan von denen in Europa sehr verschieden sind, ist ein Vergleich doch interessant und wichtig. Kontinuität und enge Zusammenarbeit zwischen EVU, Industrie und wissenschaftlichen Forschungseinrichtungen sind maßgeblich für den Erfolg der japanischen elektrischen Energietechnik verantwortlich. Die Auswertung der Ergebnisse meines Aufenthalts in Japan hat zu vielen Anregungen für bestehende und neue Forschungsprojekte geführt. Ganz besonders gilt dies auch für das DFG-Kolloquium "Neue Speicher- und Leitsysteme zur gesicherten elektrischen Energieversorgung", das am 24.09.92 in Dortmund stattgefunden hat. Zum ersten Mal nach Einrichtung dieses Schwerpunktprogramms ist dabei über die bisher erzielten Ergebnisse berichtet worden.

Es ist mir an dieser Stelle ein Anliegen, allen Mitarbeitern des Lehrstuhls für ihren Einsatz und ihre vertrauensvolle Zusammenarbeit zu danken. Ich hoffe, daß dieser Bericht mit dazu beitragen wird, bestehende Kooperationen zu festigen und darüber hinaus als Grundlage für die gemeinsame Inangriffnahme neuer Projekte gesehen wird.

E. Handschin

## INHALTSVERZEICHNIS

	<b>Seite</b>
<b>1. PERSONAL</b>	<b>1</b>
<b>2. LEHRBETRIEB</b>	<b>2</b>
2.1 Vorlesungen	2
2.2 Seminar	2
2.3 Praktika	3
2.4 Projektgruppen	4
<b>3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN</b>	<b>5</b>
3.1 Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme	5
3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen	24
3.3 Schutz- und Leittechnik	55
<b>4. VORTRÄGE</b>	<b>74</b>
4.1 Beiträge für das Kolloquium	74
4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern	74
<b>5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN</b>	<b>76</b>
<b>6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE</b>	<b>87</b>
6.1 Veröffentlichungen	87
6.2 Forschungsberichte	91
6.3 Diplomarbeiten	91
6.4 Studienarbeiten	92
6.5 Programmbeschreibungen	93

1. PERSONAL

<b>Lehrstuhlinhaber:</b>	Univ. Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
<b>Sekretariat:</b>	Frau I. Gasthaus
<b>Akademische Gäste:</b>	Dipl.-Ing. S.S. Ahmed, Univ. Cape Town, Südafrika Ing. Yao Lei, Hochschule für Bergbau Huainan, China Dipl.-Ing. E. Orduña, Univ. San Juan, Argentinien
<b>Wiss. Mitarbeiter:</b>	Dipl.-Ing. D. Blume Dipl.-Ing. C. Damschen Dipl.-Ing. Th. Fabian Dipl.-Ing. J. Handke Dipl.-Ing. M. Heine Dr.-Ing. W. Hoffmann Dipl.-Ing. D. König Dipl.-Ing. M. Langer Dipl.-Ing. F. Reyer Dipl.-Ing. U. Schlücking Dipl.-Ing. Th. Stephanblome
<b>Technische Mitarbeiter:</b>	Frau H. Giersberg Dipl.-Ing. W. Horenkamp Frau R. Meier Herr K.-D. Tesch
<b>Wissenschaftliche und studentische Hilfskräfte:</b>	D.-M. Fabinger, P. Gottbehüt, C. Halbe, V. Korell, D. Kuhlmann, H. Langkewel, T. Nikodem, B. Reichhold, K.-D. Schaum, V. Schmidt, B. Serwe, O. Stinnen, T. Türkucar, T. Werner

## 2. LEHRBETRIEB

### 2.1 Vorlesungen

***Prof. Dr.-Ing. E. Handschin***

#### **Elektrische Energietechnik I (WS 1991/92)**

Obligatorische Vorlesung für alle Studenten der Fakultät Elektrotechnik im 5. Semester.

Inhalt: Drehstrom-Systeme; Elemente der elektrischen Energieversorgung; Betriebsverhalten.

#### **Elektrische Energietechnik II (SS 1992)**

Obligatorische Vorlesung für alle Studenten der Fakultät Elektrotechnik im 6. Semester.

Inhalt: Berechnung elektrischer Energieversorgungssysteme im stationären und dynamischen Zustand; Schutztechnik, Kraftwerkstechnik

#### **Energieübertragungssysteme I (WS 1991/92)**

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

Inhalt: Stationäre Netzberechnung; Sensitivitätsanalyse; Kurzschlußberechnung für symmetrische und unsymmetrische Fehler; Optimierung; State Estimation.

#### **Energieübertragungssysteme II (SS 1992)**

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 8. Semester.

Inhalt: Dynamisches Netzverhalten; Netzregelung; statische und dynamische Stabilität.

***Prof. Dr.-Ing. H.C. Müller / Dr.-Ing. G. Traeder***

#### **Energieversorgung (WS 1991/92)**

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

Inhalt: Planung von Nieder-, Mittel und Hochspannungsnetzen; technische Bewertung; Wirtschaftlichkeit.

### 2.2 Seminar

#### **Mikroelektronik in der Energietechnik**

(Prof. Dr.-Ing. E. Handschin und Mitarbeiter)

Inhalt: Informationstechnologie in der elektrischen Energieversorgung

## 2.3 Praktika

Im Rahmen des von allen Lehrstühlen und Arbeitsgebieten der Fakultät Elektrotechnik gemeinsam organisierten Grundlagenpraktikums im 3., 4. und 5. Semester wird vom Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung folgender Versuch angeboten:

### **Messung von Energie und Leistung**

Behandlung verschiedener Meßverfahren für die ein- und dreiphasige Messung von Energie und Leistung bei symmetrischer und unsymmetrischer Belastung.

Im Rahmen des von allen Lehrstühlen und Arbeitsgebieten der Fakultät Elektrotechnik gemeinsam organisierten Fortgeschrittenen-Praktikums im 6. und 7. Semester werden vom Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung folgende Versuche angeboten:

### **Regelung von Wirk- und Blindleistung**

Symmetrische Komponenten in asymmetrischen Netzen, Beeinflussung von Wirk- und Blindleistungsflüssen mit Längs- und Querregeltransformatoren, Messung von Wirk- und Blindleistung an einem Dreiphasennetzmodell bei symmetrischer Belastung.

### **Planung elektrischer Energieversorgungssysteme**

Planung eines Energieversorgungsnetzes bei vorgegebener Lage von Verbrauchern und Kraftwerken unter Einhaltung umfangreicher Randbedingungen. Überprüfung der gewählten Struktur durch Lasteinflußberechnung. Simulation einer Einfachstörung.

### **Dynamische Simulation eines Energieversorgungssystems**

Die grundsätzlichen dynamischen Vorgänge, die mit der Wiederherstellung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch nach einer Störung verknüpft sind und insbesondere nach Ausfall einer Kraftwerkseinspeisung ablaufen, werden aufgezeigt. Sowohl lineare als auch nichtlineare Modelle für Kraftwerke und Netz werden dabei im Mittelzeitbereich mittels digitaler Simulation untersucht.

### **Oberschwingungen in elektrischen Netzen**

Oberschwingungsströme verursachen an den Impedanzen des Netzes Spannungsabfälle. Diese Spannungen werden für verschiedene Netztypen, die am Netzmodell nachgebildet werden, gemessen und mit den Ergebnissen eines Rechenprogramms verglichen. Der Oberschwingungsstrom sowie die frequenzabhängigen Impedanzen einiger Netzelemente werden meßtechnisch ermittelt.

### **Simulation von Lastverteileraufgaben**

Planung des Blockeinsatzes eines Kraftwerksparks unter Berücksichtigung von technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen und einer vorgegebenen Lastprognose. Simulation der Schalthandlungen in der Lastverteilung mit Reaktion auf unvorhergesehene stochastische Ereignisse.

## 2.4 Projektgruppen

Zur Förderung der Teamarbeit wird seit dem WS 1991/92 die Mitarbeit in Projektgruppen als Alternative zum Praktikum angeboten. In diesem Berichtszeitraum kamen folgende Projektgruppen zustande:

### **Softwarepaket zur Vorlesung "Energieübertragungssysteme" (SS 1992)**

Anhand der Vorlesung "Energieübertragungssysteme I/II" wurde ein Softwarepaket erstellt, das auch dem ungeübten Studenten den Inhalt der Vorlesung auf anschauliche Art und Weise vermitteln soll. Die Software wurde so gehalten, daß das typische Systemverhalten sowie der Einfluß von Parametervariationen an übersichtlichen Beispielen deutlich wird.

### **Lastflußberechnung (WS 1992/93)**

Wichtiges Hilfsmittel zur Bestimmung des stationären Zustandes eines Energieversorgungssystems ist die Lastflußrechnung. Mit Hilfe des Programmsystems MATLAB wurden verschiedene Verfahren für die Lastflußberechnung implementiert, wobei neben der Realisierung der Algorithmen auf eine benutzerfreundliche Bedienung und Ergebnisdarstellung Wert gelegt wurde.

### 3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN

Die im Berichtsjahr 1992 durchgeführten Arbeiten lassen sich den folgenden drei Schwerpunkten zuordnen:

1. Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme.
2. Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen.
3. Schutz- und Leittechnik.

Die folgenden Ausführungen sind Kurzbeschreibungen der durchgeführten Projekte und sollen in knapper Form Problemstellungen und erreichte Ergebnisse aufzeigen. Am Ende der einzelnen Projektbeschreibungen sind die weiterführenden, ausführlichen Berichte erwähnt.

#### 3.1 Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme

##### 3.1.1 Erweiterung eines entscheidungsunterstützenden Expertensystems für die Netzbetriebsführung

Am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung ist in den vergangenen Jahren ein wissensbasiertes System zur Entscheidungsunterstützung für die Netzbetriebsführung entwickelt worden. Es umfaßt wissensbasierte Lösungen zur

- Netzsicherheitsüberwachung
- Erarbeitung von Präventiv- und Abhilfemaßnahmen
- Alarmverarbeitung und Fehlerortung
- Alarmverarbeitung und Fehlerortung bei unvollständiger Informationsübertragung.



Im Rahmen des vorliegenden Projekts ist das bestehende Expertensystem um eine wissensbasierte Komponente zur Kurzschlußleistungsüberwachung erweitert worden.

Die Kurzschlußleistung ist ein Maß für den Spannungseinbruch im Netz und die Beanspruchung von Betriebsmitteln im Kurzschlußfall. Sie ist indirekt proportional zur Netzimpedanz. In Verbund- und Übertragungsnetzen wird eine hohe Kurzschlußleistung aus folgenden Gründen angestrebt:

- Niedrige Netzimpedanz sorgt für ein ausgeglichenes Netzspannungsniveau
- Hohe Kurzschlußleistung ist günstig für das Stabilitätsverhalten der Kraftwerke nach aufgetretenen Fehlern
- Hinreichend niedrige Netzimpedanz führt in einem Fehlerfall zu hohen Fehlerströmen, die ein schnelles Ansprechen der Schutzgeräte bewirken.

Andererseits kann eine hohe Kurzschlußleistung für die Netzbetriebsführung ein großes Problem darstellen. Im Fehlerfall können aufgrund der niedrigen Netzimpedanz zu hohe Fehlerströme auftreten, die zu einer Gefährdung der Betriebsmittel führen können.

Der maximal zulässige Wert der Kurzschlußleistung ergibt sich aus:

- Ein- und Ausschaltvermögen der Schalter
- Mechanischer Bemessung (VDE 0103) der Anlagen und Geräte
- Thermischer Kurzschlußfestigkeit (VDE 0103) der Leitungen und Wicklungen.

Die Netzbetriebsführung hat unter anderem auch die Aufgabe, das Netz innerhalb der vorgegebenen Grenzwerte der Kurzschlußleistung zu betreiben. Ein am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung entwickeltes wissensbasiertes System zur Kurzschlußleistungsüberwachung unterstützt den Schaltungingenieur bei der Auswahl von Schaltmaßnahmen zur Kurzschlußleistungsreduzierung.

Zur Auswahl von Schaltmaßnahmen zur Kurzschlußleistungsreduzierung werden als Eingangsinformation ein Abbild des aktuellen Netzzustandes und Informationen über die potentielle Netztopologie benötigt. Die Auswahl der Schaltmaßnahmen erfolgt in

einem zweistufigen Verfahren auf der Basis zweier Wissensbasen. Die Wissensbasen enthalten netzunabhängige, generische (allgemeine, nicht auf konkret bezeichnete Betriebsmittel zugeschnittene) Aussagen, die eine Anwendung des wissensbasierten Systems in beliebigen elektrischen Netzen zuläßt.

In einem ersten Schritt ermittelt das Expertensystem unter Verwendung der Aussagen der ersten Wissensbasis alle zulässigen Schaltmaßnahmen zur Begrenzung der Kurzschlußleistung in den Knoten, in denen eine Grenzwertüberschreitung der Kurzschlußleistung vorliegt. Diese Schaltmaßnahmen lassen sich aus der Forderung nach einer Netzentmaschung ableiten und sind z.Zt. in drei Aussagengruppen zusammengefaßt:

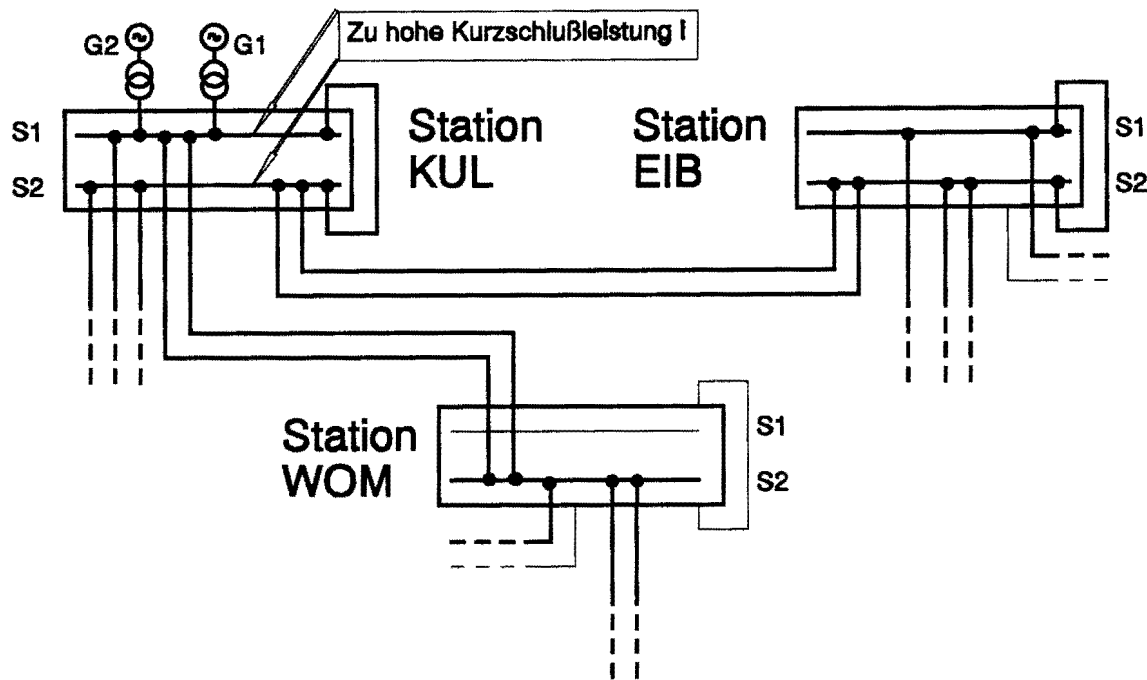
- Auftrennen von Netzelementen (Sammelschienenkupplung öffnen, Netztrennung in der unterlagerten Spannungsebene)
- Inbetriebnahme von Netzelementen (Inbetriebnahme einer weiteren Sammelschiene)
- Abschalten von Netzelementen (Abschalten eines Zweiges)

Die Erweiterung des Maßnahmen-Katalogs um Sammelschienenwechsel von Einspeisungen und Verbrauchern ist vorgesehen.

In der zweiten Stufe ermittelt das Expertensystem unter Verwendung der Aussagen der zweiten Wissensbasis die günstigsten Schaltmaßnahmen aus der Gesamtmenge der Lösungsvorschläge der ersten Stufe. Dem Schaltungingenieur werden diese Vorschläge zur Auswahl vorgestellt.

Unter Verwendung eines algorithmischen Programmes zur Berechnung von Kurzschlußströmen können die Auswirkungen der vorgeschlagenen Schaltmaßnahmen simuliert und abschließend bewertet werden.

Ein Beispiel soll die Arbeitsweise des wissensbasierten Systems erläutern. Das Bild 3.1 zeigt einen Bildausschnitt mit drei Stationen mit jeweils zwei kuppelbaren Sammelschienen eines Hochspannungsnetzes. Dünn gezeichnete Elemente sind ausgeschaltet. In der Station KUL weisen beide Sammelschienen eine zu hohe Kurzschlußleistung auf. Da beide Sammelschienen direkt gekuppelt sind, kann ein Öffnen der Sammelschienenkupplung eine Netzentmaschung herbeiführen und die anstehende Kurz-



**Bild 3.1:** Ausschnitt aus einem Hochspannungsnetz

schlußleistung reduzieren. Eine weitere Möglichkeit zur Reduzierung der Kurzschlußleistung ist die Abschaltung eines schwach belasteten Parallelzweiges. Eine Betrachtung der Nachbarstationen kann ebenfalls zu sinnvollen Abhilfemaßnahmen führen. Eine Inbetriebnahme einer weiteren Sammelschiene in der Station WOM bewirkt eine weitere Netzentmaschung und reduziert die anstehende Kurzschlußleistung in den Stationen WOM und KUL. Die Auswirkung der Schaltmaßnahme in der Station WOM auf die Reduzierung der Kurzschlußleistung in der Station KUL hängt in diesem Fall im wesentlichen von der Impedanz der Verbindung zwischen diesen beiden Stationen ab. Die Auswertung der Wissensbasis für die Station KUL liefert folgende mögliche Abhilfemaßnahmen:

- 1) Abschalten eines schwach belasteten Parallelzweiges (Parallelzweige zur Station EIB)
- 2) Abschalten eines schwach belasteten Parallelzweiges (Parallelzweige zur Station WOM)
- 3) Auftrennen der Sammelschienenkupplung (Kupplung in Station KUL)

4) Inbetriebnahme einer Sammelschiene in einer Gegenstation (Station WOM)

Entsprechend einer in der Wissensbasis vorgegebenen Prioritätsfolge wird dem Anwender zunächst die Maßnahme 3) vorgeschlagen, da sie erfahrungsgemäß die Kurzschlußleistung am stärksten begrenzt. Lehnt der Anwender diese Maßnahme ab, schlägt das System die nächste mögliche Maßnahme vor. Der Anwender kann aus der Menge der vorgeschlagenen Abhilfemaßnahmen eine oder eine Kombination von Maßnahmen auswählen und mittels einer Simulation analysieren.

Das neuentwickelte wissensbasierte System zur Kurzschlußleistungsüberwachung stützt sich in seiner jetzigen Version vor allem auf Netzsimulationen. Es wird angestrebt, im Rahmen von Feldversuchen auch strategische, unternehmensspezifische Überlegungen in die wissensbasierte Entscheidungsfindung einfließen zu lassen.

W.Hoffmann, D.Kuhlmann

EV 9218

3.1.2 Umsetzung software-ergonomischer Anforderungen bei der Entwicklung eines grafisch orientierten Systems für Netzberechnungen

Die rasche Entwicklung leistungsfähiger Rechner und hochauflösender, vollgrafischer Sichtgeräte sowie die zunehmende Standardisierung von Software-Werkzeugen zur Programmierung von grafisch orientierten Benutzerschnittstellen bietet heute die Möglichkeit, software-ergonomische Grundsätze bei der Gestaltung der Mensch-Maschine-Kommunikation auch in der Netzleittechnik konsequent umzusetzen.

Wesentliche Elemente der Software-Ergonomie sind die Fenstertechnik, der Einsatz der Maus als Zeigegerät und zur Steuerung von Aktionen, die Verwendung virtueller Bedienelemente (z.B. Tasten, Rolleisten), die grafische Symbolisierung von Objekten und Prozessen durch Piktogramme bzw. Icons sowie die Programmsteuerung mit Hilfe von Menüs (Pulldown- und Popup-Menüs).

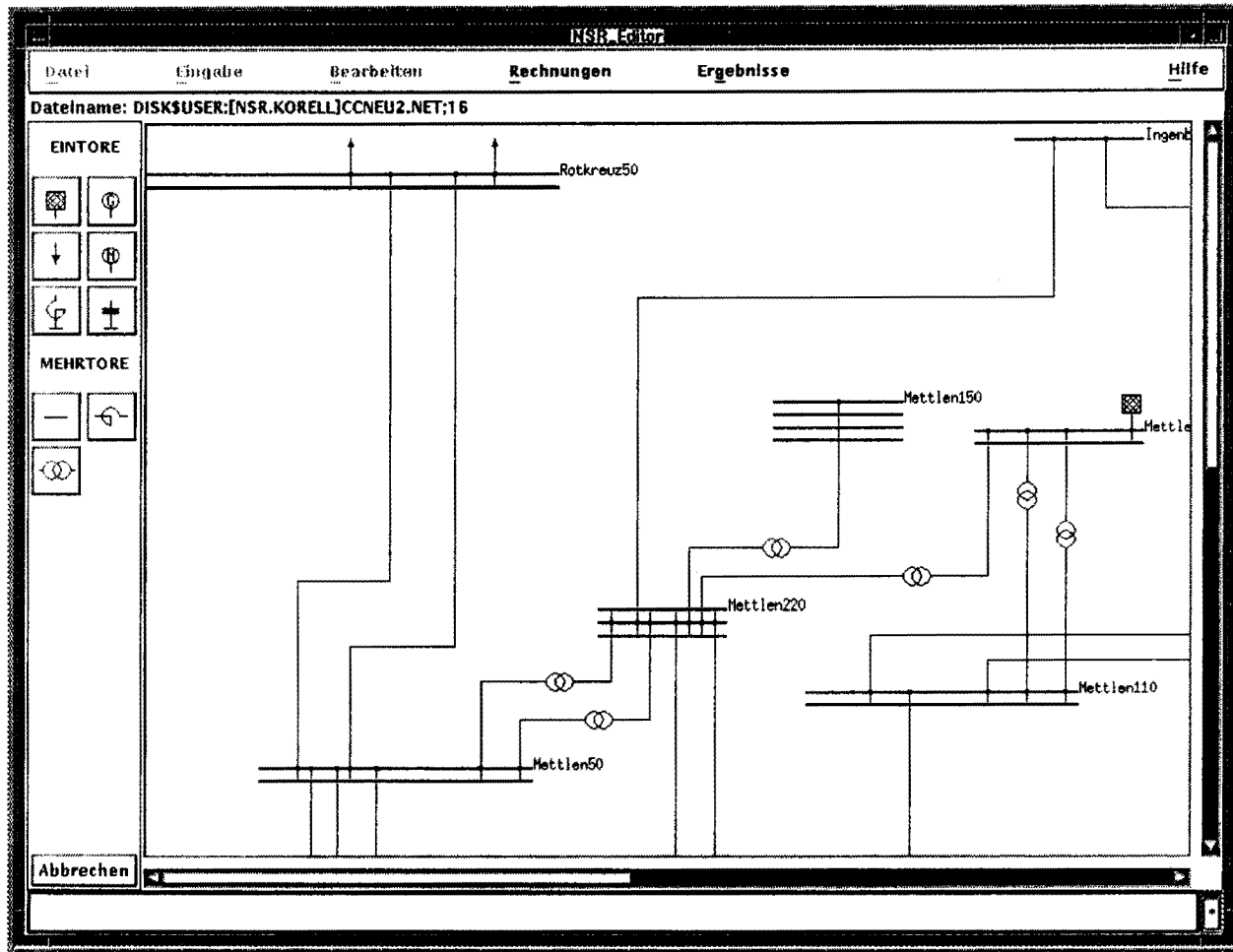
Bei der Entwicklung eines grafisch-interaktiven Programmsystems für Netzberechnungen am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung wurden die Forderungen der DIN-Norm 66234/8 ("Bildschirmarbeitsplätze. Grundsätze der Dialoggestaltung") für die Gestaltung einer ergonomischen Mensch-Maschine-Schnittstelle zugrunde gelegt. Die Entwicklung erfolgte auf einer VAX-Station 3100, die über Ethernet in das Rechnernetz des Lehrstuhls eingebunden ist. Um die Portabilität und die Netzwerkfähigkeit zu gewährleisten, wurde das System auf der Basis des X-Window-Systems (X11) entwickelt. Für die Gestaltung der Oberfläche wurde das OSF/Motif-Widgetset eingesetzt. Der Einsatz dieser Werkzeuge ermöglicht die Umsetzung der in der DIN 66234/8 genannten Forderungen nach

- Aufgabenangemessenheit
- Selbstbeschreibungsfähigkeit
- Steuerbarkeit
- Erwartungskonformität
- Fehlerrobustheit

Aufgabenangemessen ist ein System, wenn es die Erledigung der Arbeitsaufgabe des Benutzers unterstützt, ohne ihn durch Eigenschaften des Systems unnötig zu belasten. Dies wird durch ein klar strukturiertes, übersichtliches Funktionsangebot und durch Verwendung einer Begriffsstruktur und Symbolik erreicht, die dem Vokabular und den Kenntnissen des in energietechnischen Bezügen denkenden Benutzers angepaßt sind (Bild 3.2).

Ein System ist selbstbeschreibungsfähig, wenn jeder Dialogschritt unmittelbar verständlich ist oder der Benutzer auf Verlangen entsprechende Erläuterungen erhalten kann. Texte, Stichworte und Symbole müssen daher eindeutig und prägnant sein. Eine kontextbezogene Hilfefunktion ist unverzichtbar, um dem Benutzer an jeder Stelle des Programms die Möglichkeit zu geben, sich ihm unbekannte oder unverständliche Begriffe oder Funktionen erläutern zu lassen.

Die Steuerbarkeit des Systems, d.h. die Möglichkeit, sowohl die Geschwindigkeit als auch den Ablauf des Arbeitsvorganges frei bestimmen zu können, wird durch das ereignisorientierte Konzept des X-Window-Systems gewährleistet. Das Programm reagiert auf Eingabe-Ereignisse des Benutzers (i.d.R. Mausklicks oder Tastatureingaben). Eine feste Reihenfolge eines Arbeitsablaufs darf dabei nicht vorgeschrieben



**Bild 3.2:** Benutzeroberfläche des Systems mit Menüleiste und symbolischen Bedienelementen

werden, es sei denn, die Plausibilität des modellierten Systems verlangt eine bestimmte Reihenfolge der Eingabe (z.B.: Leitung kann nur an bereits eingegebene Sammelschienen angeschlossen werden). Ein begonnener Vorgang muß jederzeit unterbrochen werden können, beliebiges Vor- und Zurückgehen im Dialog muß möglich sein.

Während der Bedienung des Systems sammelt der Benutzer Erfahrungen mit den Arbeitsabläufen und dem Verhalten des Systems in bestimmten Situationen. Entspricht das Verhalten des Systems in sich ähnelnden Situationen den Erwartungen des Benutzers, die er aufgrund seiner Erfahrungen mitbringt, so verhält es sich erwartungskonform. Hilfreich bei der Programmierung ist dabei der von der Open Software Foundation (OSF) herausgegebene "Style Guide" als Leitfaden für das Verhalten einer

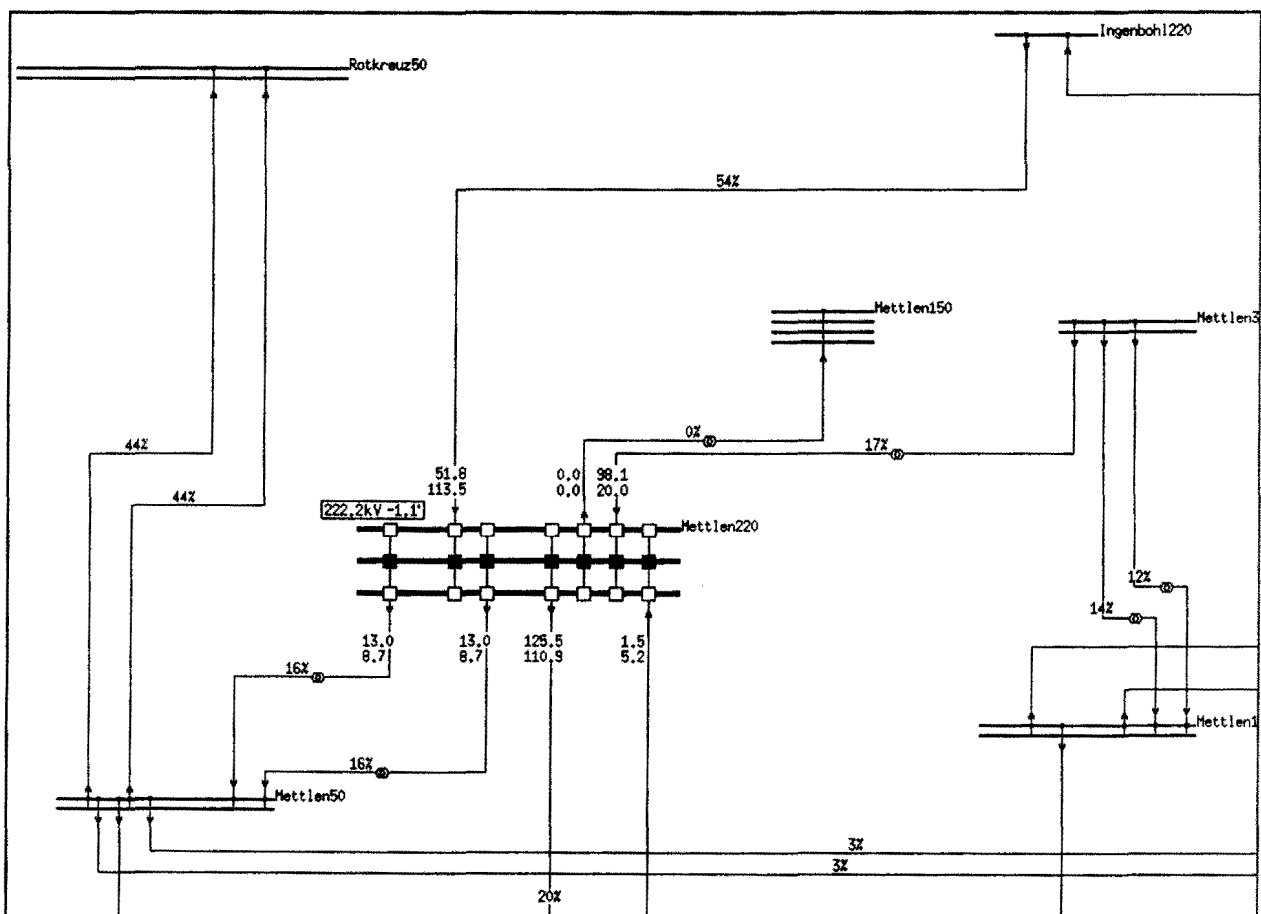
unter OSF/Motif programmierten Anwendung in bestimmten Dialogsituationen. Alle Programme, die diese Empfehlungen beachten, verhalten sich in ähnlichen Situationen einheitlich - man erreicht somit eine programmübergreifende Konformität, was zu einem besseren Lerneffekt (durch oftmaliges Wiederholen) und zu einer höheren Akzeptanz führt. Wichtig in diesem Zusammenhang ist auch, daß der Benutzer zu jedem Zeitpunkt weiß, in welchem Zustand sich das System befindet; dies kann durch spezielle Statusmeldungen oder symbolisch durch Veränderung des Cursors (bzw. Mauszeigers) während bestimmter Aktionen geschehen.

Eingaben des Benutzers dürfen in keinem Fall zu undefinierten Systemzuständen oder gar zu Systemzusammenbrüchen führen, und ein beabsichtigtes Arbeitsergebnis muß trotz erkennbar fehlerhafter Eingabe ohne oder mit minimalem Korrekturaufwand erreicht werden können. Das Programm verhält sich in diesem Fall fehlerrobust.

Um bei der Konstruktion des Netzbildes die Topologie des Netzes direkt erfassen zu können, werden die Betriebsmittel (Sammelschienen, Leitungen, Transformatoren etc.) als Objekte behandelt. Jedes Objekt wird dabei repräsentiert durch eine Datenstruktur, die sämtliche für diesen Objekttyp relevanten Parameter - grafische und elektrische - enthält. Zu jeder Klasse von Objekten gibt es spezielle Funktionen (Methoden), die auf die Datenstrukturen der Objekte einer jeweiligen Klasse zugreifen und diese manipulieren dürfen. Dem Benutzer stellt sich dieses objektorientierte Konzept so dar, daß er jedes grafische Objekt mit der Maus identifizieren und - in Abhängigkeit vom Programmstatus - bestimmte Operationen mit diesem Objekt durchführen kann, die ihm in Form eines Popup-Menüs angeboten werden.

Für die Darstellung des Netzbildes und des Netzzustandes ist es sinnvoll, ein hierarchisches Bildkonzept zu verwenden. Vorgesehen sind drei Hierarchiestufen (Übersichts-, Teilnetz- und Stations- bzw. Anlagenbild) von denen z.Z. die Ebenen Teilnetzbild und Anlagenbild realisiert sind. Da es auch mit vollgrafischen Sichtgeräten hoher Auflösung nicht möglich und auch nicht sinnvoll ist, das Netzbild in allen Details mit allen gerade erhältlichen zusätzlichen Informationen (Meßwerte, Rechenergebnisse etc.) in einem Bild darzustellen, muß die Menge der präsentierten Informationen pro Prozeßbild in Abhängigkeit vom Netz- und Bedienzustand ausgewählt werden, so daß dem Benutzer gerade so viel angezeigt wird, wie er für die ausgeführte Aktivität sehen muß. Hierzu kann es hilfreich sein, ein gerade interessierendes Objekt in einer höheren

Detailstufe darzustellen als die Umgebung. In Bild 3.3 sind die Hierarchiestufen "Teilnetzbild" und "Anlagenbild" kombiniert, um detailliertere Informationen zu einer Anlage (hier Leistungsflüsse) anzeigen zu können. Der Vorteil dieser Darstellung liegt darin, daß zum einen eventuell wichtige Teile des Netzes nicht verdeckt werden, wie es bei einer Vergrößerung der Anlage in einem über dem Netzbild liegenden Fenster der Fall wäre, und zum anderen die Umgebung der herausgehobenen Anlage nicht aus dem Bild verschwindet, wie bei einer globalen Vergrößerung (Zoom). Neben der Vergrößerung der Darstellung wird das Objekt in dieser Hierarchiestufe auch bedienbar, d.h. Schalthandlungen in den dargestellten Feldern der Sammelschienenanlage sind möglich. Zusätzlich wird das Netz dynamisch eingefärbt, damit bestimmte Betriebszustände schnell erkannt werden können.



**Bild 3.3:** Kombination zweier Detailstufen in einem Bild mit Anzeige der Leistungsflüsse

Ein derartiges Bildkonzept, das eine aufgabenbezogene dynamische Netzdarstellung ermöglichen soll, kommt nicht mit statischen, fest konstruierten Bildern aus. Die Bilder



müssen jeweils aktuell aus dem Datenmodell generiert werden, was besondere Anforderungen an das Datenmodell stellt. Aus diesem Grund wird zur Zeit an einer Erweiterung des Datenmodells gearbeitet, das diesen Anforderungen gerecht wird und darüberhinaus auch die Bilder der untersten Detailstufe (Übersichtsbild) in das hierarchieübergreifende Bildkonzept, wie es in Bild 3.3 dargestellt ist, miteinbezieht.

M. Heine

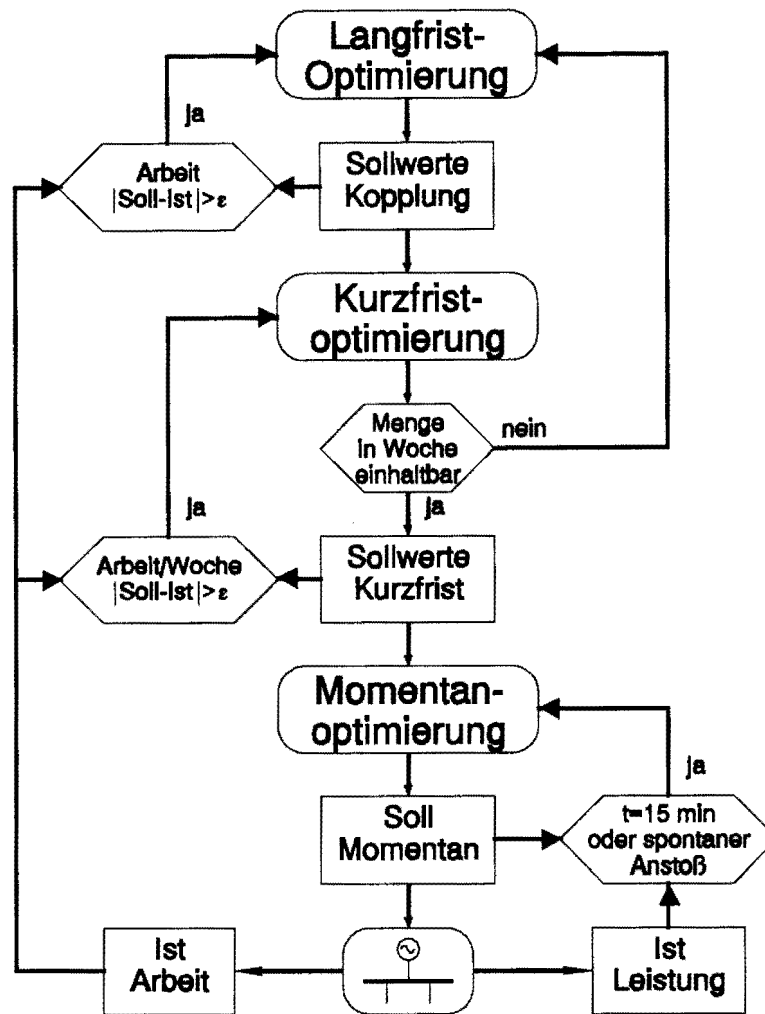
EV 9207, EV 9208

### 3.1.3 Koppelwerte zwischen lang- und kurzfristiger Kraftwerkseinsatzplanung

Das Problem der Kraftwerkseinsatzplanung läßt sich mathematisch mit dem Verfahren der gemischt ganzzahligen Linearen Programmierung (ggLP) beschreiben. Für die Lösung der Problematik eignet sich dieser Ansatz nur in beschränktem Maße, da die Anforderungen an Rechenzeit und Speicher von heutzutage verfügbaren Rechnern nicht erfüllt werden können. Aus diesem Grunde werden andere Algorithmen eingesetzt, die keine vollständig genaue Modellnachbildung verwenden und deswegen schneller sind. Das Optimierungsproblem der Kraftwerkseinsatzplanung wird hierarchisch in Stufen unterteilt, wobei die einzelnen Stufen miteinander gekoppelt werden. Im Bild 3.4 ist die Struktur eines dreistufigen Optimierungssystems dargestellt.

In dem hier dargestellten System sind neben der Übergabe von Koppelwerten von den übergeordneten zu den darunterliegenden Stufen außerdem noch der Sollwert-/Istwertvergleich zwischen tatsächlich verfahrenener und geplanter Energie dargestellt.

Mit der Übergabe von Koppelwerten soll hierbei erreicht werden, daß die Ergebnisse einer untergeordneten Optimierungsstufe nicht nur lokal in dem dort betrachteten Optimierungszeitraum optimal sind, sondern auch zu dem globalen Optimum der übergeordneten Optimierungsstufe führen. Die Rückführung der Istwerte und der Vergleich mit den Planwerten gibt Aufschluß, wann eine neue Planungsrechnung gestartet werden muß, um die Abweichung zu der Istentwicklung nicht zu groß werden zu lassen. Bei kleinen Abweichungen des Istwertes vom Sollwert ist es oftmals nicht sinnvoll, einen neuen vollständigen Optimierungszyklus zu starten, da der Rechenaufwand für eine

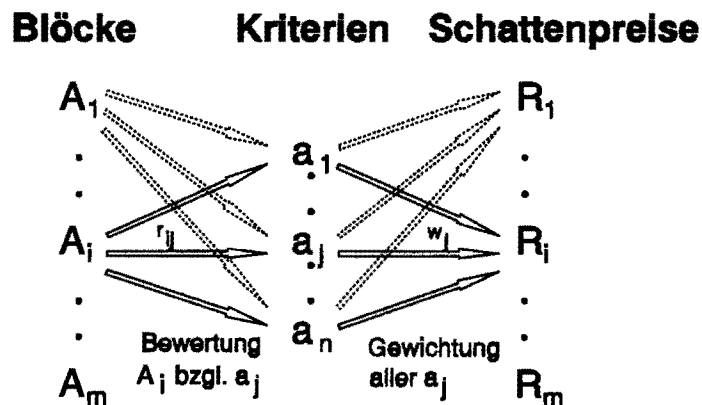


**Bild 3.4:** Dreistufiges Optimierungssystem zur Kraftwerkseinsatzplanung

Langfristoptimierung beträchtlich ist. Die bei kleinen Abweichungen zu erwartenden Änderungen des langfristigen Optimierungsergebnisses gehen u.U. in der Modellungsgenauigkeit des Systems unter, und das berechnete Ergebnis kann durch das Auffinden eines anderen suboptimalen Lösungspunktes sogar geringfügig schlechter werden. Es muß hierbei ein Kompromiß zwischen tolerierbarer Plan-/Istwertabweichung und der Stabilität sowie dem Rechenaufwand der neuen Optimierungslösung gefunden werden. Das hierbei für die Wahl der Koppelwerte auftretende Problem ist, einerseits eine enge Ankopplung der untergeordneten Optimierungsstufe zu gewährleisten und andererseits möglichst unempfindlich gegen abweichende Eingangsdaten der zu koppelnden Optimierungsstufen zu sein.

Ein erster Ansatz zur Kopplung der lang- und kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung durch die Vorgabe von Sollenergien für den Kurzfristzeitraum erwies sich als nicht

praktikabel. Ein leicht unterschiedliches Energievolumen zwischen den für die lang- und kurzfristige Planung verwendeten Lastprognosen führt zu fehlerhaften Optimierungsergebnissen, da die Sollenergien dann nicht eingehalten werden können. Als Alternative zur Kopplung über Sollenergien wird die Kopplung über "Schattenpreise" vorgeschlagen. Diese Art der Kopplung ermöglicht es z.B. Einfluß auf die während des Kurzfristzeitraums verbrauchte Energiemenge der Blöcke zu nehmen. Die Schattenpreise werden dabei aus den Ergebnissen der Langfristoptimierung abgeleitet. Zur Ableitung der Schattenpreise können mehrere Kriterien ausgewertet werden, die zur Einhaltung globaler Optimalitätsbedingungen wichtig sind. Im Bild 3.5 ist die grundsätzliche Vorgehensweise zur Bestimmung der Schattenpreise der Blöcke  $A_i$  unter Berücksichtigung verschiedener Kriterien  $a_j$  dargestellt.



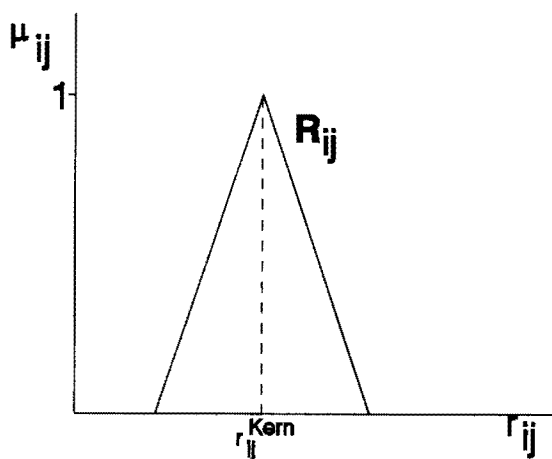
**Bild 3.5:** Schattenpreisbestimmung bzgl. mehrerer Kriterien

Die verwendeten Kriterien sind hierbei:

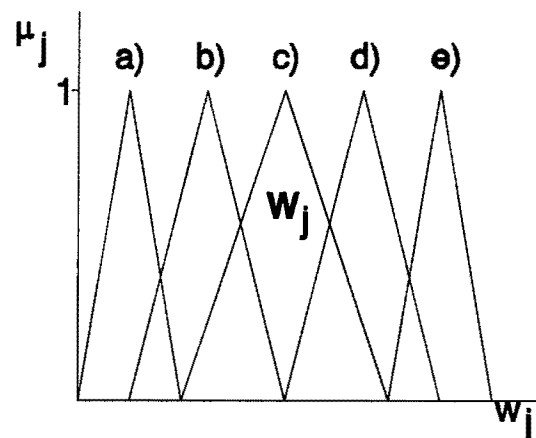
- Ausnutzung der Blöcke im Kurzfristzeitraum
- Ausnutzung der Blöcke im Abrechnungszeitraum (Monat)
- Spezifische Brennstoffkosten der Blöcke
- Einhaltung der unteren Jahresgrenze der Sekundärenergie für die Blöcke
- Einhaltung der oberen Jahresgrenze der Sekundärenergie für die Blöcke
- Einhaltung der unteren Jahresgrenze der Primärenergie für Blockgruppen
- Einhaltung der oberen Jahresgrenze der Primärenergie für Blockgruppen

Jeder Block  $A_i$  wird bezüglich jedes Kriteriums  $a_j$  bewertet. Die Bewertung erfolgt über die Ermittlung eines auf das Intervall  $[0,1]$  normierten Bewertungsfaktors  $r_{ij}$  aus den Ergebnissen der Langfristplanung. Je höher der Wert von  $r_{ij}$  hierbei ist, desto mehr wird der Einsatz des  $i$ -ten Blockes bzgl. des  $j$ -ten Kriteriums befürwortet. Es ist dabei zu berücksichtigen, daß nicht alle Kriterien gleich wichtig sind. Aus diesem Grund werden alle Kriterien mit Gewichtungsfaktoren  $w_j$  versehen, die ebenfalls auf das Intervall  $[0,1]$  normiert sind. Je größer der Gewichtungsfaktor  $w_j$  eines Kriteriums ist, desto entscheidender wird das Kriterium für die Gesamtbewertung eingestuft.

Sowohl für die Bewertungsfaktoren  $r_{ij}$  wie auch für die Gewichtungsfaktoren  $w_j$  ist es nicht ohne weiteres möglich, einen diskreten Zahlenwert anzugeben. Die in der Langfristoptimierung erzielten Ergebnisse sind aufgrund der u.U. unterschiedlichen Eingangsdaten (aktualisierte Lastprognosen für die Kurzfristoptimierung können von den Langfristprognosen abweichen) als "unscharfe" Daten zu betrachten. Deswegen erscheint es sinnvoll, nicht nur einen diskreten Zahlenwert für die Bewertungsfaktoren vorzusehen, sondern einen Fuzzy-Set  $R_{ij}$  um den diskreten Kern, wie im Bild 3.6 dargestellt.



**Bild 3.6:** Fuzzy-Set  $R_{ij}$  zur Bewertung des Blockes  $i$  bzgl. des Kriteriums  $j$



**Bild 3.7:** Gewichtungsfaktoren als Fuzzy-Sets

In analoger Weise wird mit den  $w_j$  verfahren, für die ebenfalls nicht ohne weiteres die Gewichtung quantifiziert werden kann. Hier werden die Fuzzy-Sets  $W_j$  verwendet, die eine ausreichende Quantifizierung der Gewichtung in die Kategorien: unwichtig (a), ziemlich unwichtig (b), mäßig wichtig (c), ziemlich wichtig (d), wichtig (e) unterteilt (siehe Bild 3.7).

Die Berechnung der Schattenpreise erfolgt über die Verknüpfung der Fuzzy-Sets mit Hilfe der Gewichtungsfunktion  $g_i$  für alle Blöcke  $A_i$ :

$$g_i (R_{ij}, W_{ij}) = \frac{\sum_{j=1}^n W_j R_{ij}}{\sum_{j=1}^n W_j}, \quad i=1, \dots, m$$

Je größer der Wert der Gewichtungsfunktion ist, desto stärker soll der Block in der Kurzfristplanung eingesetzt werden. Die Ermittlung des Schattenpreises erfolgt über die Umsetzgleichung:

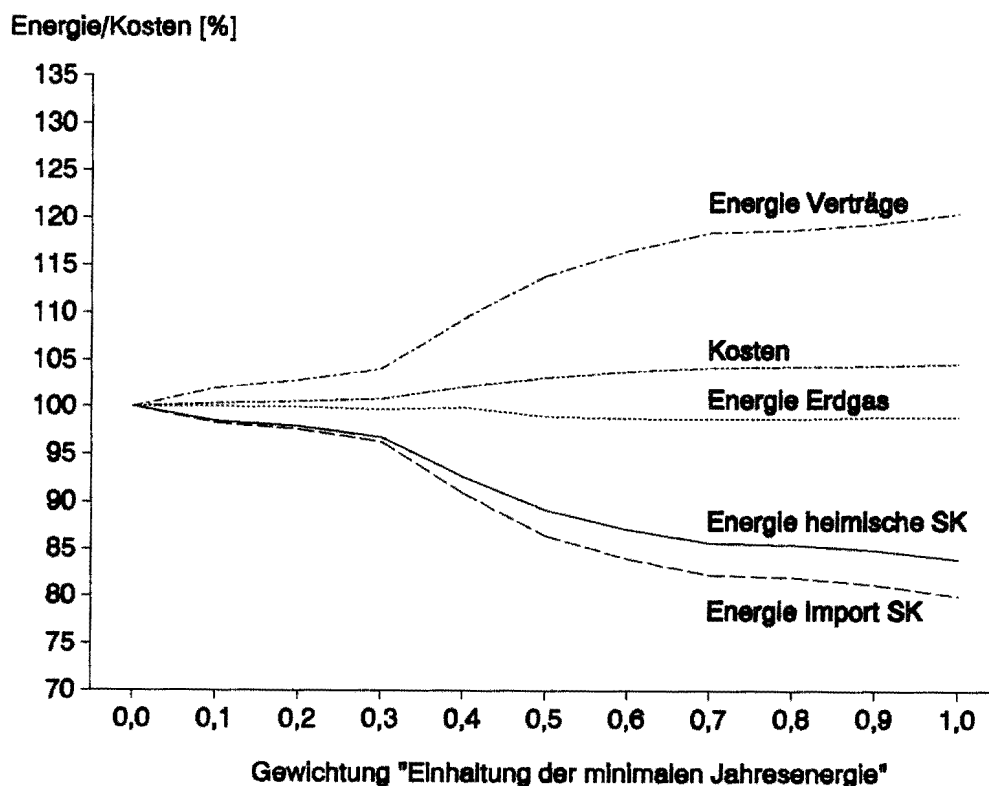
$$k_i^{\text{Schatten}} = \text{const} \cdot [ 1 - g_i (R_{ij}, W_{ij}) ], \quad i=1, \dots, m$$

Die ermittelten fiktiven Schattenpreise  $k_i^{\text{Schatten}}$  werden als Koppelwerte an die Kurzfristoptimierung übergeben. Diese Art der Kopplung gestattet eine sehr flexible Handhabung unterschiedlicher Problemsituationen. Durch die Wahl anderer Gewichtungsfaktoren ist es möglich, einzelne Bewertungskriterien gegenüber den anderen stärker zu gewichten oder abzuschwächen, um so verschiedene Varianten auszutesten bzw. das Optimierungsergebnis der Kurzfristplanung in eine bestimmte Richtung zu steuern.

Mit Hilfe dieses Verfahrens zur Koppelwertermittlung ist die folgende Situation beispielhaft untersucht worden. Ein Erzeugungsspark eines EVU bestehend aus 9 Blöcken und 11 Strombezugsverträgen mit anderen EVU besitzt kritische Minimalgrenzen bzgl. der von den Vertragspartnern bezogenen elektrischen Energie. Falls die Kurzfristlastprognose nur geringe Abweichungen gegenüber der Langfristprognose aufweist, wird keine neue Langfristoptimierung durchgeführt, da die zu erwartenden Ergebnisse im Unschärfbereich der Langfristoptimierung liegen. Für den Kurzfristzeitraum können verschiedene Strategien zur Berücksichtigung der Abweichungen verfolgt werden. Die Strategien sind im Zusammenhang mit der noch verbleibenden Zeit im Restjahr zu sehen, die zum Ausgleich entstandener Defizite genutzt werden kann. Je nach Länge dieser Zeit kann für den Kurzfristzeitraum eine mehr oder weniger optimistische Haltung gegenüber auftretenden Defiziten eingenommen werden. In dem hier untersuchten Fall einer kritischen Minimalvorgabe für bezogene Vertragsenergie

heißt das, daß im Falle einer niedrigeren Belastung als in der Langfristoptimierung prognostiziert, entweder eine Verminderung der langfristig geplanten Energie aus den betroffenen Verträgen oder eine Verminderung preiswerterer Energie aus Eigenherzeugung in Kauf genommen werden muß. In dem ersten Fall muß das Energiedefizit in einem späteren Zeitraum aufgeholt werden, im zweiten Fall werden u.U. unnötig hohe Kosten erzeugt.

Im Bild 3.8 ist der Verlauf der im Kurzfristzeitraum eingesetzten Energieträger in Abhängigkeit von der Wahl des Gewichtungsfaktors zur Einhaltung der unteren Jahresgrenze der Primärenergie für Blockgruppen dargestellt.



**Bild 3.8:** Entwicklung der Primärenergien und Kosten in Abhängigkeit vom Gewichtungsfaktor für die Einhaltung der unteren Grenze der Primärenergiebedingungen in bezogenen Größen

Deutlich zu erkennen ist, daß durch den Gewichtungsfaktor zur Einhaltung der unteren Primärenergiegrenze die Energieerzeugung aus Eigenanlagen und Verträgen mit einer kritischen Energieuntergrenze strategisch steuern läßt. Mit einer Erhöhung der teureren Vertragsenergie steigen die Kosten in dem Kurzfristzeitraum. Auf der anderen Seite

wird aber die Einhaltung der unteren Energiegrenze sichergestellt, was für "Take or Pay"-Abkommen wichtig ist.

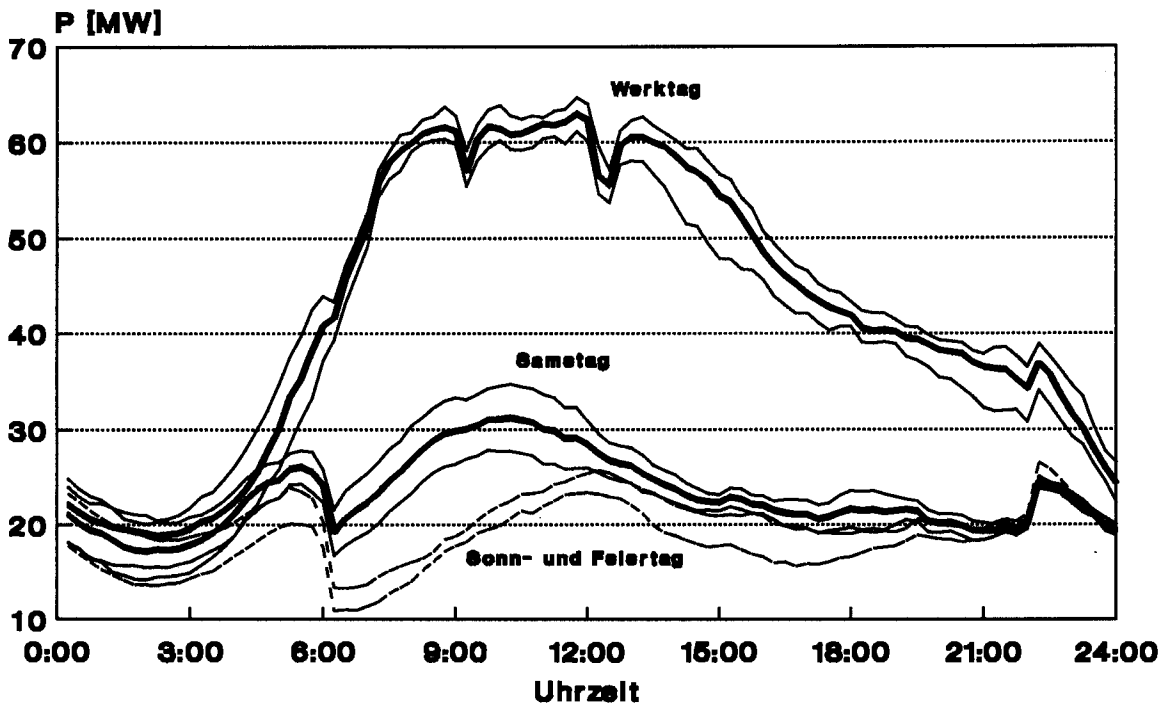
J. Handke

### 3.1.4 Viertelstunden-Höchstlastprognose

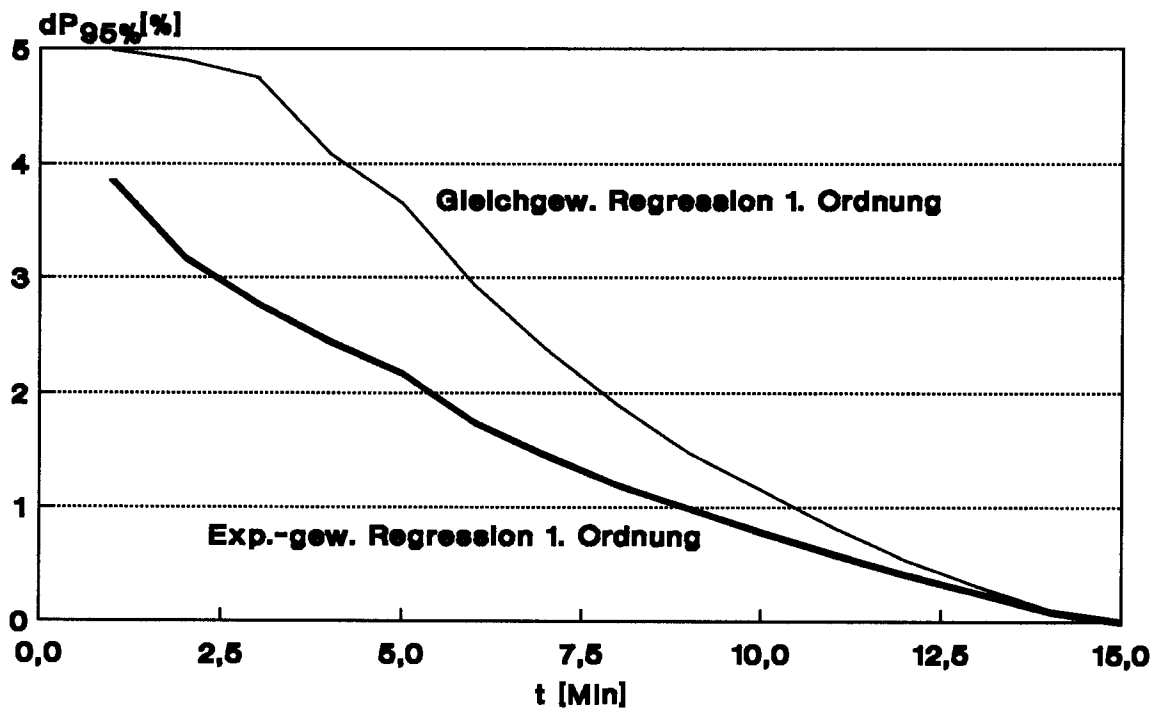
Zwischen EVU sowie zwischen EVU und Sondervertragskunden wird der Leistungspreis für elektrische Energie anhand der maximalen während einer Verrechnungsperiode (meist 15 Minuten) innerhalb eines Jahres abgenommenen Energie bestimmt. Viele Abnehmer haben die Möglichkeit, durch Maßnahmen der Bezugsbeeinflussung wie Eigenerzeugung oder Lastabwurf gezielt Lastspitzen zu vermeiden. Um diese Maßnahmen einsetzen zu können, ist es nötig, zu einem möglichst frühen Zeitpunkt in der aktuellen Verrechnungsperiode eine Prognose für die Energiemenge dieser Periode zu erhalten. Anders als Sondervertragskunden, die sich für die Prognose ihrer Viertelstunden-Höchstlast auf Planungen ihres eigenen Produktionsablaufes stützen können, verfügen in der Energieverteilung tätige EVU in der Regel nur über geringe Informationen über das Abnehmerverhalten.

Um dennoch die Netzleitungsingenieure durch rechnergestützte Prognosen zu unterstützen, bieten sich als Lösungsansatz für diese EVU Zeitreihenalgorithmen an. Auf der Basis der in der unmittelbaren Vergangenheit gemessenen Lastwerte wird der Leistungsverlauf über die verbleibende Zeitspanne der Verrechnungsperiode extrapoliert. Dabei kommen gleich oder exponentiell gewichtete Regressionsalgorithmen erster und zweiter Ordnung zur Anwendung. Die Regressionsalgorithmen mit exponentieller Gewichtung können in einfacher Weise rekursiv ausgewertet werden.

Am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung wurden verschiedene Algorithmen anhand umfangreichen Datenmaterials von Lastgängen eines Stadtwerks untersucht. Typische Lastgänge dieses EVUs sind im Bild 3.9 dargestellt. Das Maß für die Genauigkeit der Algorithmen ist der 95%-Prognosekanal  $dP_{95\%}$ , d.h. der Grenzwert des Prognosefehlers, der nur von 5% der Prognosen überschritten wird. Der Verlauf des Prognosekanals für die untersuchten Algorithmen erster Ordnung über eine Verrechnungsperiode ist im Bild 3.10 dargestellt.



**Bild 3.9:** Lastgänge verschiedener Tagestypen



**Bild 3.10:** 95%-Prognosekanal für verschiedene Zeitreihenalgorithmen



Algorithmen 2. Ordnung zeigen durch die Verstärkung des Lastrauschens ein deutlich schlechteres Verhalten.

Um gezielt in den Lastverlauf eingreifen zu können, ist eine verlässliche Prognose nach 2/3 der Verrechnungsperiode notwendig. Der Algorithmus der exponentiell-gewichteten Regression erster Ordnung erreicht hier in über 95% aller Fälle Prognosefehler unter 1%. Diese Genauigkeit ist ausreichend, um Entscheidungen zur Lastbeeinflussung treffen zu können.

Regelmäßige Lastsprünge, z.B. Arbeitspausen, können von der Höchstlastprognose berücksichtigt werden, indem den Algorithmen die Leistungsdifferenz zu einem typischen Lastgang übergeben wird. Dieser Referenzlastgang kann aus einem normierten Lastgang im Zeitraster der Höchstlastprognose bestimmt werden, der auf der Basis von 48-Stunden-Prognosen entnormiert wird. Der normierte Lastgang kann durch Mittelwertbildung über mehrere Tageslastgänge bestimmt werden.

M. Langer

### 3.1.5 Blindleistungsbedarf in Mittelspannungsnetzen

Das Wirkleistungsverhalten elektrischer Verbraucher in seinen verschiedenen Abhängigkeiten kann durch eine Vielzahl verschiedener Ansätze beschrieben werden. Die Kenntnisse über das Blindleistungsverhalten erlauben zur Zeit keine für den Netzbetrieb und die Netzplanung ausreichende Modellierung. Insbesondere die Zunahme der Leistungselektronik und der damit verbundene gestiegene Blindleistungsbedarf machen jedoch weiterführende Ansätze zur Beschreibung des Blindleistungsverhaltens notwendig, um das Verhalten bei Netzausbau oder -störungen im stationären und instationären Fall abschätzen zu können.

Der Blindleistungsbedarf einzelner elektrischer Verbraucher ist stark mit dem Wirkleistungsbedarf korreliert. Ein Ansatz zur Blindleistungsmodellierung besteht darin, Verbrauchergruppen zu finden, z.B. einzelne Industriezweige, deren Blindleistungsverhalten durch gleichartige Verbraucher dominiert wird. Der Leistungsfaktor  $\cos\varphi$

einiger Verbrauchergruppen, z.B. privater Haushalte, geht dagegen gegen eins. Untersuchungen können also auf bestimmte Sondervertragskunden beschränkt werden.

Aufgrund der vorhandenen Tarifstruktur betreiben viele Sondervertragskunden Kompensationsanlagen zur Reduzierung ihres Blindleistungsbedarfs. Hier muß zwischen unregulierten und regulierten Anlagen unterschieden werden. Eine Identifikation des tatsächlichen Blindleistungsverhaltens der Verbrauchergruppen ist nur bei genauer Kenntnis der vorhandenen Anlagen möglich. Um diese Informationen zu erhalten, wird dieses Projekt in enger Zusammenarbeit mit einem versorgenden EVU und den entsprechenden Sondervertragskunden durchgeführt.

Im Rahmen dieses Projektes zur Untersuchung des Blindleistungsbedarfs führt der Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung umfangreiche Messungen verschiedener Verbrauchergruppen im Mittelspannungsnetz durch, um eine Datenbasis für die weitere Analyse zu erhalten. Mittels einer Clusteranalyse werden die Lastgänge der verschiedenen Sondervertragskunden in bezüglich ihres Leistungsfaktors ähnliche Gruppen unterteilt. Auf dieser Basis können dann verschiedene Parameter identifiziert werden, die das Blindleistungsverhalten beeinflussen.

M. Langer

Dieses Forschungsvorhaben wird gemeinsam mit der FGH Mannheim durchgeführt und von der AIF gefördert.

## 3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieübertragungssystemen

### 3.2.1 Verbesserung des dynamischen Netzverhaltens beim Einsatz von Windkraftanlagen durch die Verwendung von Speichern

Die verstärkte Einbindung von Windkraftanlagen (WKA) in die elektrische Energieversorgung kann zu einer Beeinträchtigung der Versorgungsqualität und -sicherheit führen. Insbesondere in der Kurz- und Mittelzeitdynamik ergeben sich, bedingt durch die ungleichmäßige Leistungsbereitstellung solcher Anlagen, spezielle Anforderungen hinsichtlich des Netzbetriebes. Mögliche Auswirkungen von WKA auf das dynamische Netzverhalten bei einem nennenswerten WKA-Anteil sind:

- eine Verschlechterung der Spannungs- und Frequenzqualität
- eine vermehrte Beanspruchung der Regeleinrichtungen der Kraftwerke
- eine erhöhte Belastung der Netzregelung

Um die negativen Auswirkungen von WKA auf den Netzbetrieb zu reduzieren, sind verschiedene konventionelle Maßnahmen an der WKA selbst (z.B. Verwendung drehzahlvariabler Generatorsysteme) oder im Netz (z.B. Erhöhung der Kurzschlußleistung im Anschlußpunkt) möglich. Eine interessante Alternative stellt der Einsatz von Energiespeichern in Kombination mit WKA dar. Als mögliche Speichersysteme kommen dabei sowohl reine Wirk- bzw. Blindleistungsspeicher als auch kombinierte Wirk-/Blindleistungsspeicher in Frage.

Die Untersuchung des dynamischen Verhaltens von WKA und Speichern erfordert eine möglichst exakte mathematische Modellbeschreibung. Um die unterschiedlichen WKA- und Speichertypen flexibel nachbilden zu können, wurden Modelle von WKA und Speichern mit einer modularen Modellstruktur entwickelt und in den am Lehrstuhl entwickelten dynamischen Mehrmaschinensimulator DYSRES integriert, der neben Simulationen im Zeitbereich die Anwendung von Verfahren der Systemanalyse und -synthese erlaubt. Mit dem modularen Aufbau des Simulationsprogramms ist sichergestellt, daß - je nach Untersuchungsschwerpunkt und betrachtetem Zeitbereich - Modelle mit unterschiedlicher Genauigkeit verwendet werden können.

Für die im folgenden beschriebenen Untersuchungen wird ein allgemeines SpeichermodeLL verwendet, bei dem als Eingangsgröße der Wirk- und/oder Blindleistungsregelung die Frequenz und/oder die Knotenspannung  $U$  genutzt wird. Um einen möglichst realistischen Vergleich der unterschiedlichen Speichersysteme durchführen zu können, wird das dynamische Verhalten der Speicher durch ein Verzögerungsglied erster Ordnung nachgebildet.

Basierend auf den im Vorjahr an dieser Stelle vorgestellten Ergebnissen werden im folgenden die Möglichkeiten einer koordinierten Einbindung von WKA und Speichern in drei typischen Szenarien untersucht:

- eine räumlich verteilte Anbindung von WKA in einem starken Verbundnetz
- ein konzentrierter Anschluß von WKA an ein schwaches Randnetz
- eine konzentrierte Anbindung von WKA an ein Inselnetz

Als Beispiel werden die Ergebnisse für stallgeregelte WKA mit direkt angeschlossenem Asynchrongenerator vorgestellt. Das Windprofil ist durch eine mit Rauschen überlagerte, symmetrische Böe gegeben, die zu einer maximalen Änderung der eingespeisten Wirkleistung um ca. 50% der Nennleistung führt. Der Anteil der WKA an der installierten Kraftwerksleistung (Penetration) beträgt in allen Fällen ca. 5%.

Voruntersuchungen mit unterschiedlichen WKA-Typen bei Variation der Penetration belegen, daß sowohl bei räumlich verteilter Anbindung als auch bei konzentriertem Anschluß von WKA in Verbundsystemen weder eine Gefährdung der statischen Stabilität noch eine signifikante Verschlechterung der Frequenzqualität zu erwarten ist. Als Hauptforderung an Speichersysteme in Verbundnetzen ergibt sich daher die Verbesserung der Versorgungsqualität der Verbraucher durch die Erhöhung der Spannungsqualität.

Für die Untersuchungen eines verteilten Netzanschlusses von WKA in einem starken Verbundnetz wird ein ausgedehnter Netzbezirk in einem Ballungsraum zugrundegelegt. In dem aus drei Spannungsebenen (380 kV, 110 kV, 10 kV) bestehenden Netz sind neben zwei Kraftwerken drei WKA in verschiedenen Mittelspannungsnetzen verteilt angeschlossen. Die Simulationsrechnungen zeigen, daß die durch den WKA-Betrieb hervorgerufenen Änderungen in den Systemspannungen gering ( $< 1,5\%$ ) und lokal auf

das jeweilige Mittelspannungsnetz begrenzt sind. Wechselwirkungen zwischen Spannungsschwankungen in den Mittelspannungsnetzen sind aufgrund des starken Einflusses der höheren Spannungsebenen nicht feststellbar. Diese Ergebnisse lassen den Schluß zu, daß der Einsatz von Speichern in einem leistungsstarken Netz mit räumlich verteiltem Anschluß von WKA selbst bei relativ hoher Penetration nicht erforderlich ist.

Als Basis für die Untersuchungen über die Auswirkungen des WKA-Betriebes bei einer Anbindung an ein Randnetz dient ein Ausschnitt aus einem Netz in einer typischen Küstenregion. Der Anschluß der WKA mit einer Nennleistung von 20 MW erfolgt konzentriert an ein Mittelspannungsnetz (10kV), das nur schwach mit dem Hochspannungsnetz (110 kV) gekoppelt ist.

Um die Eignung unterschiedlicher Speichersysteme im Hinblick auf die Verbesserung der Spannungsqualität zu untersuchen, werden die Auswirkungen eines Blindleistungsspeichers (Q), eines Wirkleistungsspeichers (P), eines Wirk-/Blindleistungsspeichers (P/Q) sowie zweier im Mittelspannungsnetz verteilter Blindleistungsspeicher (Q/Q) miteinander verglichen. In Tabelle 3.1 sind die resultierenden maximalen Spannungsänderungen in zwei charakteristischen Knoten des Mittelspannungsnetzes ( $\Delta U_{WKA,max}$ ,  $\Delta U_{MS,max}$ ) zusammengestellt. Desweiteren finden sich dort die maximal aufgenommene bzw. abgegebene Wirk- ( $P_{max}$ ) und Blindleistung ( $Q_{1,max}$ ,  $Q_{2,max}$ ) sowie der erforderliche Energiegehalt E der Systeme mit Wirkleistungsspeicherung, womit erste Anhaltspunkte für die Auslegung der Speicher gegeben sind.

Speicher	-	Q	P	P/Q	Q/Q
$Q_{1,max}$	-	7 MVar	-	3 MVar	20 MVar
$Q_{2,max}$	-	-	-	-	20 MVar
$P_{max}$	-	-	5 MW	7 MW	-
E	-	-	3 kWh	4 kWh	-
$\Delta U_{WKA,max}$	3%	1,5%	1%	< 0,5%	< 0,5%
$\Delta U_{MS,max}$	< 0,5%	1,5%	< 0,5%	< 0,5%	< 0,5%

Tabelle 3.1: Vergleich der Speicherkonzepte im Verbundnetz

Die Gegenüberstellung der unterschiedlichen Speichersysteme verdeutlicht, daß sich zur Verbesserung der Spannungsqualität zwei mögliche Speicherkonzepte eignen:

- ein Speicher in der Nähe der WKA, der eine simultane Regelung von Wirk- und Blindleistung ermöglicht
- mehrere Blindleistungsspeicher, die an der WKA selbst und an verschiedenen Stellen im (Mittelspannungs-) Netz zu installieren sind

In Inselnetzen ergeben sich im Vergleich zu Verbundsystemen zusätzliche Probleme. Neben einer Verschlechterung der Spannungsqualität kann es hier zu Frequenzänderungen sowie - bei hoher Penetration - zu einer Gefährdung der statischen Stabilität kommen. Außerdem sind Wechselwirkungen mit den Regeleinrichtungen der Kraftwerke (Turbinen-, Spannungsregelung) zu beachten.

Für die Untersuchungen wird ein Modellnetz verwendet, dessen Struktur mit dem für die Studien über den konzentrierten Anschluß von WKA an ein Verbundnetz verwendeten Modell identisch ist, wobei lediglich der starre Netzanschluß durch eine Kraftwerkseinspeisung von 400 MW ersetzt wurde. Im Vergleich mit den Ergebnissen für Verbundnetze wird deutlich, daß zum einen wiederum die größten Spannungsänderungen im Anschlußknoten der WKA auftreten, zum anderen allerdings die Auswirkungen auf die Systemspannungen nicht auf das Mittelspannungsnetz beschränkt sind. Die Amplituden der im Hochspannungsnetz auftretenden Spannungsänderungen entsprechen dabei etwa denen im Mittelspannungsnetz.

Die Untersuchung verschiedener Speicherkonzepte zeigt, daß eine Erhöhung der Versorgungsqualität der Verbraucher im Hinblick auf die Spannung und Frequenz nur mit Speichersystemen mit der Möglichkeit einer Wirkleistungsspeicherung (P bzw. P/Q) möglich ist. In Tabelle 3.2 sind die für den Vergleich dieser beiden Speicherkonzepte wichtigen Kenndaten gegenübergestellt.

Die Möglichkeiten der beiden Speichersysteme in Bezug auf die Entlastung der Turbinenregelung lassen sich anhand der in Bild 3.11 dargestellten Turbinenleistung aufzeigen. Ohne Speicher ist eine Frequenzerhöhung um  $\Delta f_{\max} = 125$  mHz zu beobachten, die zu einer entsprechenden Beanspruchung der Turbinenwelle führt. Durch den reinen Wirkleistungsspeicher ist eine starke Dämpfung der Frequenzüberhöhung möglich, wodurch sich der Gradient der Turbinenleistung gleichzeitig von etwa 5 MW/s

auf 1,25 MW/s verringert. Die zusätzliche Blindleistungsspeicherung bewirkt eine weitere Steigerung der Frequenzqualität und einen noch schonenderen Turbinenbetrieb.

Speicher	-	P	P/Q
$Q_{\max}$	-	-	1 MVar
$P_{\max}$	-	8 MW	9 MW
E	-	4 kWh	5 kWh
$\Delta f_{\max}$	125 mHz	30 mHz	15 mHz
$\Delta U_{WKA,\max}$	5,5%	1%	< 0,5%
$\Delta U_{MS,\max}$	2%	< 0,5%	< 0,5%

Tabelle 3.2: Vergleich der Speicherkonzepte im Inselnetz

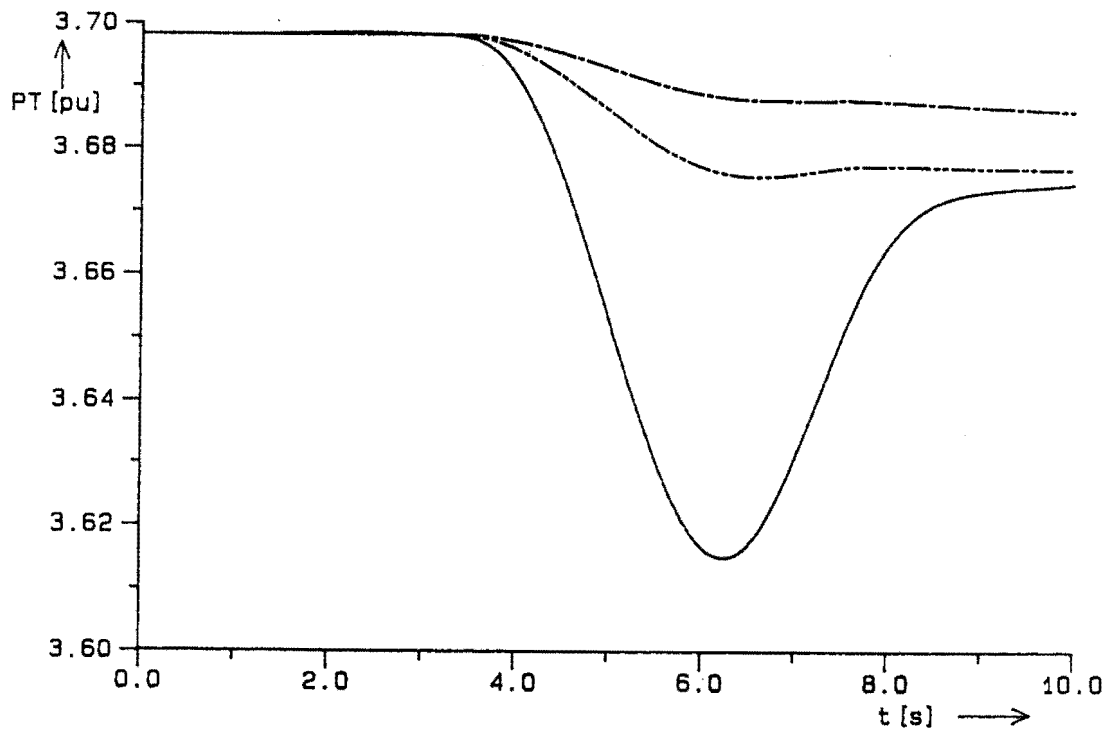


Bild 3.11: Turbinenleistung; —: ohne Speicher, - - -: P, - · - · -: P/Q

Die in diesem Bericht vorgestellten Untersuchungsergebnisse führen zu der Formulierung von grundsätzlichen Anforderungen an einen Speichereinsatz in Energieversorgungssystemen mit nennenswertem WKA-Anteil. Um eine Optimierung der Koordination eines oder mehrerer Speicher zu erreichen, werden derzeit Untersuchungen in unterschiedlichen Netzkonfigurationen hinsichtlich Speicheranzahl, Einsatzort und Speicherkapazität durchgeführt sowie alternative Regelstrategien entwickelt, die in dem jeweiligen Szenarium einen optimalen Speichereinsatz ermöglichen sollen. In diesem Zusammenhang werden zudem die Einsatzmöglichkeiten eines Hybridspeichersystems überprüft.

Th. Fabian

EV 9213, EV 9220, EV 9222

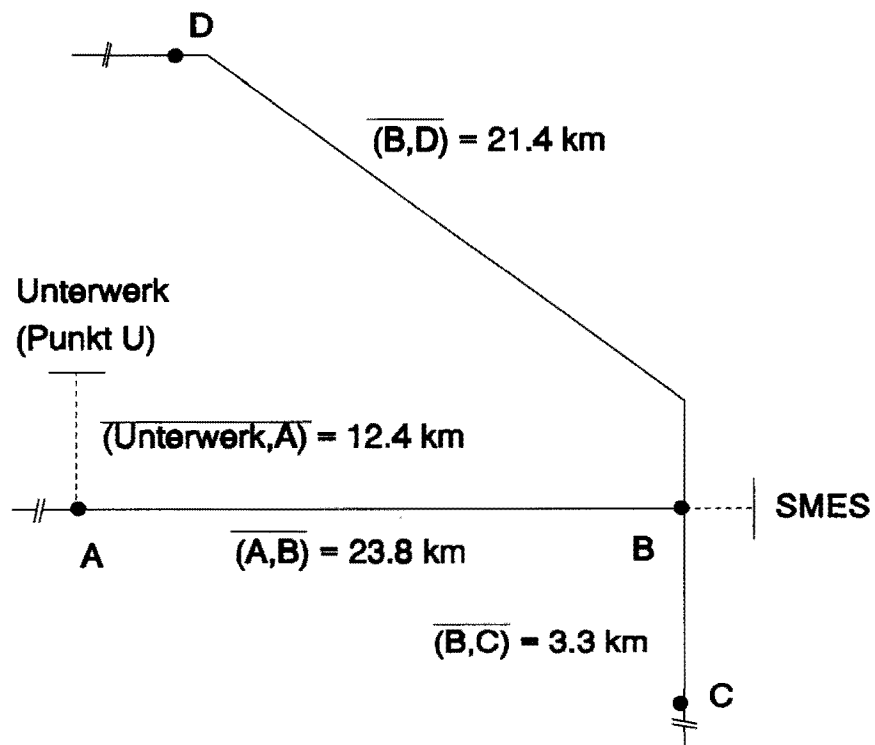
Diese Forschungsarbeit wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

### 3.2.2 SMES-Stationdimensionierung zum Lastausgleich bei unruhigen Verbrauchern

Netze der Bahnstromversorgung sind gekennzeichnet durch eine stark schwankende Verbraucherleistungsaufnahme. Mit zunehmender Erhöhung der Taktfrequenzen, aber auch durch den Einsatz neuer Hochgeschwindigkeitszüge, nähert sich die Belastung der Betriebsmittel immer mehr den zulässigen Betriebsgrenzen. Der entsprechende Ausbau der Übertragungsnetze und die Steigerung der Kraftwerksleistungen sind dazu nicht zeitkonform und in der kurz- bis mittelfristigen Ausbauplanung nicht realisierbar. Eine Lösungsmöglichkeit stellt in diesem Zusammenhang der Einsatz eines supraleitenden magnetischen Energiespeichers (SMES) dar.

Bild 3.12 zeigt eine typische 15 kV - Bahnstromversorgungssituation, auf die im weiteren ein Verfahren der Dimensionierung einer SMES-Station angewendet wird. Eine Unterstation speist über eine Oberleitung in den Punkt A eines Bahnstromversorgungsabschnittes ein. Im Punkt F, der über einen Fahrdrabt mit dem Einspeisepunkt A verbunden ist, werden zwei auslaufende Netzstrahlen gespeist. Ebenfalls in Punkt F ist der Anschluß einer SMES-Station vorgesehen. Die höchste Streckenauslastung





**Bild 3.12:** Netztopologie des 15 kV - Netzes

tritt in der Mittagszeit zwischen 12.30 Uhr und 13.30 Uhr auf. Der Fahrplan sieht für diesen Zeitabschnitt die Fahrt von sieben Zügen vor, deren charakteristische Werte Tabelle 3.3 beschreibt.

Züge	1	2	3	4	5	6	7
max. Wirkleistungsaufnahme [MW]	16,17	11,06	5,88	5,62	5,78	5,79	5,80
max. Blindleistungsaufnahme [MVar]	16,94	4,12	5,63	4,67	4,32	4,15	4,15
Rückspeisung möglich	ja	ja	ja	ja	ja	ja	ja
max. Wirkleistungseinspeisung [MW]	7,83	3,18	2,16	1,03	0,97	1,14	0,81

**Tabelle 3.3:** Leistungscharakteristika der Züge

Für die sichere Versorgung der Züge durch die Unterstation bzw. den SMES sind folgende Randbedingungen zu beachten:

- Die maximale Leistungseinspeisung in der Unterstation U ist durch den maximalen Leitungsstrom von 900 A bei maximal 16,5 kV Knotenspannung begrenzt.
- Die Spannung am Stromabnehmer der Züge muß im gesamten Netz zwischen 14 kV und 16,5 kV liegen, damit keine Betriebsstörungen auftreten.

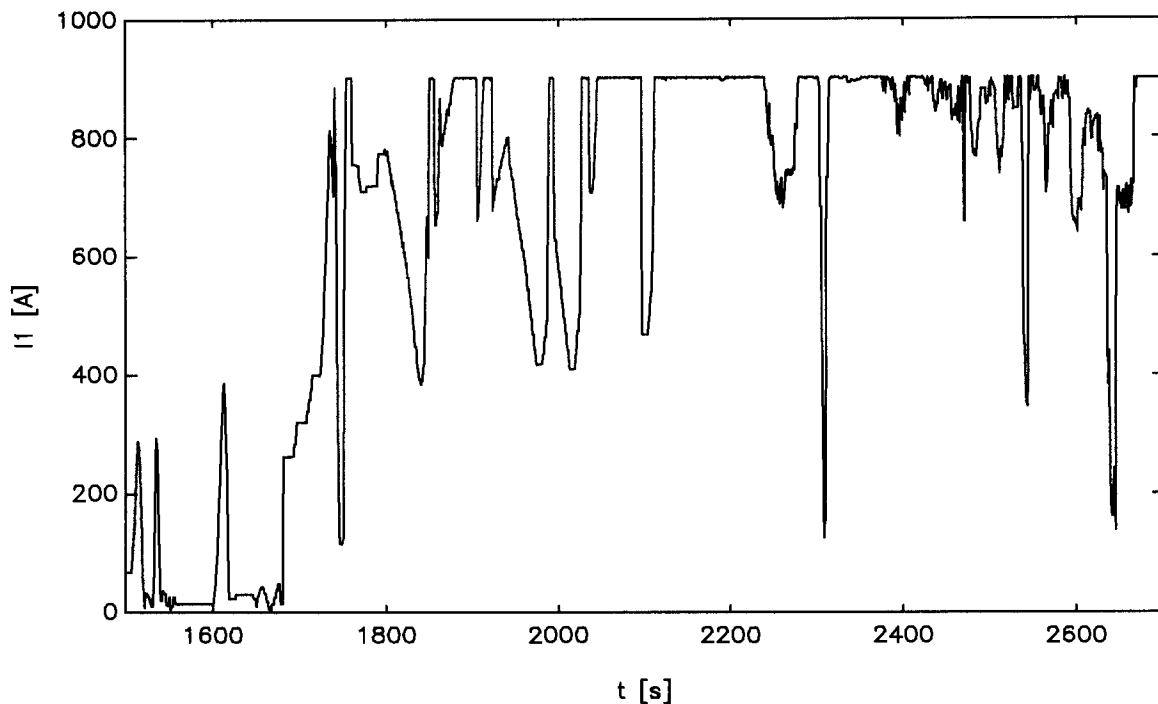
Für die Dimensionierung der SMES-Station sind in einer Datenbank für den Versorgungsabschnitt die Daten der Streckentopologie, des Fahrplans und der Zugarten abgelegt. Abhängig von den Zugbewegungen und der Zeit erfolgt in einem ersten Schritt ein Netztopologieaufbau. Daraufhin wird die Belastung der vom SMES-Anschlußknoten abgehenden Strahlen berechnet, wobei der SMES-Knoten mit  $U = 16$  kV Bezugsknoten ist. Läßt der aktuelle Energieinhalt des SMES eine Aufladung zu, werden die Ergebnisse der Lastflußrechnung um die maximale SMES-Aufladung erweitert. Ein iterativer Prozeß berechnet nun den Lastfluß für den Versorgungsabschnitt unter den Randbedingungen der begrenzten Einspeiseleistung des Unterwerkes und des zulässigen Spannungsprofils am Fahrdraht in Abhängigkeit der aktuellen Position aller Züge. Bei einer vollständigen Aufladung des SMES ist es möglich, daß der Spannungsbetrag der Referenzspannung zu gering ist. Der festgelegte Spannungsbetrag im Anschlußknoten des Unterwerkes ( $U = 16,5$  kV) ist nicht einstellbar. In einem solchen Fall wird der Spannungsbetrag im Referenzknoten angehoben und der Algorithmus startet an der Stelle der Lastflußrechnung der vom SMES-Knoten abgehenden Strahlen erneut, bis die Bedingung des festgelegten Spannungsbetrages im Anschlußpunkt des Unterwerkes erfüllt ist.

Zu Beginn der Simulation ist die maximale Nettospeicherkapazität des SMES zu Null gesetzt. Wird bei der schrittweisen Überprüfung des Energieinhaltes des SMES festgestellt, daß der aktuelle Energieinhalt kleiner als Null ist, startet der gesamte Algorithmus mit einer Erhöhung der maximalen Nettospeicherkapazität um den frei wählbaren Wert  $\Delta E$  erneut, bis diese Randbedingung nicht mehr verletzt wird.

Die Anwendung des beschriebenen Algorithmus auf die Versorgungssituation ergibt für die Auslegung der SMES-Station (es gilt das Erzeugerzählpeilsystem: pos.: Leistungseinspeisung, neg.: Leistungsaufnahme):

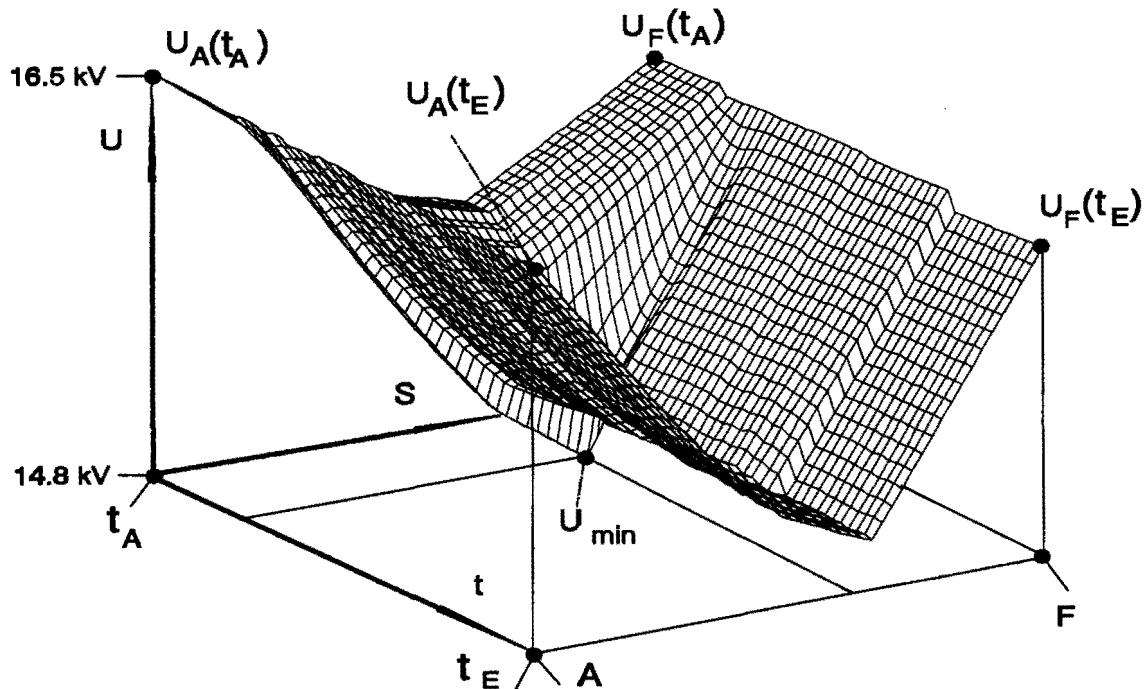
max. Ladeleistung (festgelegt):	$P_{\text{SMES}} = -8 \text{ MW}$
max. Leistungseinspeisung:	$P_{\text{SMES}} = 10 \text{ MW}$ , $Q_{\text{SMES}} = 11 \text{ MVar}$
max. Scheinleistung:	$S_{\text{SMES}} = 13 \text{ MVA}$
min. Nettospeicherkapazität:	$E_{\text{SMES}} = 105 \text{ kWh}$

Den Einspeisestrom  $I_1$  im Unterwerk U zeigt Bild 3.13. Die mögliche Unterwerks-einspeisung wird gut ausgenutzt, ohne die Randbedingungen zu verletzen. Die



**Bild 3.13:** Verlauf des Einspeisestroms  $I_1$  der Unterstation

Spannungen am Stromabnehmer der Züge sind im Hinblick auf das geforderte Spannungsprofil unkritisch. Die minimal auftretende Spannung auf der Verbindungsleitung zwischen den Punkten A und F tritt zur Zeit  $t = 2463 \text{ s}$  bei 13,3 km Fahrweg (von A gezählt) auf und beträgt 14,8 kV. Bild 3.14 zeigt dazu das Spannungsprofil zwischen A und F im Zeitbereich von  $t = 2450 \text{ s}$  bis  $2500 \text{ s}$ . Mit der angegebenen Auslegung der SMES-Station ist die zuverlässige und ausreichende Versorgung der Verbraucher in diesem Bahnabschnitt gesichert. Die Analyse des SMES-Einsatzes zeigt, daß dabei vorhandene Betriebsmittel besser ausgenutzt werden. Im Hinblick auf eine Erweiterung



**Bild 3.14:** Spannungverlauf zwischen A und F; Zeitbereich 2450 s - 2500 s;  
 $U_{\min}(2463 \text{ s}, 13,3 \text{ km}) = 14,8 \text{ kV}$

der Auslastung des Schienennetzes leistet ein SMES mit einer vergleichsweise geringen Speicherkapazität somit einen wichtigen Beitrag zur Vergleichmäßigung der auftretenden Belastungssituationen. Dadurch konnte gezeigt werden, daß der SMES ein interessantes neues Betriebsmittel der Bahnstromversorgung werden könnte. Zunehmende Restriktionen in der Bahnstromversorgung sind mit einem SMES effektiv zu überwinden.

C. Damschen

EV 9229

### 3.2.3 Kraftwerksmodell zur Untersuchung von Wirkleistungssekundenreserve - Maßnahmen in Kombination mit dezentralen Energiespeichern

Die Betrachtung von Netzstörungen infolge eines großen Ausfalls von Erzeugerleistung führt zu hohen Anforderungen in Bezug auf die vorzuhaltende Wirkleistungssekundenreserve (WSR). Die Problematik der WSR ist dadurch verschärft, daß sich heute viele große Kraftwerksblöcke nicht oder nicht ausreichend an der Primärregelung beteiligen.

Durch teilweise genehmigungsrechtlich bedingte Konzentration von Kraftwerksblöcken an wenigen Standorten steigt außerdem die Gefahr, daß mehrere Blöcke zeitgleich vom Netz getrennt werden. Um auch weiterhin eine qualitativ hochwertige Versorgung der Verbraucher unter Vermeidung des frequenzabhängigen Lastabwurfs zu garantieren, muß die Primärregelung stets eine minimale Frequenz von 49 Hz gewährleisten.

Die hierzu erforderliche Aktivierung von WSR kann in thermischen Kraftwerken nur durch zusätzliche Inanspruchnahme von Wärmespeichern erfolgen. Eine heute weit verbreitete Möglichkeit der Vorhaltung von WSR ist die Androsselung der Hochdruckventile. Gegenüber einer Fahrweise mit voll geöffneten Turbinenventilen beeinträchtigt jedoch die Androsselung der HD-Stellventile den Netto-Wärmeverbrauch des Kraftwerkes sowohl durch die Änderung des Enthalpie-Gefälles als auch durch eine höhere Speisepumpenleistung und den Leckverlust der androsselten Stellventile. An dieser Stelle werden deshalb hinsichtlich einer Entlastung der Kraftwerke erste Untersuchungen bzgl. der Momentanreserve-Bereitstellung mit Hilfe eines SMES vorgestellt. Gegenstand dieser Untersuchungen ist die Momentanreserve-Bereitstellung durch eine Kombination von:

- Androsselung der HD-Stellventile
- Einsatz eines SMES.

In diesem Zusammenhang soll die Kapazität des SMES in Abhängigkeit von dem Drosselgrad der HD-Stellventile dargestellt werden. Hierzu wird eine einfache Versorgungssituation betrachtet, bei der ein Kraftwerk einen Verbraucher versorgt. Das System wird nun durch eine sprungförmige Änderung der Kraftwerksbelastung zur Zeit  $t = 0$  s angeregt.

Somit gilt für die momentane Wirkleistungsbilanz:

$$\Delta P_L = \frac{d}{dt} E_{kin}(t) + P_{Prim}(t) + \Delta P_{Sek}(t) + \frac{d}{dt} E_{SMES}(t)$$

Bis zu einem Zeitpunkt  $t = T_{Sek}$ , in dem die Wärmeleistungserhöhung des Kraftwerkes dem Lastsprung  $\Delta P_L$  entspricht, muß die zusätzliche Last  $\Delta P_L$  durch Ausspeicherung von Rotationsenergie aus den rotierenden Massen ( $dE_{kin}/dt$ ), Bereitstellung der Primärregelleistung  $P_{Prim}(t)$ , Erhöhung der Wärmeleistung des Kraftwerkes  $\Delta P_{Sek}(t)$  und

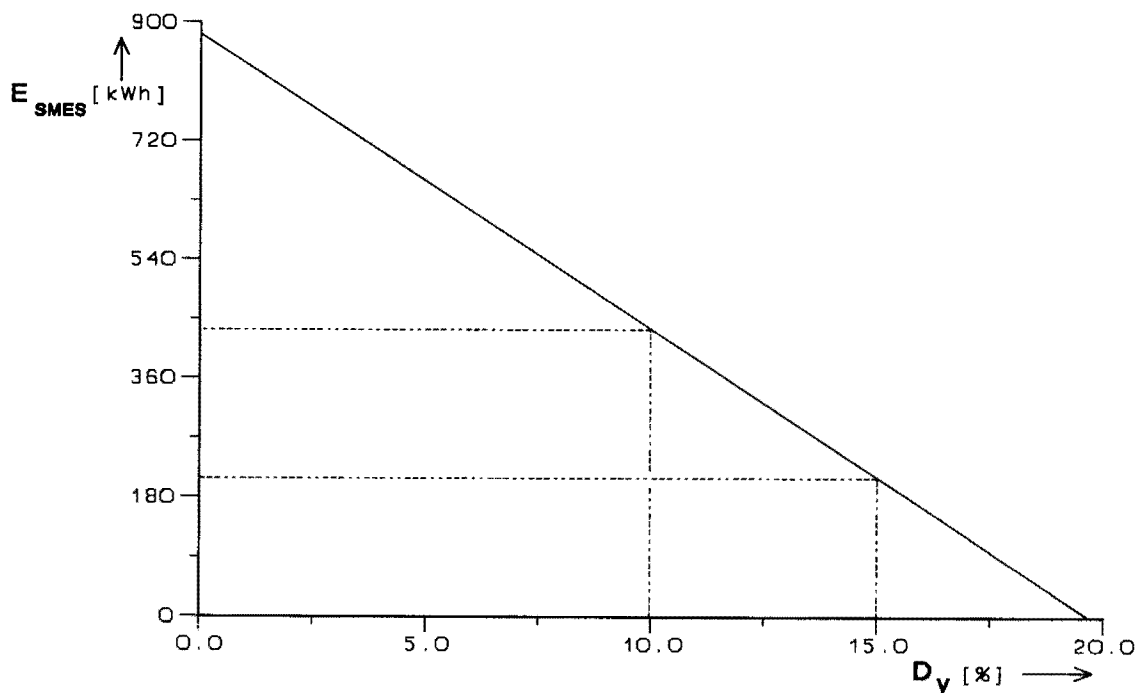
durch die Leistungsabgabe des SMES ( $dE_{SMES}/dt$ ) gedeckt werden. Hiervon ausgehend ergibt sich die Androsselung  $D_y$  in Abhängigkeit von der Änderung des Energieinhaltes des SMES  $\Delta E_{SMES}$ , der Höhe des Lastsprunges  $\Delta P_L$  und dem zulässigen Frequenzminimum  $f_{min}$  zu:

$$D_y = \frac{K_1}{MW} \Delta P_L - \frac{K_2}{MWS} \Delta E_{SMES} - K_3 s^2 \cdot ((50Hz)^2 - f_{min}^2)$$

mit  $K_1, K_2, K_3$  : Konstanten

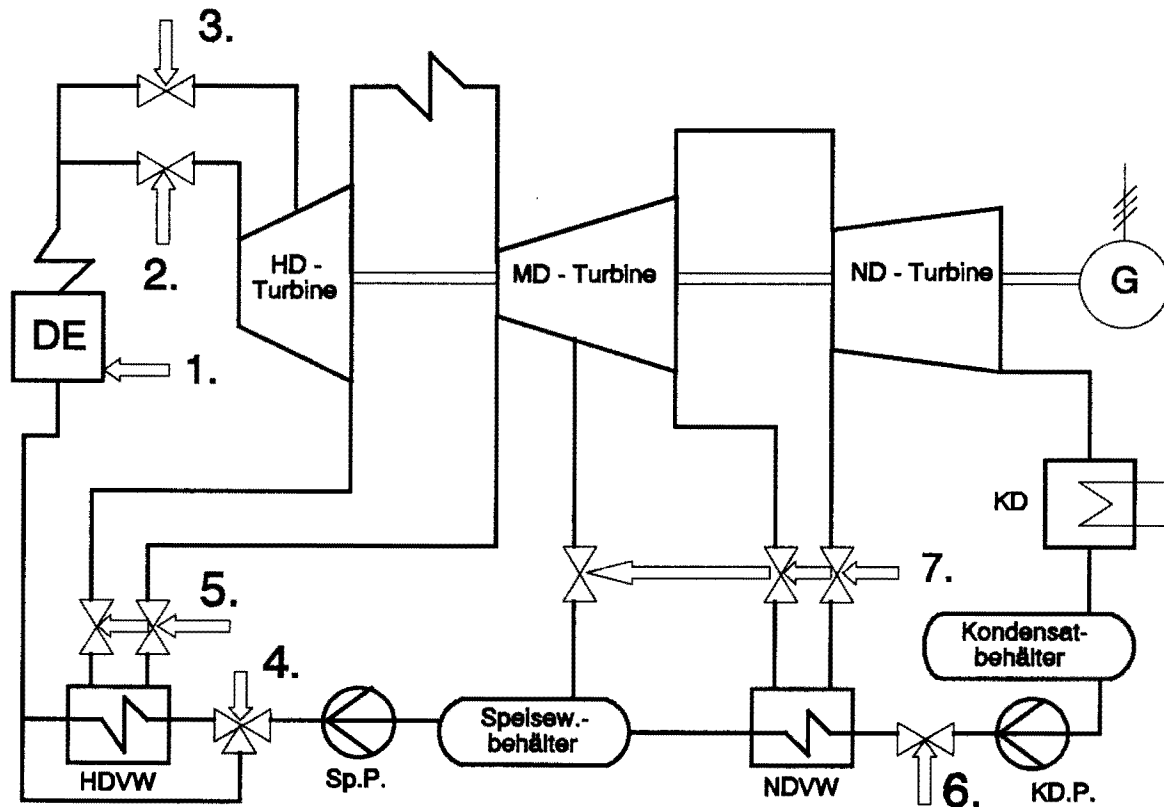
Nachfolgend wird ein Ladezustand des SMES von 100% zur Zeit  $t = 0$  s angenommen. Damit kann die Kapazität des SMES der Änderung des Energieinhaltes des SMES  $\Delta E_{SMES}$  gleichgesetzt werden.

Der Beitrag eines SMES zur Entlastung des Kraftwerkes ist in Bild 3.15 anhand der Androsselung  $D_y = f(E_{SMES})$  für einen Lastsprung von  $\Delta P_L = 5,0\% P_{N2}$  und ein Frequenzminimum von  $f_{min} = 49$  Hz dargestellt. Hierbei ist Bild 3.15 zu entnehmen, daß SMES mit einer Kapazität im Bereich einiger 100 kWh einen deutlichen Beitrag zur Reduktion der Androsselung der HD-Stellventile leisten können. Neben der Nutzung



**Bild 3.15:** Reduktion der Androsselung  $D_y$  in Abhängigkeit von der Speicherkapazität  $E_{SMES}$  des SMES

von dampfseitigen Wärmespeichern durch die Androsselung der Hochdruckturbinenventile ist allerdings auch eine Nutzung der wasserseitigen Wärmespeicher möglich. Sowohl auf der Hochdruck- als auch auf der Niederdruckwasserseite befinden sich derartige Speicher in Form der Wasserseite des Dampferzeugers, der Hochdruck- und Niederdruckvorwärmer und des Speisewasserbehälters mit Entgaser. Die damit insgesamt zur Verfügung stehenden Möglichkeiten im Hinblick auf eine Erhöhung der Kraftwerksleistung sind in Bild 3.16 dargestellt.



**Bild 3.16:** Maßnahmen zur kraftwerksseitigen Leistungserhöhung

Eine dauerhafte Maßnahme zur Leistungserhöhung stellt

- (1.) die Erhöhung von Feuerleistung und Speisewasserstrom

dar, während zur zeitlich begrenzten Leistungserhöhung heute

- (2.) die Reduktion der Androsselung der HD-Stellventile
- (3.) die Reduktion der Androsselung der HD-Stufenventile
- (4.) das wasserseitiges Umfahren der Hochdruckvorwärmer
- (5.) das Schließen der dampfseitigen Anzapfventile der HD-Vorwärmer

- (6.) das Drosseln des Kondensatstroms
- (7.) das Drosseln der ND-Anzapfventile

oder eine Kombination dieser Maßnahmen angewendet wird.

Die Bereitstellung einer Leistungsreserve mit Hilfe der Maßnahmen 2-7 ist im Normalbetrieb des Kraftwerks stets mit Verlusten und hieraus resultierenden höheren Kosten verbunden.

Für eine umfassende Untersuchung der Wirtschaftlichkeit der hier betrachteten Kombination von SMES und Androsselung der HD-Stellventile und im Hinblick auf einen Vergleich weiterer in Bild 3.16 dargestellter kraftwerksseitiger Maßnahmen der Momentanreserve-Bereitstellung mit dem Einsatz von SMES ist ein detailliertes thermodynamisches Kraftwerksmodell entwickelt worden. Das nun vorliegende Kraftwerksmodell bildet die Grundlage durchzuführender Arbeiten bzgl. des SMES-Einsatzes zur Bereitstellung von Momentanreserve.

C. Damschen, Th. Stephanblome

EV 9212

#### 3.2.4 Bestimmung des SMES-Einsatzortes mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse

Der kraftwerksnahe Einsatz eines SMES mit einer Kapazität im Bereich einiger 100 kWh ermöglicht eine Verbesserung der statischen und transienten Stabilität, wie sie mit Hilfe konventioneller Methoden nicht erzielt werden kann. Im Hinblick auf die Untersuchung des SMES-Einsatzes in Netztopologien mit mehreren Kraftwerkseinspeisungen müssen Kriterien für die Optimierung des SMES-Einsatzortes gefunden werden. In diesem Zusammenhang ermöglicht eine Sensitivitätsanalyse der dominanten Systemeigenwerte einen bzgl. der statischen Stabilität optimalen Einsatzort zu bestimmen.

Grundlage für die Sensitivitätsanalyse ist die Berechnung sämtlicher Eigenwerte des zu untersuchenden elektrischen Energieversorgungssystems der Ordnung  $n$ . Dabei sind jedoch nicht alle  $n$  Eigenwerte  $\lambda_i$  ( $i=1, \dots, n$ ) von gleicher Bedeutung für die Dynamik des



Systems. Deshalb wird für alle Eigenwerte des Systems das Litzsche Dominanzmaß berechnet, das den Einfluß des Eigenwertes  $\lambda_j$  auf sämtliche Zustandsgrößen  $x_k$  ( $k=1, \dots, n$ ) des Systems angibt. Somit erfolgt dann die Bestimmung der  $m$  Eigenwerte  $\lambda_j$  ( $j=1, \dots, m$ ), die den größten Einfluß auf die Systemdynamik haben. Mit Hilfe einer anschließenden Sensitivitätsanalyse werden die Empfindlichkeit des Eigenwertes  $\lambda_j$  in Abhängigkeit eines Systemparameters  $K_p$  entsprechend

$$\frac{d\lambda_j}{dK_p} = \underline{v}_j^T \cdot \frac{\partial \underline{A}}{\partial K_p} \cdot \underline{v}_j$$

mit:  $\underline{v}_j$ :  $j$ -ter Eigenvektor;  $\underline{A}$ : Systemmatrix

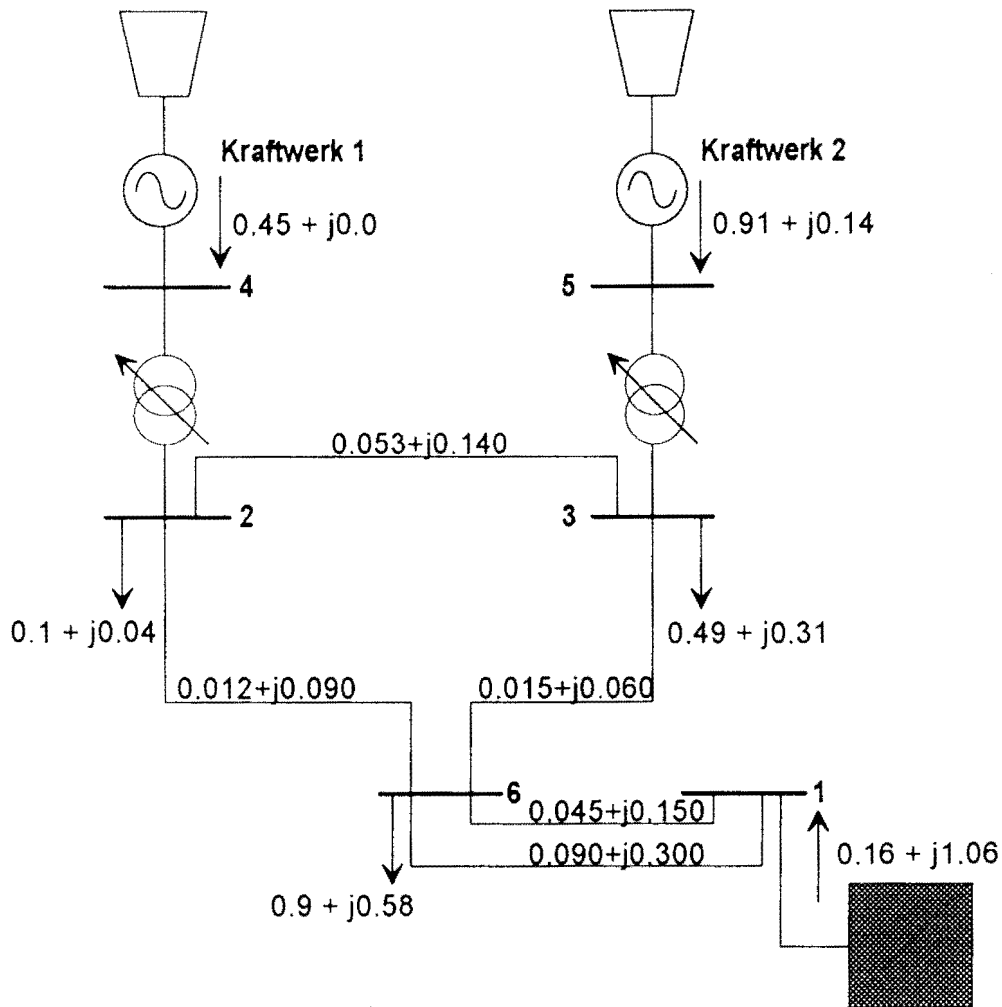
berechnet. Es ist nun möglich, den dominanten Systemeigenwerten Sensitivitätskoeffizienten in Bezug auf die Kraftwerksparameter  $K_{p,KWl}$  der  $l$ -ten Kraftwerkseinspeisung zuzuordnen. Ausgehend von einer vergleichenden Bewertung dieser Sensitivitätskoeffizienten bzgl. der vorhandenen Kraftwerkseinspeisungen läßt sich die Kraftwerkseinspeisung identifizieren, die den größten Einfluß auf den dominanten Eigenwert  $\lambda_j$  hat. Der SMES kann dieser Kraftwerkseinspeisung im Hinblick auf eine optimale Stabilisierung dieser Eigenbewegung zugeordnet werden. Die dominanten Eigenwerte werden dann in Abhängigkeit der noch zu bestimmenden SMES-Parameter  $K_{p,SMES}$  dargestellt. Die Optimierung der SMES-Parameter  $K_{p,SMES}$  erfolgt unter Berücksichtigung einer möglichst guten Dämpfung aller dominanten Eigenbewegungen.

Das beschriebene Verfahren wird auf das in Bild 3.17 dargestellte elektrische Energieversorgungssystem angewendet. Der betrachtete Netzbezirk enthält zwei Kraftwerkseinspeisungen und ist über eine Verbundleitung an ein leistungsstarkes Netz angebunden. Um nun eine größtmögliche Verbesserung der statischen Stabilität durch Einsatz eines SMES zu erreichen, ist zu prüfen, ob der SMES an Kraftwerk 1 oder an Kraftwerk 2 plaziert werden muß.

Ausgehend von einer Linearisierung um den durch die Lastflußrechnung gegebenen Arbeitspunkt des Systems (Bild 3.17) können zwei dominante Eigenwerte des Systems bestimmt werden:

$$\lambda_1 = -0,729 + j1,158$$

$$\lambda_2 = -0,328 + j0,897$$



**Bild 3.17:** Netztopologie (Alle Angaben in pu;  $U_B = 220$  kV,  $S_B = 800$  MVA)

Im Hinblick auf einen kraftwerksnahen SMES-Einsatz werden die Sensitivitätskoeffizienten in Bezug auf die Kraftwerksparameter  $K_{p,KWl}$  ( $l=1,2$ ) der beiden Kraftwerkseinspeisungen berechnet. Somit ist eine lokale Zuordnung der dominanten Eigenbewegungen zu den beiden Kraftwerkseinspeisungen möglich.

Eigenwert	Sensitivitätskoeffizient	örtliche Zuordnung
$\lambda_1$	Kraftwerk 1: 16,679 Kraftwerk 2: 2,345	Kraftwerk 1
$\lambda_2$	Kraftwerk 1: 1,297 Kraftwerk 2: 4,356	Kraftwerk 2

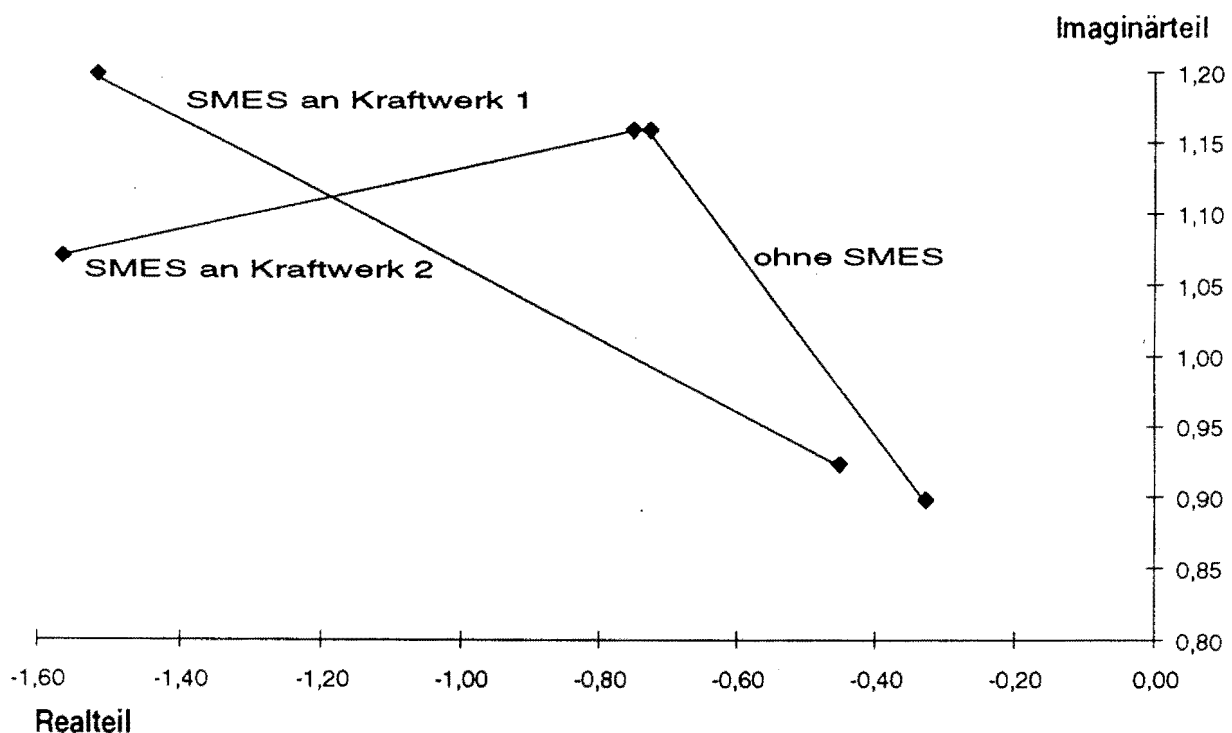
Der Eigenwert  $\lambda_2$  mit der schwächsten Dämpfung kann dem Kraftwerk 2 zugeordnet werden. Eine möglichst weitgehende Verbesserung der statischen Stabilität erfordert in diesem Zusammenhang den Einsatz eines SMES in Verbindung mit dem Kraftwerk

2. Es wird in einem ersten Ansatz ein SMES mit Frequenz-/Wirkleistungsregelung und Spannungs-/Blindleistungsregelung betrachtet, so daß bei reiner P-Regelung des SMES zwei Verstärkungsfaktoren in Bezug auf die statische Stabilität des Systems zu optimieren sind. Ausgehend von den Ortskurven der vier dominanten Eigenwerte bei Variation der Verstärkungsfaktoren werden die Verstärkungsfaktoren so gewählt, daß die vier dominanten Eigenbewegungen gut gedämpft werden und keine zu hohen Schwingungsfrequenzen aufweisen.

In Bild 3.18 ist die statische Stabilität für das System

- ohne SMES
- mit SMES-Einsatz an Kraftwerk 1
- mit SMES-Einsatz an Kraftwerk 2

anhand der dominanten Eigenwerte  $\lambda_1$  und  $\lambda_2$  dargestellt (Darstellung der Eigenwerte mit positivem Imaginärteil). Hierbei sind die SMES-Parameter in Bezug auf den jeweiligen Einsatzort optimiert.



**Bild 3.18:** Dominante Eigenwerte  $\lambda_1$  und  $\lambda_2$

Die Darstellung der Eigenwerte in Bild 3.18 bestätigt die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse hinsichtlich einer größtmöglichen Verbesserung der statischen Stabilität durch einen SMES-Einsatz am Kraftwerk 2.

Gegenstand laufender Arbeiten ist eine Anwendung des hier dargestellten Verfahrens zur Einsatzortbestimmung des SMES in Zusammenhang mit einer Koordination von Kraftwerks- und SMES-Regelung. Darüberhinaus wird zur Zeit im Rahmen einer Zusammenarbeit mit dem Siberian Energy Institute in Irkutsk (GUS) die SMES-Einsatzortplanung in komplexen, praxisnahen Netztopologien anhand einer Strukturreduktion des Netzes und anschließender Sensitivitätsanalyse des strukturreduzierten Netzes (s.o.) vorgenommen.

Th. Göke, Th. Stephanblome

EV 9233

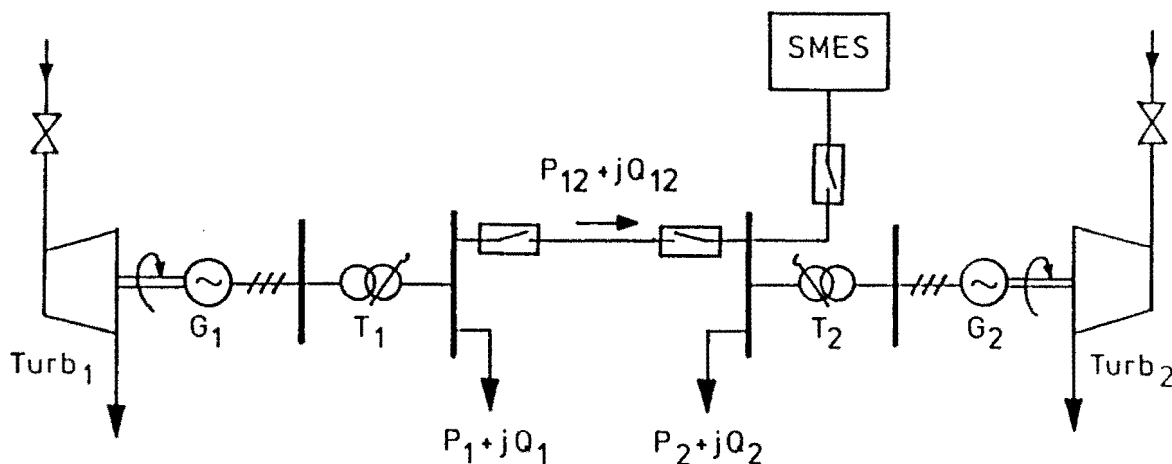
### 3.2.5 Anforderungen an Regelungskonzept und Dimensionierung eines SMES

Im Hinblick auf einen wirtschaftlichen Einsatz ist die simultane Erfüllung verschiedener Anforderungen des Netzbetriebes die zentrale Aufgabe eines SMES. In diesem Zusammenhang stellt der Entwurf einer SMES-Regelung zur zeitrichtigen Aktivierung von Wirk- und Blindleistung eine wesentliche Aufgabe bei der Entwicklung eines SMES-Systems dar. An entsprechender Stelle wurde im Vorjahr unter Verwendung des linearisierten Modells eines Zweimaschinen-Systems gezeigt, daß bei Einsatz eines SMES an einem primärgeregelten Kraftwerk durch die Koordination von SMES- und Blockregelung eine Entlastung des Turbinenregelkreises bei gleichzeitiger Verbesserung der statischen Stabilität bewirkt werden kann. In einem ersten Ansatz erfolgte dabei die Koordination von SMES- und Blockregelung mit Hilfe einer Zustandsregelung (ZSR).

Inwieweit ein SMES die an ihn gestellten Anforderungen erfüllen kann, wird einerseits durch das Regelkonzept aber andererseits auch gerade im Hinblick auf eine Verbesserung der transienten Stabilität durch die maximale Leistung des Konverters  $P_{\text{Konv}}$  bzw. durch die Entladezeit  $T_{\text{EL}}$  der supraleitenden Spule bestimmt. Hierbei ist die Entladezeit  $T_{\text{EL}}$  die Zeit, in der der SMES mit maximaler Leistung ge- bzw. entladen

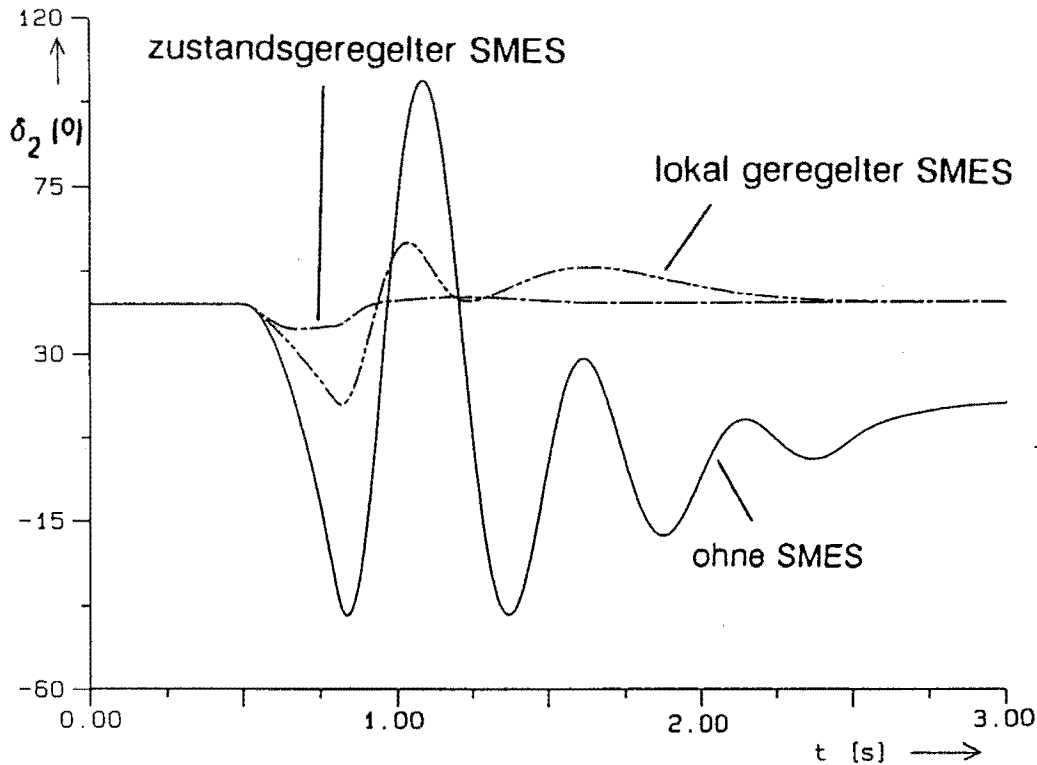
werden kann. Die Begrenzung ist dabei durch die im Supraleiter hervorgerufenen Wechselfeldverluste und elektromagnetischen Kopplungen gegeben, denn der Hochstromsupraleiter trägt den Strom nur verlustfrei als Gleichstrom im Gleichfeld. Im Falle einer großen Konverterleistung  $P_{Konv}$  und der damit verbundenen hohen Wechselfeldbeanspruchung des Supraleiters müssen bei der Konzeption und der Herstellung des Supraleiters bzw. bei der Auslegung des Kühlsystems kostenintensive Maßnahmen zur Verringerung bzw. Abführung der entstehenden Verluste ergriffen werden.

Im folgenden wird deshalb dargestellt, inwieweit das SMES-Regelkonzept zu einer Reduktion der Konverterleistung  $P_{Konv}$  beitragen kann. Hierzu wird die Verbesserung der transienten Stabilität durch den kraftwerksnahen SMES-Einsatz mit Hilfe eines nichtlinearen Modells des schon im Vorjahr betrachteten Zwei-Maschinen-Systems (Bild 3.19) untersucht, wobei sowohl eine ZSR als auch eine lokale Frequenz-Wirkleistungs/-Spannungs-Blindleistungsregelung (FPUQR) des SMES berücksichtigt wird.



**Bild 3.19:** Zweimaschinensystem

Die Kapazität des SMES ist nachfolgend im Zusammenhang mit einer Entlastung der Primärregelung zu  $E_{SMES} = 100$  kWh festgelegt. Ein dynamischer Ausgleichsvorgang wird durch eine dreipolige Kurzunterbrechung ( $T_{ku} = 0,3$  s) der Verbundleitung zwischen Kraftwerk 1 und Kraftwerk 2 (Bild 3.19) zum Zeitpunkt  $t = 0,5$  s angeregt. Die transiente Stabilität im Anschluß an die Kurzunterbrechung ist in Bild 3.20 beispielhaft anhand der Polradauslenkung des Generators 2 dargestellt. Hierbei beträgt die Konverterleistung zunächst  $P_{Konv} = 100$  MW.

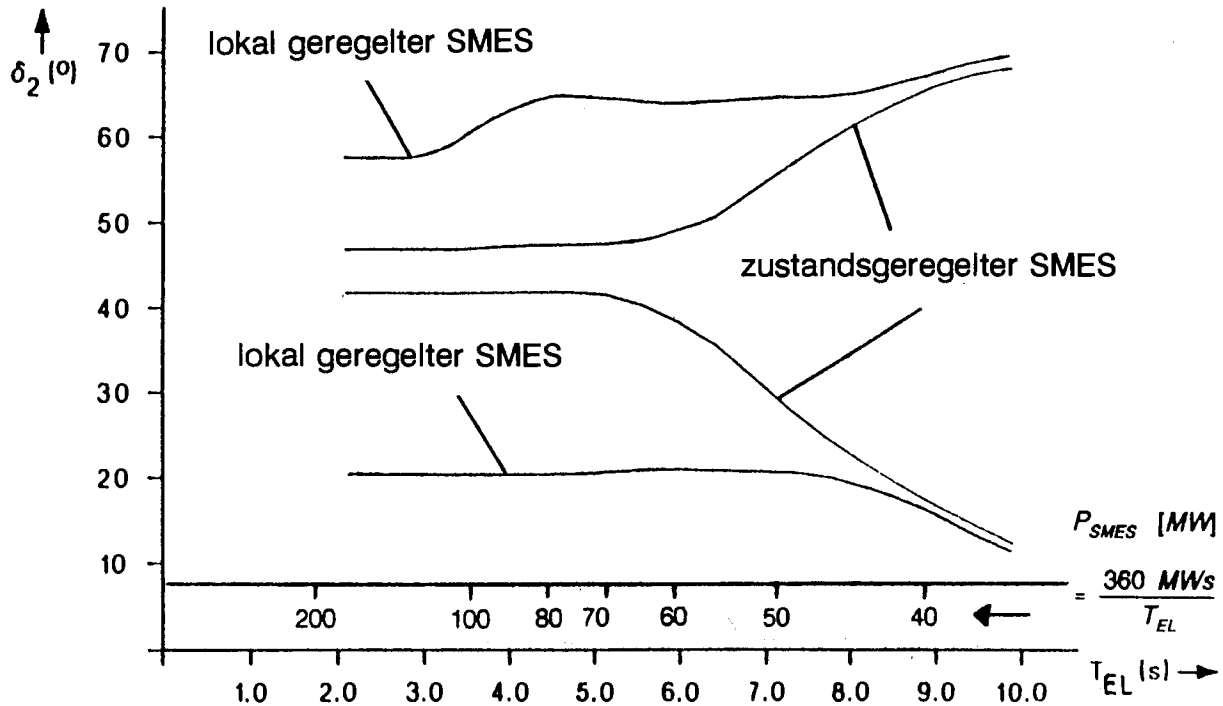


**Bild 3.20:** Polradwinkel des Generators 2

Der SMES-Einsatz führt zu einer Generatorstabilisierung, wie sie mit konventionellen Methoden nicht erzielt werden kann. Die maximale Generatorstabilisierung wird dabei durch den Einsatz eines Zustandsreglers erreicht. Vergleichbare Ergebnisse ergeben sich bei der Betrachtung der Generatorklemmenspannung.

Als Kenngröße für die transiente Stabilität des Systems und die Drehmomentbeanspruchung der Turbinenwelle des Kraftwerkes 2 ist nun in Bild 3.21 für die Kurzunterbrechung der Leitung die minimale und die maximale Polradauslenkung des Generators 2 im Anschluß an die oben beschriebene Kurzunterbrechung bei variabler Konverterleistung  $P_{\text{Konv}}$  dargestellt. Bei einer mit  $E_{\text{SMES}} = 100 \text{ kWh}$  festgelegten Kapazität des SMES (s.o.) ergibt sich dabei die Entladezeit der supraleitenden Spule zu:  $T_{\text{EL}} = 100 \text{ kWh}/P_{\text{Konv}}$  (Bild 3.21).

Während der Kurzunterbrechung der Leitung wirkt der SMES durch Wirkleistungsbereitstellung der Abbremsung des Generators 2 entgegen. Aufgrund einer zunehmend geringer werdenden Abweichung zwischen der von der ZSR geforderten SMES-Wirkleistungsbereitstellung  $P_{\text{Soll}}$  und der durch den Konverter begrenzten maximal möglichen Wirkleistungsbereitstellung  $P_{\text{Konv}}$  führt der Einsatz eines SMES mit ZSR für  $40 \text{ MW} < P_{\text{Konv}} < 70 \text{ MW}$  zu einer zunehmenden Anhebung des unmittelbar vor



**Bild 3.21:** Maximale und minimale Polradwinkel des Generators 2

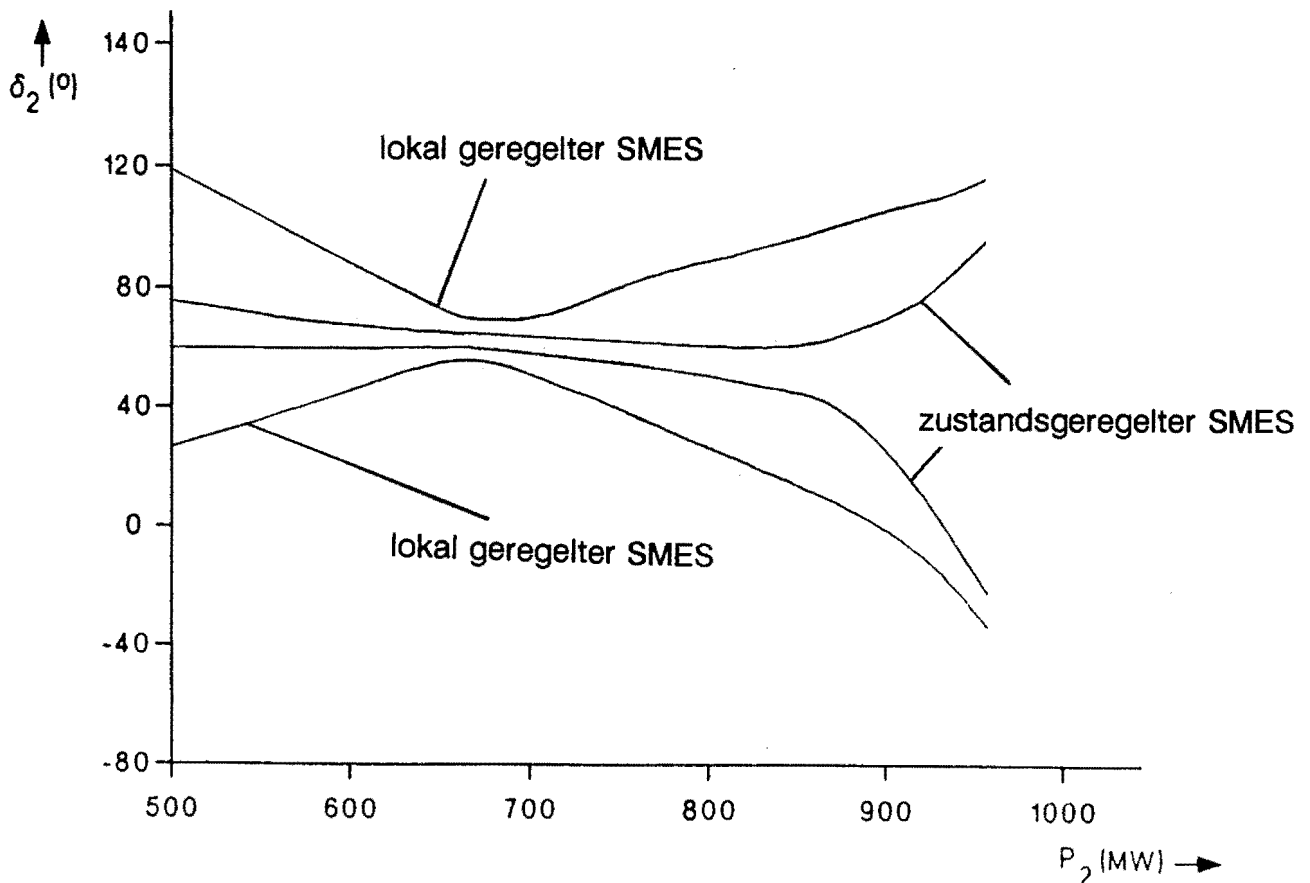
Wiederzuschalten der Leitung auftretenden Polradwinkelminimums. Beim Einsatz eines SMES mit FPUQR hat aufgrund des relativ trägen Eingangssignals Frequenz und der damit verbundenen vergleichsweise geringen Leistungsanforderung bereits eine Konverterleistung von  $P_{Konv} > 50$  MW keinen Einfluß mehr auf das Minimum der Polradauslenkung. Die unmittelbare Folge hiervon ist eine vergleichsweise stärkere Abbremsung des Generators 2 bei Verwendung eines SMES mit FPUQR (Bild 3.21). Diese stärkere Abbremsung des Generators 2 zum Zeitpunkt des Wiederzuschaltens der Verbundleitung und die Frequenz als einziges Eingangssignal der FPUQR des SMES führen nachfolgend zu einer Polradpendelung, deren Dämpfung nach Wiederzuschalten der Leitung mit einer Leistungsanforderung an den SMES mit FPUQR verbunden ist, welche erst für eine Konverterleistung von  $P_{Konv} = 150$  MW entsprechend einer Entladezeit  $T_{EL} = 2,5$  s realisiert werden kann. Der Einsatz eines SMES mit ZSR ermöglicht demgegenüber eine maximale Dämpfung des Polradüberschwingens für eine Konverterleistung von lediglich  $P_{Konv} = 70$  MW. Bei Einsatz eines SMES mit ZSR ist deshalb eine Konverterleistung  $P_{Konv} > 70$  MW entsprechend einer Entladezeit  $T_{EL} < 5$  s nicht erforderlich.

Insgesamt gesehen gewährleistet der SMES mit ZSR eine gleichmäßigere Ausnutzung der möglichen Stromänderungsgeschwindigkeit in den Bereichen Ladung und Entladung des SMES im Vergleich zum SMES mit FPUQR. Hierbei bewirkt der SMES

mit ZSR eine vergleichsweise stärkere Dämpfung der auftretenden Polradpendelungen (Bild 3.21).

Sowohl die FPUQR als auch die ZSR des SMES werden anhand des linearen Zwei-Maschinen-Modells für einen bestimmten Arbeitspunkt optimiert. Der Betriebszustand variiert aber vor allem aufgrund der im Bereich der Verbraucher ständig auftretenden Lastschaltungen. Es muß deshalb geprüft werden, inwieweit die nicht adaptiv ausgelegte FPUQR bzw. ZSR des SMES robust gegenüber Lastschwankungen im Bereich der Verbraucher ist.

Die Grundlage für die nachfolgend dargestellten Untersuchungen ist dabei wiederum die dreipolige Kurzunterbrechung ( $T_{KU} = 0,3$  s) der Verbundleitung zwischen Kraftwerk 1 und Kraftwerk 2 (Bild 3.19) zum Zeitpunkt  $t = 0,5$  s. Als Maß für die transiente Stabilität und die Drehmomentbeanspruchung des Generators 2 sind im Bild 3.22 die maximalen und minimalen Polradauslenkungen bei variabler Wirkbelastung im Knoten 2 dargestellt.



**Bild 3.22:** Maximale und minimale Polradwinkel des Generators 2



Sowohl die FPUQR als auch die ZSR des SMES wurden mittels des linearisierten Zwei-Maschinen-Modells für einen bestimmten Betriebszustand des Systems optimiert. Deshalb ergibt sich, wie aus Bild 3.21 zu erkennen ist, die beste Systemstabilität für die Belastungssituation ( $B_{opt}$ ), für die die Regelung des Systems mit Hilfe des linearisierten Modells optimiert wurde. In diesem Betriebszustand wird das während der Kurzunterbrechung auftretende Wirkleistungsdefizit fast vollständig durch den SMES ausgeglichen, so daß nur geringfügige Auslenkungen des Polrades erfolgen. Aufgrund der relativ trägen Reaktion der Frequenz auf die Kurzunterbrechung ist der SMES mit FPUQR jedoch nicht in der Lage, das auftretende Wirkleistungsdefizit so schnell zu kompensieren wie der SMES mit ZSR. Deshalb wird das Polrad bei der Belastung  $B_{opt}$  unter Berücksichtigung eines SMES mit FPUQR stärker ausgelenkt als unter Berücksichtigung eines SMES mit ZSR. Die weitere Betrachtung von Bild 3.21 zeigt, daß sich die Auslenkung des Polrades bei Berücksichtigung eines SMES mit ZSR für einen weiten Variationsbereich der Belastung ( $500 \text{ MW} < P_{L2} < 850 \text{ MW}$ ) in relativ engen Grenzen hält. Für den SMES mit FPUQR hingegen ist ein ausgeprägtes Minimum der Polradauslenkung für die Belastung  $B_{opt}$ , die zur Auslegung der Regeldienste, zu erkennen.

Oberhalb einer Belastung  $P_{L2} > 850 \text{ MW}$  wird die statische Stabilität des Zwei-Maschinen-Systems aufgrund des ansteigenden Leistungsflusses über die Verbundleitung zunehmend geringer. Hieraus resultiert eine Verschlechterung der transienten Stabilität unabhängig davon, welches Regelkonzept zum Einsatz kommt.

Durch die Koordination von SMES- und Block-Regelung ist somit einerseits der Einsatz von Konvertereinheiten mit vergleichsweise kleiner Leistung möglich. Andererseits gewährleistet diese Koordination von SMES- und Block-Regelung ein gegenüber Lastschwankungen sehr robustes Regelverhalten. Im Hinblick auf den Realisierungsaufwand der koordinierten SMES/Block-Regelung werden z. Zt. ausgehend von den Ergebnissen, wie sie der Einsatz eines ZSR ermöglicht, suboptimale Ausgangsgrößen-Regelungen untersucht.

Th. Stephanblome

EV 9211

Diese Forschungsarbeit wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

### 3.2.6 Einsatz eines Fuzzy-Reglers in der Erregungsregelung

Die dynamische Stabilität in elektrischen Energieversorgungssystemen hat in den letzten dreißig Jahren aufgrund steigender Blockleistungen und schneller Spannungsreglersysteme zunehmend an Bedeutung gewonnen. Durch die Aufschaltung entdämpfender Momente verursacht eine schnelle Spannungsregelung unter bestimmten Betriebsbedingungen schwach gedämpfte Drehzahlschwingungen zwischen einzelnen Generatoren oder Generatorgruppen. In diesem Zusammenhang sind in der Vergangenheit auch in dem stark vermaschten UCPT-Netz Leistungspendelungen im Frequenzbereich von 0,2 Hz bis 2,5 Hz beobachtet worden. Dieses als Polradpendelung bekannte Problem kann in bestimmten Situationen zu massiven Beanspruchungen der Generatorwelle und sogar zu unerwünschten Teilnetzzusammenbrüchen führen. Ein dem Spannungsregler vorgeschaltetes Pendeldämpfungsgerät (Power System Stabilizer (PSS)) wurde zur Dämpfung dieser Drehzahlschwingungen entwickelt. Die Struktur und Parametrierung des PSS basieren auf der Anwendung der linearen Systemtheorie, so daß die optimale Wirkung des PSS nur für einen bestimmten Arbeitspunkt gewährleistet ist. Bei Abweichungen von diesem Arbeitspunkt kann es zu einer Destabilisierung kommen, die sich als Schwingung von Drehzahl und Spannung darstellt.

Ein statischer nichtlinearer Kennfeldregler ermöglicht eine ereignisorientierte, arbeitspunktunabhängige Regelung des Synchrongenerators. Die Anwendung der Fuzzy-Set-Theorie gewährleistet einen strukturierten Entwurf dieses Kennfeldreglers. Um vollständig auf die Anwendung der linearen Systemtheorie verzichten zu können und nicht eine zusätzliche Komponente zu der konventionellen Erregungsregelung zu entwerfen, werden der Spannungsregler und das PSS durch einen Fuzzy-Regler ersetzt. Aus diesem Grunde werden als Eingangsgrößen für den Fuzzy-Regler die Abweichung der Generatorklemmenspannung  $\Delta U_G$  vom Arbeitspunkt  $U_{GN}$ , der Gradient der Generatorklemmenspannung  $dU_G/dt$ , die Abweichung der Generatorwirkleistung  $\Delta P_G$  vom Arbeitspunkt  $P_{GN}$  und der Gradient der Generatorwirkleistung  $dP_G/dt$  gewählt.

Die Funktionalität des Fuzzy-Reglers wird im wesentlichen durch eine Regelbasis bestimmt, in der linguistische Bewertungen der Eingangsgrößen verknüpft werden. Die Festlegung dieser linguistischen Bewertung erfolgt durch eine Einteilung des Verlaufs der Regelgrößen in charakteristische Bereiche. Bei einer detaillierten Betrachtung des dynamischen Verlaufs einer Größe kann, basierend auf der Amplitude und dem Gradienten, eine Schwingungsperiode in 4 Bereiche unterteilt werden :

- Positive Amplitude bei positivem Gradienten (Bereich I)
- Positive Amplitude bei negativem Gradienten (Bereich II)
- Negative Amplitude bei negativem Gradienten (Bereich III)
- Negative Amplitude bei positivem Gradienten (Bereich IV)

Durch Anwendung dieser Bereichsunterteilung auf die Generatorleistung ist es möglich, gezielte Reglerreaktionen zu formulieren. Entscheidend ist es, aus einem aktuellen Meßwert und dem Gradienten eine Tendenz für den "zukünftigen" Verlauf zu erkennen, wie z.B. folgende Über- oder Unterschwinger. Um diese Bereichsunterteilung vornehmen und darüber hinaus den stationären Zustand erkennen zu können, werden über den linguistischen Eingangsvariablen  $\Delta U_G$ ,  $dU_G/dt$ ,  $\Delta P_G$  und  $dP_G/dt$  jeweils 3 Fuzzy-Sets *negativ*, *null* und *positiv* definiert.

Grundlage für die Aufstellung einer Regelbasis ist das qualitative Systemverhalten als Folge einer auf die Erregungseinrichtung wirkenden Stellgrößenänderung. Um auf unterschiedliche Ereignisse im Hinblick auf eine Änderung der Erregerspannung angemessen reagieren zu können, wird die Anzahl der Fuzzy-Sets der Ausgangsvariable zu 5 gewählt.

Der beschriebene Fuzzy-Regler wird an den Generatoren des in Bild 3.23 gezeigten EPRI-Testnetzes getestet. Es werden zwei Varianten der Erregungsregelung betrachtet:

- a) Konventionelle Erregungsregelung bestehend aus Spannungsregler und PSS
- b) Fuzzy-Regler

Um den Einfluß unterschiedlicher Lastsituationen auf das Verhalten der zwei verwendeten Erregungsregelungskonzepte diskutieren zu können, wird das Systemverhalten des EPRI-Testnetzes nach einer großen Störung für die in Bild 3.23 beschriebene normale und eine erhöhte Lastsituation untersucht. Dabei wird die Last an Knoten 2 variiert:

- Lastsituation 1 (normal):  $P_{L2}=125 \text{ MW}$        $Q_{L2} = 50 \text{ MVAR}$
- Lastsituation 2 (erhöht):  $P_{L2}'=1,5P_{L2}$        $Q_{L2}' = 1,5 Q_{L2}$

Für die unterschiedlichen Lastsituationen wird ein dreiphasiger Kurzschluß zum Zeitpunkt  $t_0 = 0,0 \text{ s}$  in der Nähe von Knoten 2 simuliert. Der Kurzschluß wird zum

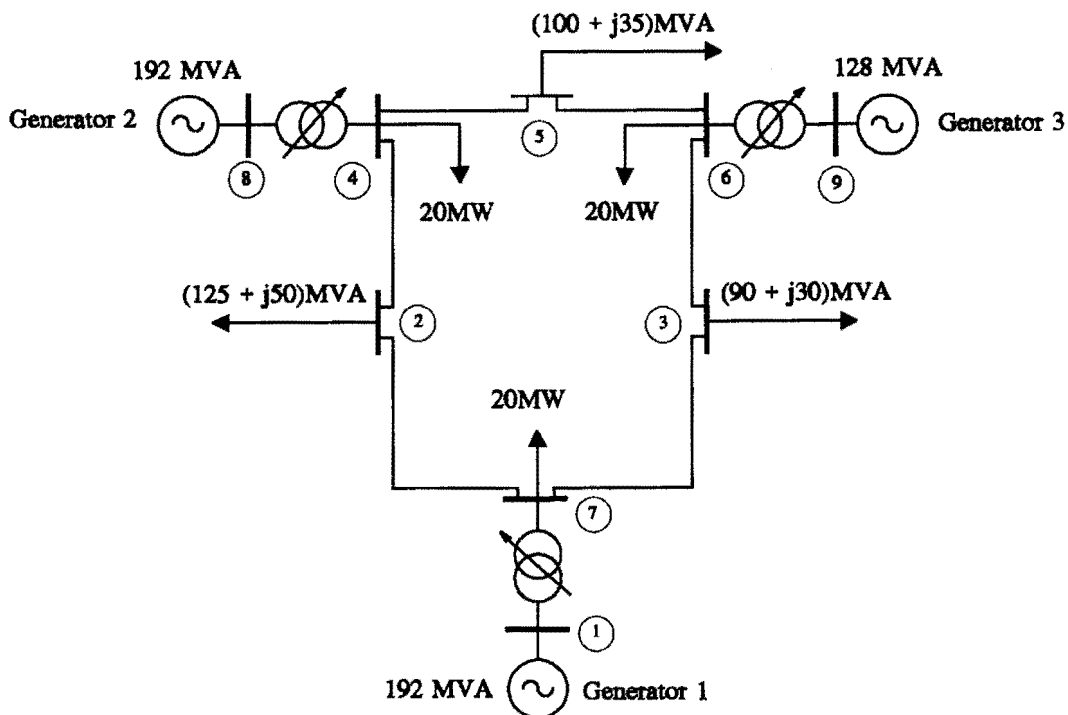


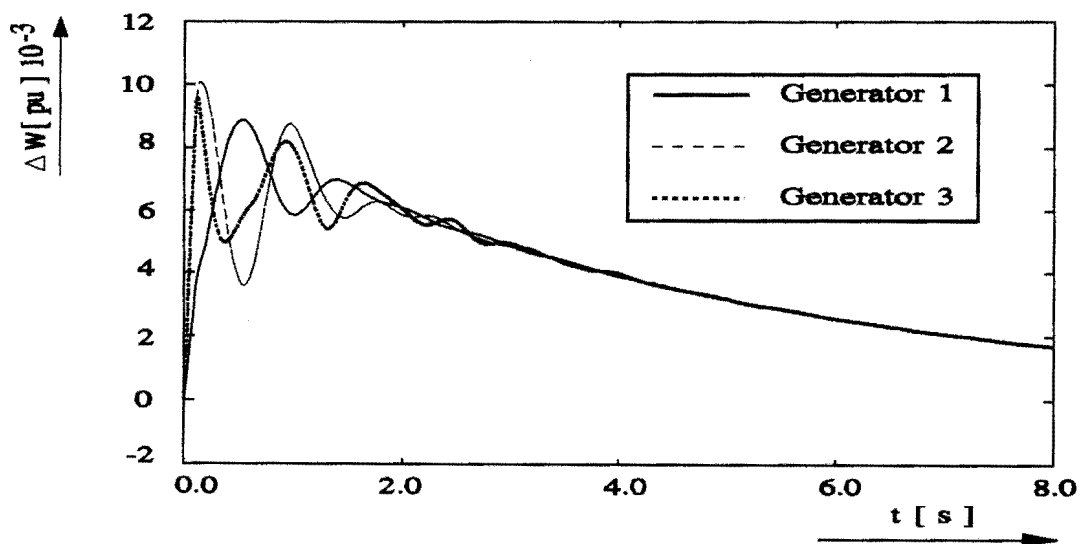
Bild 3.23: EPRI-Testnetz

Zeitpunkt  $t_c = 0,1$  s geklärt. Die Generatorklemmensspannungen  $U_i(t)$  und die Drehzahlabweichungen  $\Delta\omega_i(t)$  an den Generatorknoten  $i = 1, 8, 9$  werden beispielhaft für das dynamische Systemverhalten dargestellt.

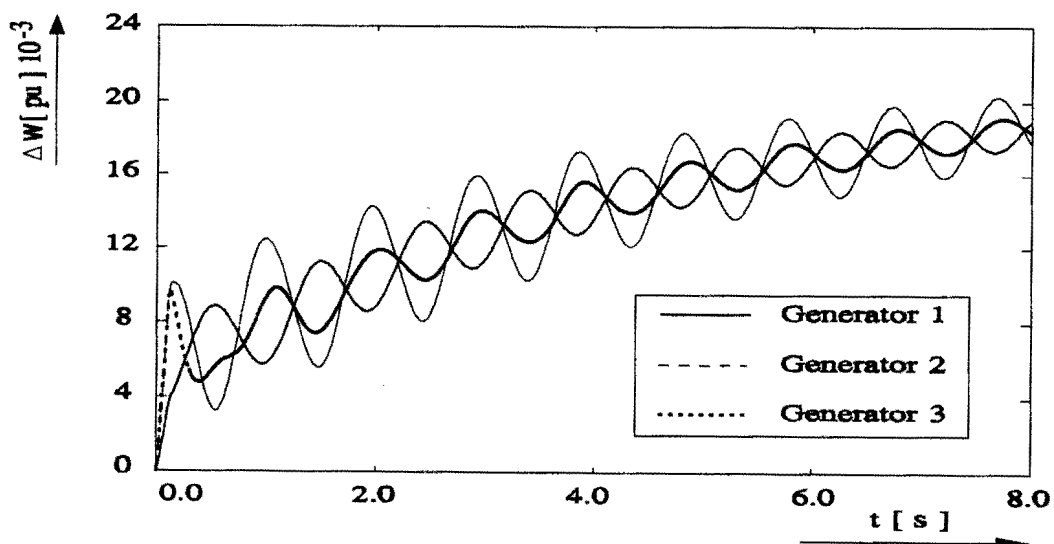
Die erste Untersuchung basiert auf der normalen Lastsituation 1. Während des Kurzschlusses nimmt der Betrag der Generatorklemmensspannung  $U_i(t)$  aller Generatoren stark ab. Als Folge des Spannungseinbruchs an den Einspeiseknoten werden die Lastspannungen ebenfalls kleiner. Da die Lasten als spannungsabhängig angenommen werden, sinkt die gesamte Systemlast. Die rotierenden Massen der Generatoren werden beschleunigt. Die Frequenz der entstehenden Schwingungen ist nach Aufhebung des Kurzschlusses durch die korrespondierende Eigenwertkonfiguration des Erregerregelkreises bestimmt. Als Folge des zusätzlichen zur Drehzahlpendelung proportionalen Signals, mit dem das PSS auf die Erregungsregelung wirkt, stellt sich ein gutes Dämpfungsverhalten ein.

Untersucht man in dem betrachteten EPRI-Testnetz die zuvor beschriebene Störung unter der erhöhten Lastsituation 2, erkennt man eine Fehlreaktion des verwendeten PSS (Bild 3.24). Nachdem der Kurzschluß geklärt ist, bleibt das Ausgangssignal des PSS konstant in der Begrenzung. Das hat zur Folge, daß der Erregungsregler von Generator 2 eine Schwingung der Klemmenspannung um 0,9 p.u. verursacht und

darüberhinaus die charakteristischen Pendelfrequenzen nur sehr schwach bedämpft. Simulationen der beiden Fehlerszenarien für den entworfenen Fuzzy-Regler zeigen dagegen ein nahezu parameterunabhängiges Verhalten. Unter normalen Lastsituationen hat der Fuzzy-Regler ein dem speziell für die entsprechenden Systemparameter eingestellten PSS ähnliches Dämpfungsverhalten. Sobald sich der Arbeitspunkt des Systems durch Änderungen der Lastsituation verschiebt, zeigt der ereignisorientierte Fuzzy-Regler ein besseres Systemverhalten als die konventionelle Erregungsregelung mit PSS (Bild 3.25).



**Bild 3.24:** Drehzahlabweichungen der Generatoren mit Fuzzy-Regler



**Bild 3.25:** Drehzahlabweichungen der Generatoren mit PSS

Der grundsätzliche Unterschied zwischen den beiden betrachteten Reglern besteht darin, daß konventionelle Regler im Frequenzbereich und Fuzzy-Regler im Zeitbereich entworfen werden. Konventionelle Regler dämpfen bestimmte Eigenfrequenzen eines zu regelnden Systems, bei denen die Gefahr der Anregung einer schwach gedämpften oder sogar aufklingenden Schwingung besteht. Diese Frequenzen sind durch die Konfiguration der Eigenwerte vorgegeben. Ändern sich die Eigenfrequenzen durch Systemänderung, liegt eine Fehlparametrierung des Reglers vor, die zu einer Destabilisierung führen kann. Im Gegensatz dazu arbeitet der Fuzzy-Regler frequenzunabhängig. Regler-Reaktionen sind basierend auf Ereignissen formuliert, die amplitudenabhängig erkannt werden. Für die Regelgüte des Fuzzy-Reglers ist es entscheidend, eine Schwingung zu erkennen. Die Eigenfrequenzen des zu regelnden Systems spielen dabei keine Rolle. Durch die Möglichkeit, in beschriebener Weise ereignisorientiert auf Vorgänge in einem elektrischen Energieversorgungssystem reagieren zu können, ist das Verhalten eines Fuzzy-Reglers im Vergleich zu verbreiteten konventionellen Konzepten der Erregungsregelung wesentlich robuster.

F. Reyer, Th. Stephanblome, D. Westermann

EV 9232

### 3.2.7 Transputergestützte Echtzeitsimulation des Kurzzeitverhaltens elektrischer Energieversorgungssysteme

Im Rahmen des Forschungsprojektes 'Echtzeitsimulation des Kurzzeitverhaltens elektrischer Energieversorgungssysteme' wurde ein Simulator entwickelt, der folgende Anforderungen erfüllt:

- Berechnung des Netzzustandes nach großen Netzstörungen
- Integrierbar in einen Netztrainingssimulator.

Die Realisierung des Echtzeitsimulators basiert auf einer parallelen Berechnung der algebraischen Netzgleichungen und den differentiellen Maschinengleichungen. Die parallele Berechnung erfolgt mit einem Transputersystem, wobei der Algorithmus folgende Merkmale aufweist:

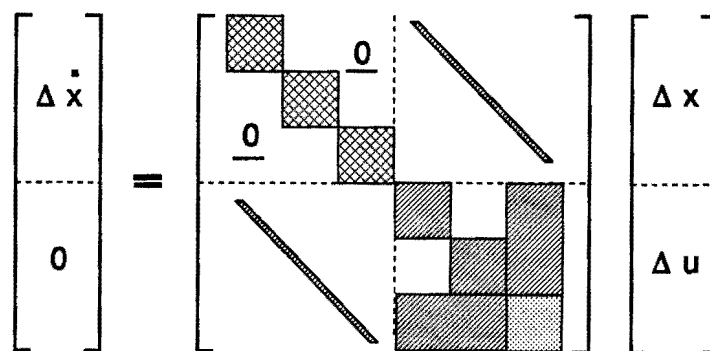
- Topologieorientierte Netzerlegung
- parallele Vorwärts-Rückwärtssubstitution
- dynamische Zustandsentkopplung; erlaubt parallele Integration der Maschinengleichungen über mehrere Zeitschritte.

Die parallele Berechnung beruht sowohl auf einer natürlichen, in den Systemgleichungen enthaltene Parallelität als auch auf einer Parallelität, die sich erst nach Zerlegung der Netzgleichungen mittels geeigneter Verfahren ergibt. Das dynamische Verhalten elektrischer Energieversorgungssysteme wird durch folgende Gleichungssysteme beschrieben:

$$\dot{x} = f(x, u)$$

$$u = g(x, u)$$

Die zu diesen Gleichungssystemen korrespondierende Jakobi-Matrix hat nach Durchführung der Netzerlegung die in Bild 3.26 dargestellte Struktur. Dabei ist zu beachten, daß die Diagonalmatrizen des Teils der Jakobi-Matrix, der die Maschinengleichungen wiedergibt, jeweils eine Maschine repräsentieren. Die Zustandsgrößen der verschiedenen Maschinen sind also nicht direkt miteinander verknüpft.



**Bild 3.26:** Jakobi-Matrix der Systemgleichungen

Wie in Bild 3.26 beschrieben, erfolgt die Verknüpfung der Zustandsgrößen verschiedener Maschinen über die Netzgleichungen. Die in Bild 3.26 wiedergegebene Struktur der Netzgleichungen (Knotenadmittanzmatrix in Block Begrenzter Diagonal Form) setzt eine vorhergehende Zerlegung bzw. Transformation voraus. Wird ausgehend von diesem Format eine Dreieckszerlegung der Knotenadmittanzmatrix durchgeführt, so ist das Ergebnis durch eine linke untere bzw. rechte obere Dreiecks-

matrix gegeben, bei denen die Nullbereiche der zugrundeliegenden Knotenadmittanzmatrix erhalten bleiben.

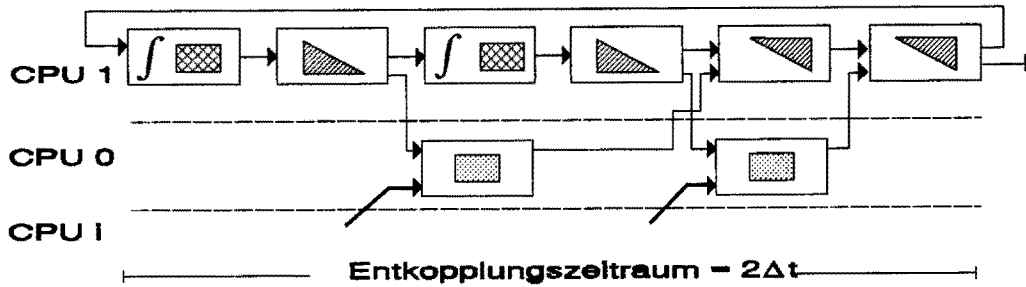
Die Simulation des Kurzzeitverhaltens ist charakterisiert durch eine alternierende Lösung der Maschinengleichungen einerseits und den Netzgleichungen andererseits. Dazu wird bei gängigen Verfahren zunächst in einem Prädiktorschritt mit Hilfe des Euler-Verfahrens das dynamische Verhalten der Zustandsgrößen geschätzt und anschließend in einem Korrektorschritt iterativ verbessert.

Im Hinblick auf eine effektive parallele Berechnung wurde innerhalb dieses Projektes das aus der Schaltungstechnik bekannte Verfahren der dynamischen Zustandsentkopplung eingesetzt. Dieses Verfahren benötigt im Vergleich zu dem oben beschriebenen Lösungsansatz den gleichen algorithmischen Aufwand. Doch im Hinblick auf den Einsatz von Parallelrechnern bringt dieses Verfahren den Vorteil, daß durch einen weitgehend asynchronen Berechnungsablauf die einzelnen Prozessoren effektiv eingesetzt werden können, um die erforderlichen kurzen Rechenzeiten zu erzielen.

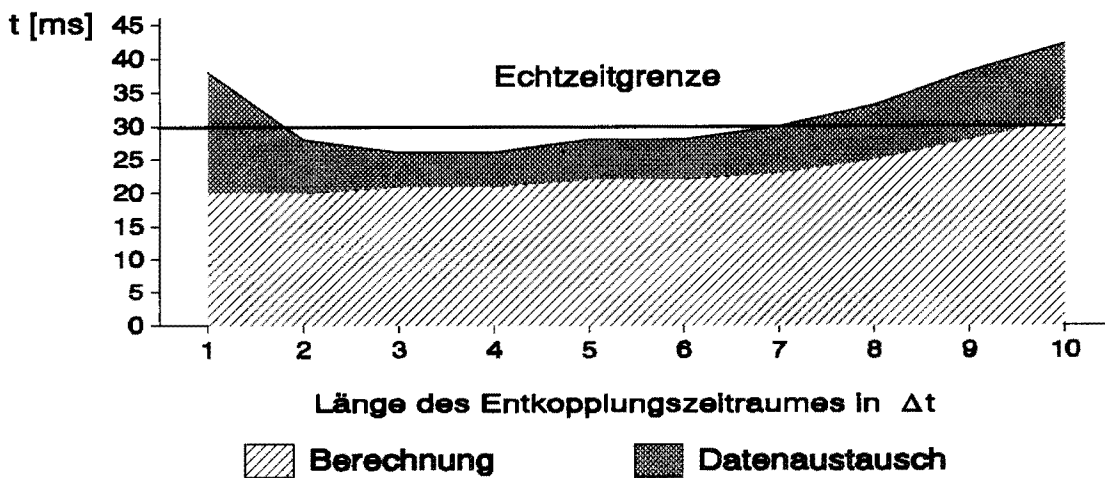
Im einzelnen ist der Berechnungsalgorithmus dadurch charakterisiert, daß zunächst auf den einzelnen zur Berechnung eingesetzten Prozessoren eine Integration der Maschinengleichungen für einen Zeitschritt durchgeführt wird (Bild 3.27). Dabei ist es bei Ausnutzung des höchsten Parallelisierungsgrades möglich, daß ein einzelner Prozessor die Berechnung einer einzelnen Maschine durchführt. Anschließend wird basierend auf dem Ergebnis der Dreieckszerlegung der Knotenadmittanzmatrix eine Vorwärtssubstitution durchgeführt. Die daraus resultierenden Zwischenergebnisse werden dann zur Weiterverarbeitung zu einem Prozessor (bei größeren Netzen: Prozessoren) mit speziellen Aufgaben geschickt. Aufgrund der dynamischen Zustandsentkopplung brauchen die an der Berechnung beteiligten Prozessoren nicht auf das Ergebnis der Weiterverarbeitung warten, sondern können mit der Berechnung des nächsten Zeitschrittes beginnen. Wie das Beispiel aus Bild 3.27 zeigt, kann für eine entkoppelte Berechnung über einen Zeitraum von  $2\Delta t$  dann die Rückwärtssubstitution zur vollständigen Berechnung der Netzgleichungen vorgenommen werden. Anschließend wird die Konvergenz geprüft und ggf. die Lösung iterativ verbessert.

Der beschriebene Algorithmus wurde auf einem Transputersystem mit 4 Prozessormodulen implementiert und anhand verschiedener Netze getestet. Bild 3.28 zeigt die Bearbeitungszeit für einen Integrationsschritt bei einem Testnetzwerk mit 60 Knoten und 14 Generatoren. Für eine Integrationsschrittweite von 30 ms ist für eine





**Bild 3.27:** Parallele Berechnung



**Bild 3.28:** Bearbeitungszeit für einen Integrationsschritt

entkoppelte Berechnung von 2 bis 7  $\Delta t$  die Echtzeitbedingung erfüllt. Dabei ist die Zeit für die mathematische Berechnung eines Integrationsschrittes quasi unabhängig von der Länge des Entkopplungszeitraumes. Dagegen ist die Zeit, die für den Datenaustausch benötigt wird, stark von der Länge des Entkopplungszeitraumes abhängig. Während des Simulationablaufes werden Schalthandlungen durch eine ebenfalls parallel ablaufende Dreiecksfaktorisierung berücksichtigt. Während der Faktorisierung ist die Echtzeitbedingung nicht erfüllt, jedoch ist der Simulator in der Lage, den Zeitverlust durch schnellere Berechnung wieder auszugleichen. Bei den betrachteten Testnetzen war die Echtzeitbedingung nach einem Zeitraum von 300-900 ms wieder erfüllt. In einer weiteren Projektphase ist nun geplant, den Algorithmus auf einem Transputersystem mit 32 Prozessoren zu implementieren und mit einer auf X-Windows basierenden Oberfläche zu versehen.

U. Schlücking

Diese Forschungsarbeit wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

### 3.3 Schutz- und Leittechnik

#### 3.3.1 Störwerterfassung im Feldversuch für optische Stromwandler

Um praktische Betriebserfahrungen mit optischen Stromwandlern für Hochspannungsanlagen zu sammeln, wird in einer 400-kV-Umspannanlage ein Feldversuch durchgeführt. Zusätzlich zu den vorhandenen konventionellen Stromwandlern wurden optische Stromwandler in einem 400-kV-Leitungsabgang eingebaut. Um verlässliche Aussagen über das Betriebsverhalten der optischen Wandler zu bekommen, wird eine Aufzeichnung der Momentanwerte bei Netzstörungen und eine Langzeitaufzeichnung über einen Zeitraum von einem Jahr gefordert.

Für diese Meßaufgabe wurde das am Lehrstuhl entwickelte Störwerterfassungssystem mit den zusätzlich erforderlichen Langzeitaufzeichnungen erweitert. Bild 3.29 zeigt den Meßaufbau für den Feldversuch.

Bei der Langzeitaufzeichnung werden im 10-Minuten-Intervall die Effektivwerte der

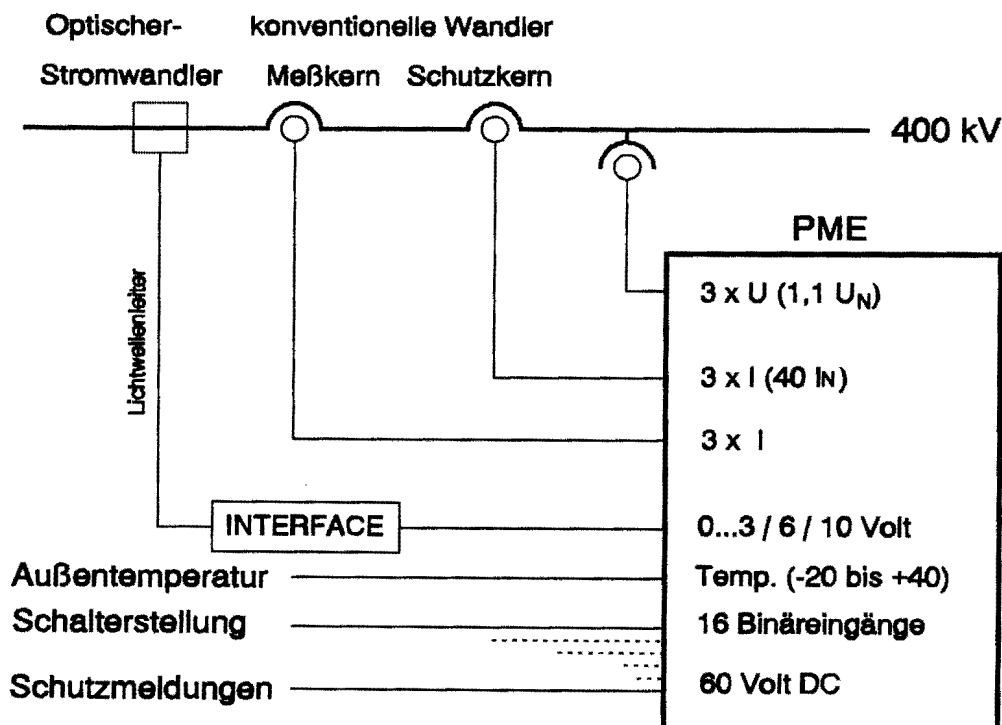


Bild 3.29: Anschluß der Störwerterfassung

- Sammelschienenspannung, 3-phasig
- Strom im Leitungsabgang (konventionelle Stromwandler, Meßkern)
- Strom, opt. Wandler 1
- Strom, opt. Wandler 2

die Phasenwinkel der

- Spannung UL1/UL2/UL3 - konventionelle Stromwandler
- Spannung UL1 - IL1 optischer Wandler 1
- Spannung UL2 - IL2 (optischer Wandler 3, Reserve)
- Spannung UL3 - IL3 optischer Wandler 2

und die Außentemperatur gespeichert. Die aktuellen 10-Minuten-Werte werden auf dem Bildschirm zur Kontrolle angezeigt.

Bei Netzstörungen werden über einen Zeitraum von 1500 ms, einschließlich einer einstellbaren Vorgeschichte, die Momentanwerte der Ströme und Spannungen mit einer Abtastrate von 1500 Hz aufgezeichnet. Aufzeichnungskriterien sind:

- Grenzwerttrigger für alle Spannungskanäle in Verbindung mit dem Leistungsschalterzustand
- di/dt-Trigger
- Sammelmeldung der Schutzeinrichtungen.

Der di/dt-Trigger wurde so eingestellt, daß auch bei schnellen Laständerungen im Bereich  $< I_N$  eine Momentanwertaufzeichnung stattfindet. Bis zu 999 Netzstörungen und Langzeitaufzeichnungen bis zu 8 Wochen können auf Festplatte gespeichert werden. Die Meßdaten werden anschließend auf Diskette übertragen. Für die Weiterverarbeitung der Meßdaten (Statistik, graphische Darstellung) werden die Daten auf ein kommerzielles Auswerteprogramm konvertiert.

D. Blume, W. Horenkamp

### 3.3.2 Frequenzmessung

Die Messung und Bewertung der Netzfrequenz erlaubt die Untersuchung von Störungen des Leistungsgleichgewichtes sowie der auf diese Störungen folgenden Auswirkungen von Regelungsmaßnahmen. Bedingt durch die netzweit auftretenden Frequenzänderungen sind Störungen in großen Distanzen zum eigentlichen Fehlerort detektierbar. Unter Ausnutzung der Frequenzänderung ist es möglich, Störwert-erfassungsgeräte zur Aufzeichnung von Spannungen und Strömen zu starten. Triggerkriterien zur Bewertung von Spannungen und Strömen können dies aufgrund der erforderlichen Selektivität nicht leisten.

Für die Triggerung von Störwert-erfassungsgeräten in Kraftwerken wurde eine Frequenztriggereinheit entwickelt, die eine Frequenzmessung mit einer Auflösung von 0,833 mHz bei einem Meßintervall von 40 ms erlaubt. Durch eine geeignete Filterung der gemessenen Frequenzwerte werden Frequenzgradienten von 35 mHz/s, die mindestens für eine Dauer von 250 ms auftreten, eindeutig erkannt. Diese Triggereinheit bildet ein 19 Zoll Modul mit 3 Höheneinheiten. Die Parametrierung des Gerätes erfolgt mittels BCD-Schalter. Vorzugeben sind die Werte für den Frequenzgradienten, die Dauer, für die dieser Frequenzgradient auftreten muß, und eine Grenze für maximale Abweichungen des Frequenzwertes von seinem langfristigen Mittelwert. Das Gerät liefert neben dem eigentlichen Triggersignal für die Störwert-erfassung das Frequenzsignal in Form eines Analogwertes, der von der Störwert-erfassung eingelesen wird. Diese Triggereinheit führt keine Datenspeicherung der Frequenzmeßwerte durch.

Für die Frequenzmessung zur Bildung von Statistiken und zur Aufzeichnung von Triggerereignissen wurde ein eigenständiges System aufgebaut. Bei diesem System handelt es sich um eine 19 Zoll Einheit mit 6 Höheneinheiten, die per Tastatur bedient wird und über einen integrierten Monitor verfügt. Bild 3.30 zeigt den Monitor des Stand-Alone-Systems im Betrieb. Dieses System dient der Langzeitmessung der Netzfrequenz. Es liefert neben der Aufzeichnung von Triggerereignissen Tagesstatistiken für die Frequenz, den Frequenzgradienten und die 15-Minuten-Mittelwerte der Frequenz. Eine Frequenztriggerung von nennenswerter Größe zeigt Bild 3.31.

In das System ist eine vollständige Auswertungsumgebung für die Meßdaten bis zur graphischen Ausgabe auf einem Plotter integriert. Für die graphische Darstellung und Bearbeitung der Meßwerte wird die Graphik-Software eingesetzt, die für das Netzurückwirkungsmeßsystem erstellt wurde.

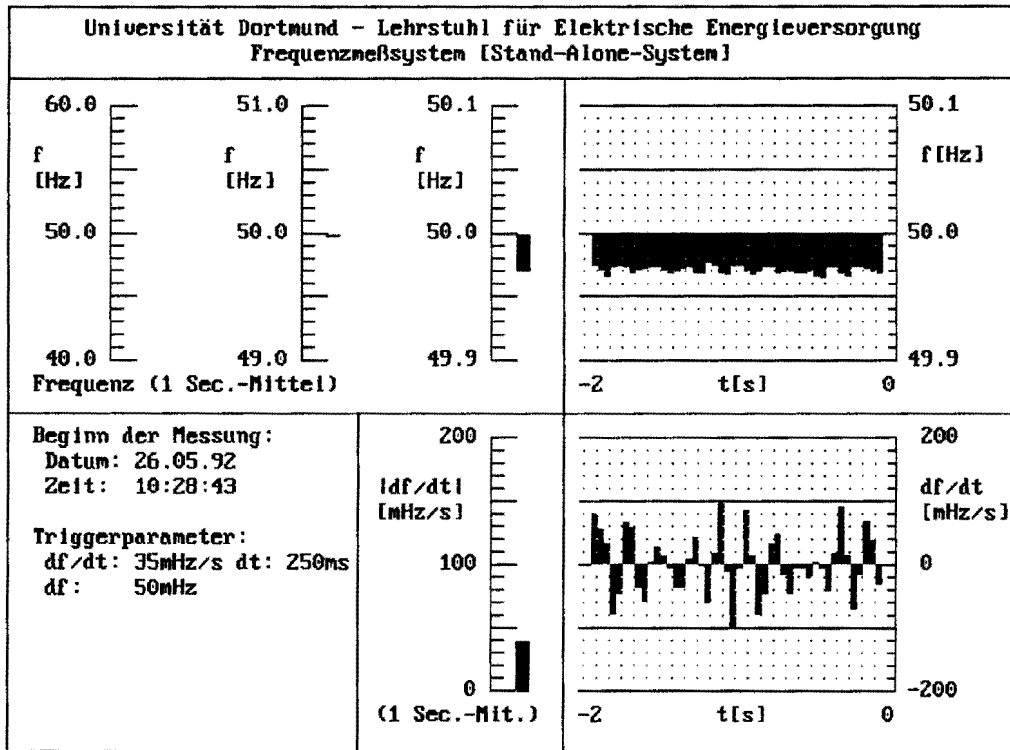


Bild 3.30: Monitor des Stand-Alone-Systems

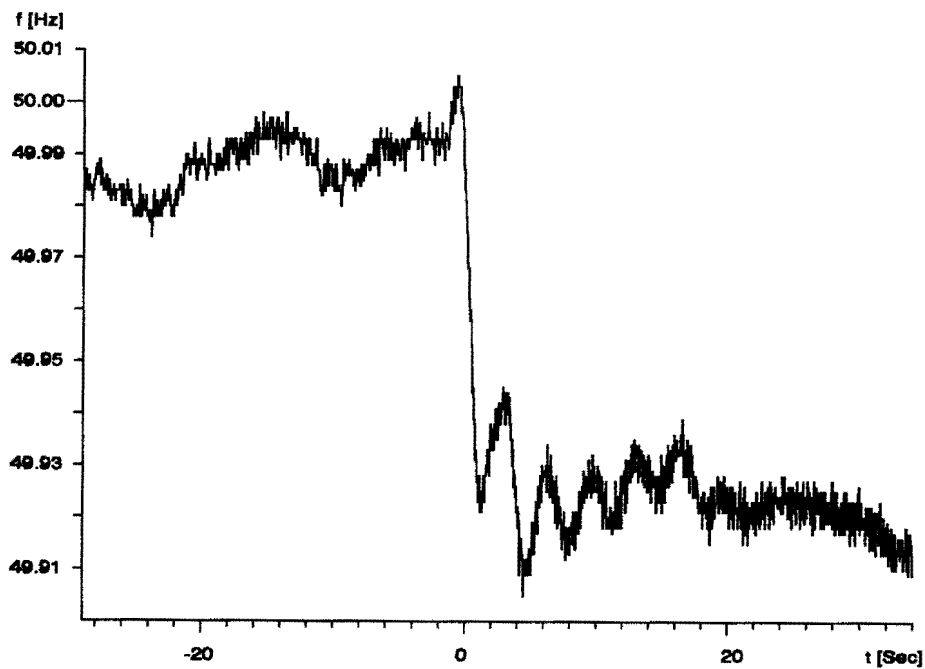


Bild 3.31: Frequenztriggrung UCPTe-Netz 05.08.92 19:49

D. Blume, M. Langer

### 3.3.3 Netzurückwirkungsmeßsystem (NRM)

Bei Netzurückwirkungen handelt es sich um einen Teilbereich der elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV). Allerdings geht es dabei ausschließlich um leitungsgebundene Störmechanismen. Der zu berücksichtigende Frequenzbereich reicht bis etwa 10 kHz. Bei den in diesem Frequenzbereich zu berücksichtigenden Netzurückwirkungen handelt es sich im wesentlichen um Oberschwingungen, Zwischenharmonische, Unsymmetrien und Flicker. Zur Beurteilung dieser Rückwirkungen sind entsprechende Normen und Empfehlungen in Vorbereitung bzw. in Kraft. Beispielsweise sei hier auf die VDEW-Empfehlungen zur Beurteilung von Netzurückwirkungen und die IEC-Publikation 1000-2-2 hingewiesen.

Mit dem Netzurückwirkungsmeßsystem können die verschiedenen genannten Rückwirkungsformen gemessen und bewertet werden. Wesentliche Aspekte der Zielsetzung sind neben einem kompakten Aufbau, eine vollständige Erfassung des Drehstromsystems (3-phasig Spannung, 3-phasig Strom), die einfache Bedienung des Systems und die Integration der Bewertung der Meß- und Analyseergebnisse auf der Basis geltender Normen und Empfehlungen.

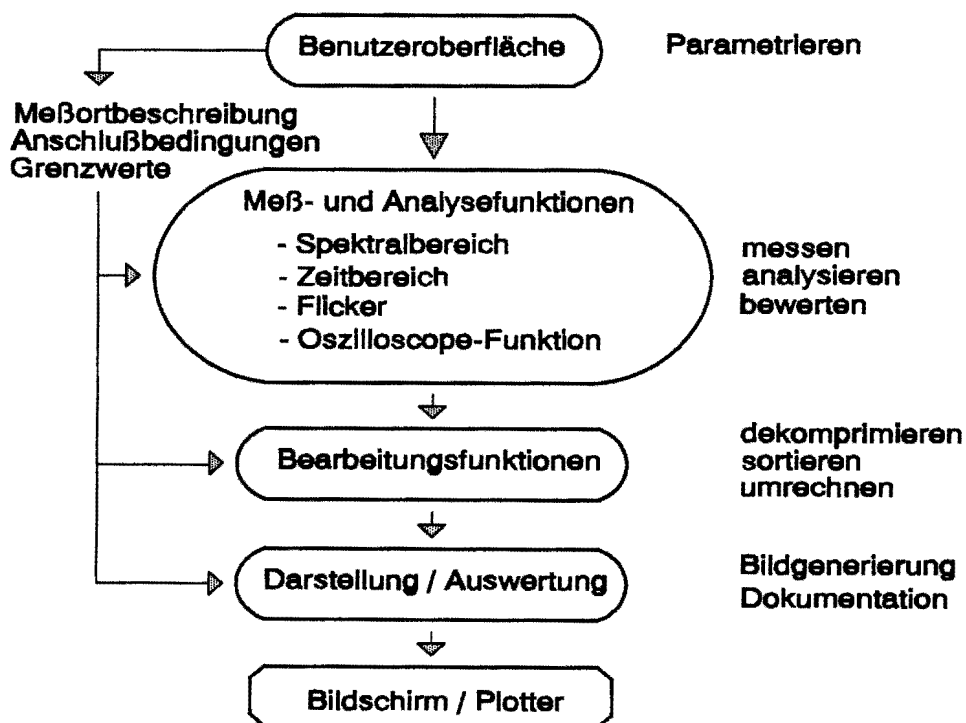
Die Hardware des Meßsystems basiert auf einem Industrie-PC, der durch eine Reihe von speziell für den Einsatz in diesem System entwickelten Baugruppen ergänzt wird. Hierbei handelt es sich um Anpaßschaltungen für die Meßsignale, Filter, Steuereinheiten und eine Baugruppe zur parallelen Analog-/Digitalwandlung mit sechs Wandlern (14 Bit Auflösung). Zur Anzeige der Meßergebnisse ist ein 9 Zoll Bildschirm in das Meßsystem integriert.

Das rechnerbasierte Meßsystem erlaubt die Kurz- und Langzeituntersuchung der Netzurückwirkungen und ist mit den für den Einsatz in Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetzen erforderlichen Strom- und Spannungsschnittstellen ausgerüstet. Die Funktionalität des Systems setzt sich aus drei Funktionsblöcken zusammen. Zur Anschlußkontrolle und Sichtung des Zeitsignals steht eine Oszilloskop-Funktion zur Verfügung. In dieser Betriebsart werden die Meßsignale mit einer Abtastfrequenz von 22 kHz aufgezeichnet. Für die Untersuchung des Signalverlaufs stehen Funktionen wie Speichern, Ausschnittsvergrößerung, Messen und Filterung zur Verfügung. Mit einem weiteren Funktionsblock steht ein 3-kanaliges Flickermeter zur Verfügung. Bei dem Flickermeter handelt es sich um eine digitale Realisierung des UIE-Flickermeters. Das Flickermeter erlaubt die Beurteilung des Flickerpegels für unterschiedliche Zeitintervalle

auf der Basis des  $P_{st}$ -Bewertungsverfahrens. Den dritten Funktionsblock bildet ein 6-kanaliger Oberschwingungsanalysator. Die für die Oberschwingungsanalyse erfaßten Meßdaten (5600 Hz Abtastfrequenz) werden zusätzlich im Zeitbereich analysiert. Ein besonderer Aspekt ist hier die Bestimmung der Unsymmetrie von Spannung und Strom.

Die gewonnenen Analysedaten werden direkt den Bewertungs- und Statistikfunktionen zugeführt. Für weitergehende Untersuchungen ist die Möglichkeit zur Speicherung von Mittel-, Minimal- und Maximalwerten bezogen auf ein vorzugebendes Intervall vorhanden.

Die vollständige Systemstruktur ist in Bild 3.32 dargestellt. Für die Benutzersteuerung wurde eine graphisch orientierte Oberfläche erstellt, die die Gestaltung der Menü-Layouts mit der in der Energietechnik üblichen Symbolik ermöglicht.



**Bild 3.32:** Systemstruktur

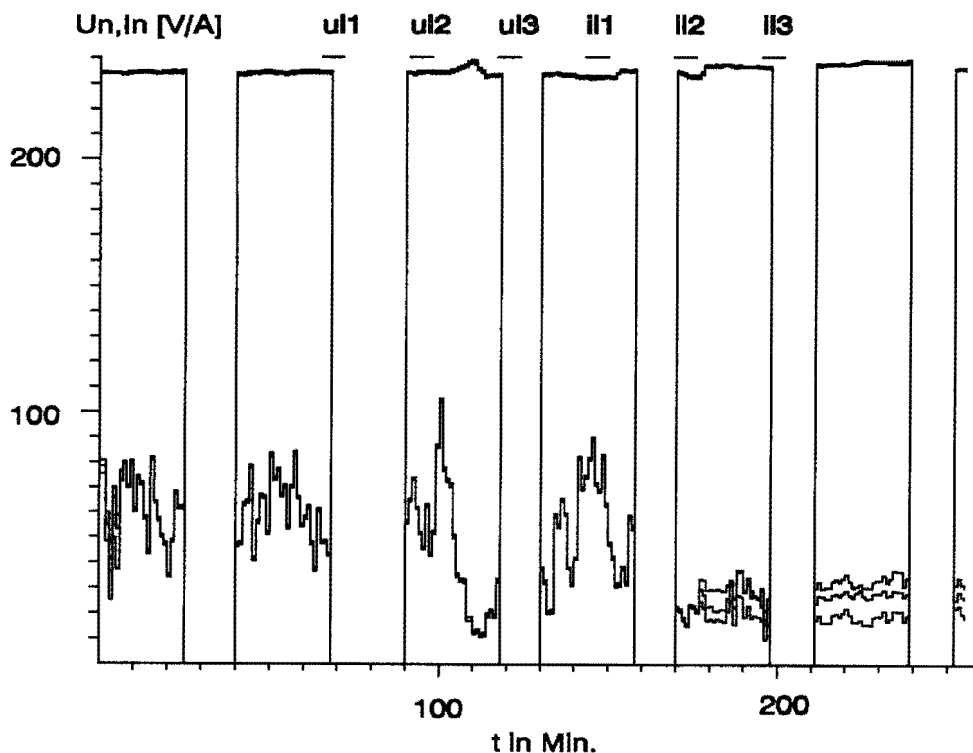
Die Meß- und Analysefunktionen sind in das vierstufige Gesamtkonzept eingebettet. Mit Hilfe der Benutzeroberfläche werden die Informationen zum Meßort, die Anschlußbedingungen und die Grenzwerte entsprechend der Normen und Empfehlungen aufgenommen. Diese Daten enthalten die Steuerinformationen für den Meß- und Analyseblock. Im Meß- und Analyseblock werden die Meßdaten aufgenommen, analysiert und bewertet. Die Ergebnisse dieses Blocks werden in einem System von

Dateien abgelegt. Mittels der Bearbeitungsfunktionen werden diese Daten für die Darstellung und Auswertung aufbereitet.

Für die Darstellung der Meßwerte wurde ein Graphikprogramm erstellt, das sowohl auf dem Meßsystem als auch auf jedem PC lauffähig ist. Die Ausgabe der Bilder im HPGL-Format erlaubt einerseits das direkte Plotten der Bilder, andererseits ergibt sich so die Möglichkeit, die Bilder in Graphik- und Textverarbeitungsprogrammen weiter zu verarbeiten.

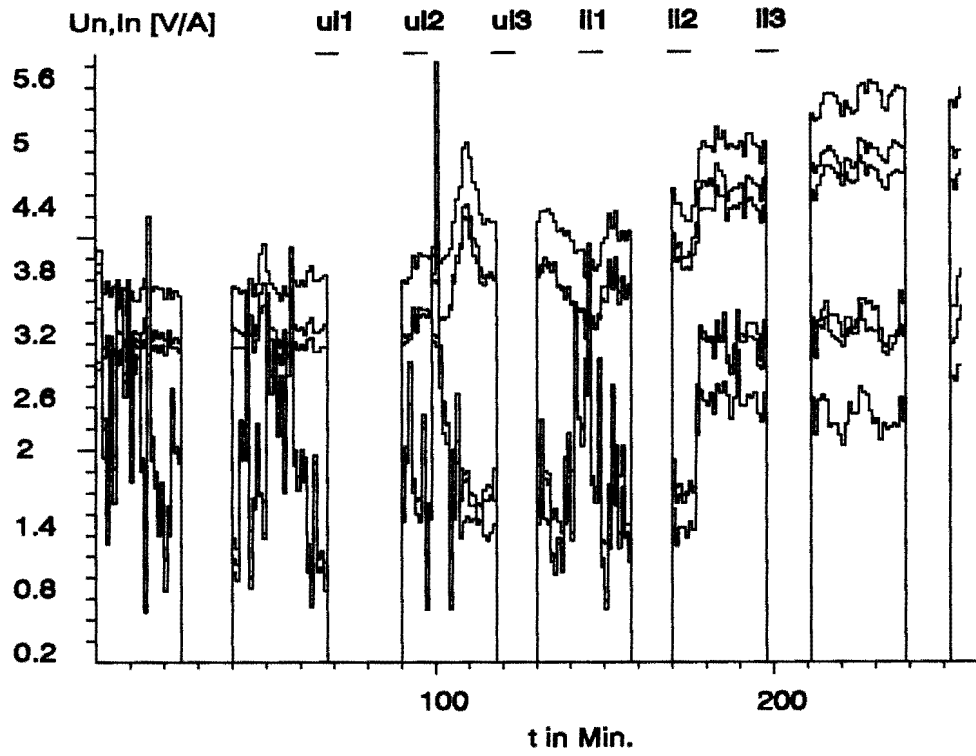
Die Integration von Oberschwingungsanalysator und Flickermeter erlaubt eine alternierende Messung und Bewertung in beiden Betriebsarten. Eine Beispielmessung an Windkraftanlagen ist in den Bildern 3.33 bis 3.35 abgebildet. Neben der Grundwelle und der 5. Harmonischen ist das Ergebnis der Flickermessung dargestellt.

D. Blume, W. Horenkamp

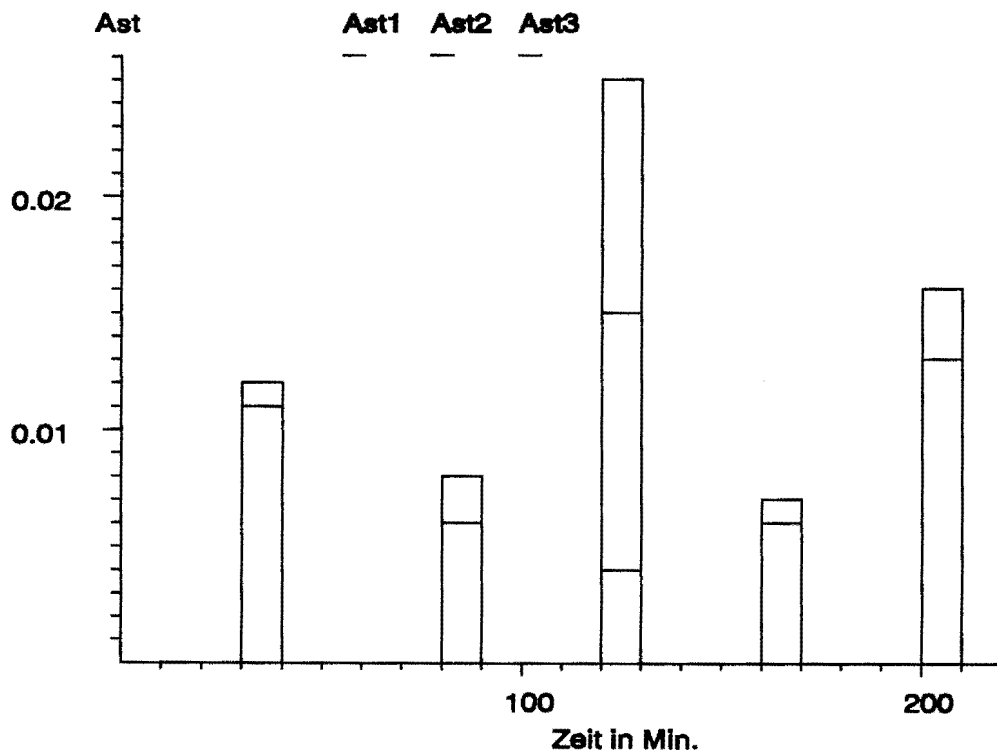


**Bild 3.33:** 50 Hz Grundschwingung (Spannung/Strom)





**Bild 3.34:** Oberschwingung 5. Ordnung (Spannung/Strom)



**Bild 3.35:** Flickerpegel

### 3.3.4 Integriertes System zur Aufzeichnung und Auswertung von Störungen im Industrienetz

Störwerterfassungsgeräte ermöglichen eine detaillierte Analyse von Störungsabläufen und können somit zur Reduktion von Störungen im Sinne eines "Aus-Fehlern-Lernens" beitragen. Für den Einsatz in Industrienetzen ist die Störwerterfassung als integraler Bestandteil der Energieversorgung bzw. des Netzbetriebs zu betrachten. Aus wirtschaftlichen Gründen muß der Nutzen dieser Integration berücksichtigt werden. Zum einen wird angestrebt, trotz der Komplexität des Systems, den zusätzlich erforderlichen Ausbildungsaufwand für Einsatz und Pflege zu verringern. Zum anderen ist anzustreben, alle bereits in der EDV-Umgebung vorhandenen Informationen, die für die Störwerterfassung notwendig oder nützlich sind, auch zugänglich zu machen.

Das hier vorgestellte Prototyp-System basiert auf speziell für diese Anwendung entwickelten Störwerterfassungsgeräten (Erfasser) zur dezentralen Anordnung im Energieversorgungsnetz. Diese Geräte bilden mit einem besonders ausgestatteten Erfasser (Erfasser-Zentrale) das Störwerterfassungssystem.

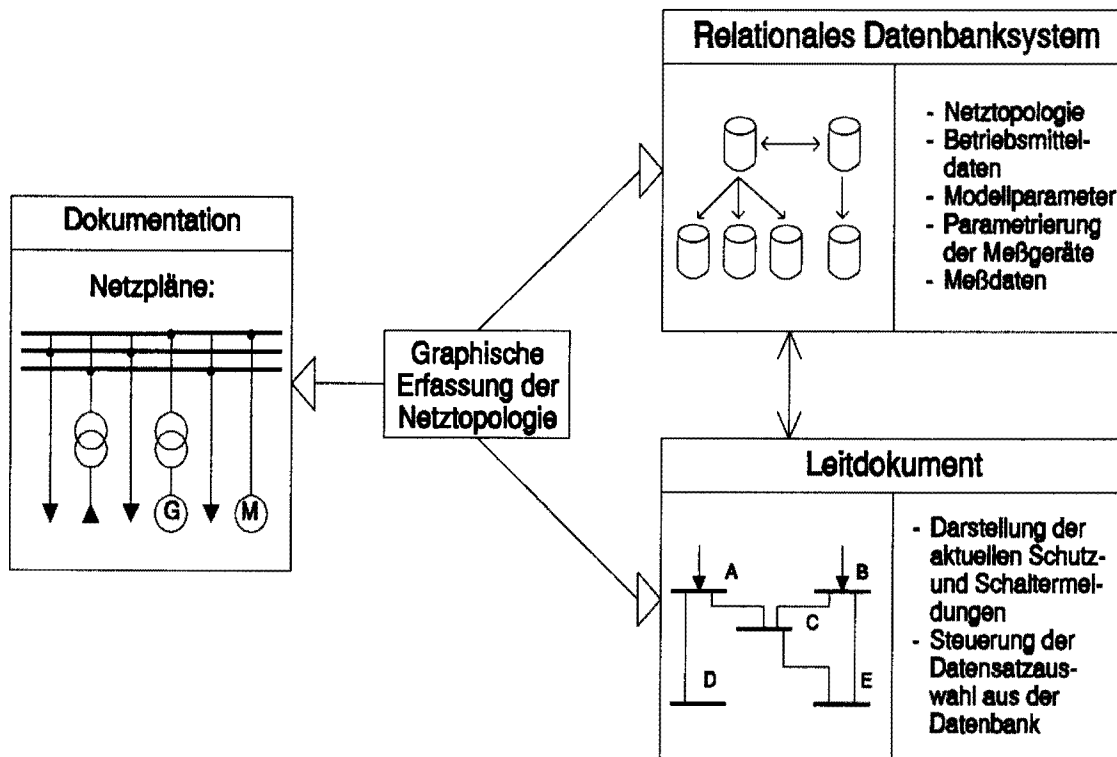
Die Erfasser-Zentrale ist über Ethernet in das Datennetz der übrigen EDV-Umgebung eingebunden. Durch diese datentechnische Kopplung werden alle für die Störwert-erfassung verwendbaren Informationen zugänglich, die bereits für andere Belange der Energieversorgung mit EDV-Mitteln bearbeitet bzw. verwaltet werden. Der wesentliche Vorteil dieser Integration kommt erst dann zum Tragen, wenn ein Großteil der zur Parametrierung der Störwerterfassung nötigen Daten aus der EDV-Umgebung einbezogen wird und die Werkzeuge zur Bedienung des Systems in dieser Umgebung bereits bekannt sind.

Als Entwicklungswerkzeug für die Software zur Parametrierung der Meßgeräte und Auswertung der Meßdaten wurde auf eine bereits im Einsatz befindliche CAD-Umgebung zurückgegriffen. Es kommt die vorhandene Hard- und Software zum Einsatz, mit deren Bedienung die Mitarbeiter vertraut sind. In der CAD-Umgebung liegt die Abbildung des Versorgungsnetzes in Form von Netzplänen vor. Die in diesen Netzplänen abgelegte Topologieinformation wird in das Störwerterfassungssystem integriert.

Die Softwarestruktur des Störwerterfassungssystems umfaßt neben der verwendeten CAD-Umgebung ein relationales Datenbanksystem, das die integrierte Datenhaltung

von Netzgraphikelementen, deren Attributen, Parametrierungs- und Meßdaten erlaubt. Die Steuerung des Störwerterfassungssystems erfolgt ausgehend von einem Netzleitdokument. Für eine detailliertere Stationsbeschreibung wird vom Netzleitdokument zu Stationsbildern verzweigt. Die Steuerung des Systems über die Grafik wird durch eine rechnerinterne Kopplung zwischen den Graphikelementen und den Datenbankinhalten ermöglicht. Mittels graphischer Attribute (Farbe, Dicke, Typ) werden im Netzleitdokument - je nach Bearbeitungspunkt - unterschiedliche Informationen dargestellt.

Die Information über die Netztopologie wird im Datenbanksystem, im Leitdokument und in den Netzplänen zur Dokumentation verwendet (Bild 3.36). Zur Verringerung des Eingabeaufwandes wird die Topologieinformation nur einmal in Form der üblicherweise zur Dokumentation verwendeten Stationsbilder eingegeben. Die Umsetzung der graphischen Information in eine rechnerinterne Darstellung im relationalen Datenbanksystem erfolgt rechnergestützt. Mit Kenntnis der Topologie wird das Netzleitdokument und die Kopplung zwischen Netzleitdokument und Datenbank automatisch erstellt.



**Bild 3.36:** Erfassung der Netztopologie

Damit die Netztopologie rechnergestützt aus der Graphik abgeleitet werden kann, sind bestimmte Randbedingungen beim Erstellen der Stationsbilder zu beachten. Das

elektrische Energieversorgungsnetz wird mit einem hierarchischen, objektorientierten Datenmodell beschrieben. Als Hierarchieebenen werden Netzebene, Stationsebene, Funktionsgruppenebene (Sammelschiene, Abzweig, etc.) und Betriebsmittelebene unterschieden. Das Stationsbild wird mit Elementen aus einer vordefinierten Bibliothek von Betriebsmittelsymbolen erstellt, die der Betriebsmittelebene zuzuordnen sind. Die Zuordnung der Betriebsmittel zu den übergeordneten Hierarchiestufen erfolgt über Regeln.

Die Netzbilder liefern die Basisinformationen über das Netz, welche mit den Daten für die Parametrierung und Auswertung des Störwertfassungssystems ergänzt werden. Zur Parametrierung gehören die Betriebsmitteldaten, die Auswahl und Beschreibung der Meßkanäle sowie die Aufzeichnungsbedingungen zur Steuerung der Erfasser. Im Bereich der Parametrierung wird das Netzbild betriebsmittelbezogen eingefärbt, um die korrekte und vollständige Parametrierung der Störwertfassungsgeräte zu überwachen.

Für die Auswertung wird das Netzbild zur Darstellung der aktuellen Topologie und von Schutzauslösungen verwendet. Die Meßwertdarstellung erfolgt innerhalb eines Fensters, das in die Netzgraphik integriert ist. Die Auswahl der darzustellenden Meßgrößen erfolgt durch Auswahl des zugeordneten Betriebsmittels aus der Netzgraphik. Die Darstellung der Meßwerte ist an energietechnische Anforderungen angepaßt. Die Verwendung der vorhandenen CAD-Oberfläche erlaubt es, die im Rahmen der Auswertung veränderte Netzgraphik zu vollständigen Berichten weiterzuverarbeiten.

Nach Aufzeichnung einer Störung ergeben sich umfangreiche Meßdaten. Zur Unterstützung des Anwenders bei der Störungsanalyse wird eine Informationsselektion vorgenommen, indem die zeitliche und die meßtopologische Redundanz verringert wird und der Störungsablauf graphisch dargestellt wird. Die meßtopologische Redundanz ergibt sich aus der Mehrfachaufzeichnung von Spannungsmeßdaten an starr gekoppelten Betriebsmitteln.

Die Zeitreihen der Meßwerte bestehen aus Abschnitten unterschiedlichen Informationsgehalts. Für die analogen Meßwerte werden stationäre und transiente Signalabschnitte unterschieden. Der stationäre Zustand einer Meßgröße ist durch eine trigonometrische Funktion und die drei Kenngrößen Amplitude, Phasenlage und Frequenz eindeutig bestimmt. Zur Beschreibung der transienten Abschnitte müssen

sämtliche Meßwerte herangezogen werden. Die Information der Binärmeßwerte ist durch die Angabe ihrer Zustände und deren Zeitbereiche bestimmt.

Die Zeitreihen der Meßwerte werden automatisch in "Zeitscheiben" konstanter Informationsgehalte eingeteilt und dementsprechend gespeichert. Es wird eine Ereignisliste der Abfolge der Zustandsänderungen des Netzabbildes erzeugt, die einen Überblick über den Störungsverlauf gibt. Die Ereignisliste wird zur graphischen Darstellung des Störungsablaufs herangezogen, indem für jede Zeitscheibe ein Netzbild mit dem zugehörigen Netzzustand generiert wird. Der Störungsablauf wird durch die Aneinanderreihung der den Zeitscheiben zugeordneten Bilder rekonstruiert.

Mit einer Erweiterung der Auswertesoftware um ein Modul zur Identifizierung von Standardfehlern (z.B. ein- und mehrpolige Fehler) wird der manuelle Aufwand bei der Auswertung zukünftig weiter reduziert werden. Im nächsten Schritt ist die Integration der Parametrier- und Stördaten von digitalen Schutzrelais mit Störwertspeichern in die vorhandene Auswerteumgebung vorgesehen. Die integrierte Auswertung der Störwerte erlaubt neben einer detaillierteren Störungsaufklärung die automatische Überprüfung auf korrekte Funktion von Netzschutz und Störwerkerfassung. In einem weiteren Schritt ist die Formulierung einer Schnittstelle zu einem Netzsimulationsprogramm zu realisieren. Damit läßt sich mittels Parameteridentifikation die vorhandene Datenbasis für Simulationsrechnungen verbessern.

D. Blume, W. Horenkamp, F. Reyer

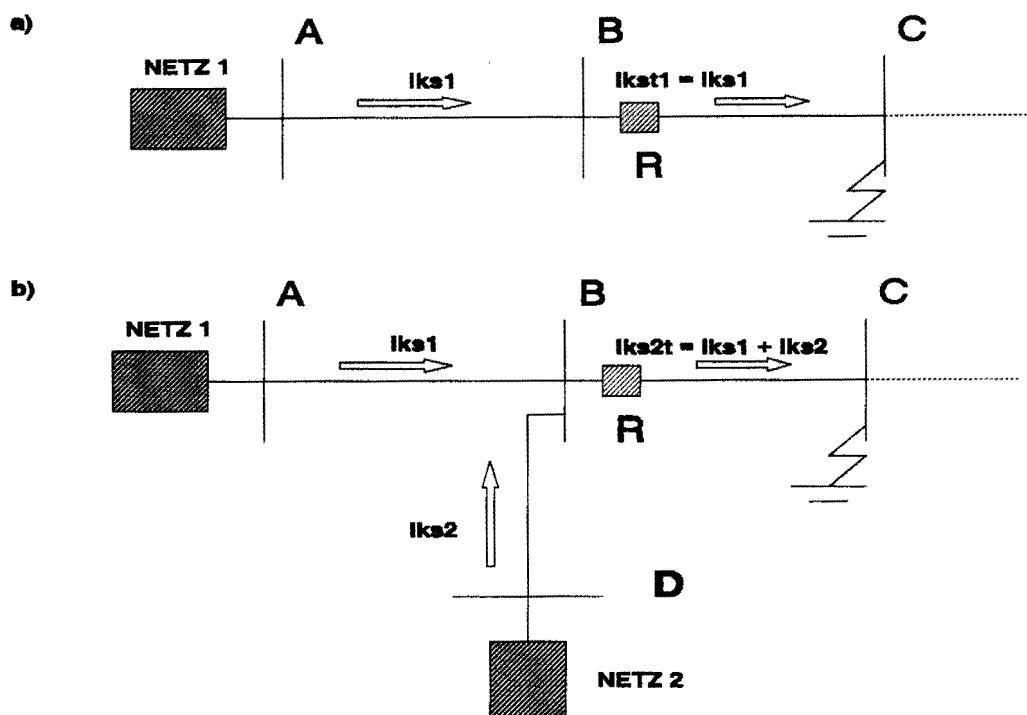
EV 9217, EV 9223, EV 9230, EV 9231

### 3.3.5 Wissensbasiertes System für adaptive Schutzkoordination in elektrischen Energieübertragungssystemen

Die Aufgabe des Schutzsystems in einem Energieübertragungssystem besteht darin, Fehler auf Leitungen oder auf Unterstationen so schnell wie möglich zu erfassen und zu isolieren. Seine Selektivität erfordert, daß diese Fehler durch die mit der kürzesten Auslösezeit wirkenden nächsten Schütze (Hauptschütze) beseitigt werden müssen und daß bei Versagen dieser Hauptschütze die in den angrenzenden Leitungen eingerichte-

ten Schütze (Reserveschütze) mit gewissen Verzögerungszeiten wirken, was als Zeitstaffelung zur Koordination des Schutzsystemes bekannt ist. Dabei wird gefordert, daß die Einstellungen aller Reserveschutzrelais an die Einstellungen der jeweiligen Hauptschutzrelais angepaßt werden.

Es ist zu untersuchen, ob sich diese Schutzrelaiseinstellungen an jeden Betriebszustand des Netzes anpassen lassen. Im Bild 3.37 wird ein Netz dargestellt, bei dem z.B. die Einstellung bei unverzögerter Wirkung des Überstromzeitrelais R betrachtet wird. Fehler auf der Leitung B-C (Bild 3.37.a) müssen durch das Relais R unverzögert



**Bild 3.37:** Einstellung der unverzögerten Wirkung

beseitigt werden und Fehler auf den angrenzenden Leitungen müssen im Hinblick auf die Koordination mit einer gewissen Verzögerungszeit beseitigt werden. Eigentlich sollte der Ansprechwert der unverzögerten Wirkung des Relais für einen Fehler an Knoten C auf den entsprechenden Kurzschlußstrom  $I_{kst1}$  eingestellt werden. Auf Grund der Ungenauigkeit des Meßsystems wird dieser Wert mit einem Sicherheitsfaktor  $K < 1$  multipliziert. Wird die Leitung B-D zugeschaltet (Bild 3.37.b), so nimmt der Kurzschlußstrom für einen Fehler an C von  $I_{kst1}$  auf  $I_{kst2}$  zu. Die Folge ist, daß die Zone-1-Reichweite des Relais den Knoten C überschreiten kann, was zu einer Unselektivität führen kann, wenn Fehler auf den an C angrenzenden Leitungen auftreten. Daher ist es auch möglich, daß Fehlkoordinationen zwischen R und seinen Reserve- oder Haupt-

relais auftreten. Wenn dies passiert, ist es notwendig, eine Neueinstellung des Relais durchzuführen.

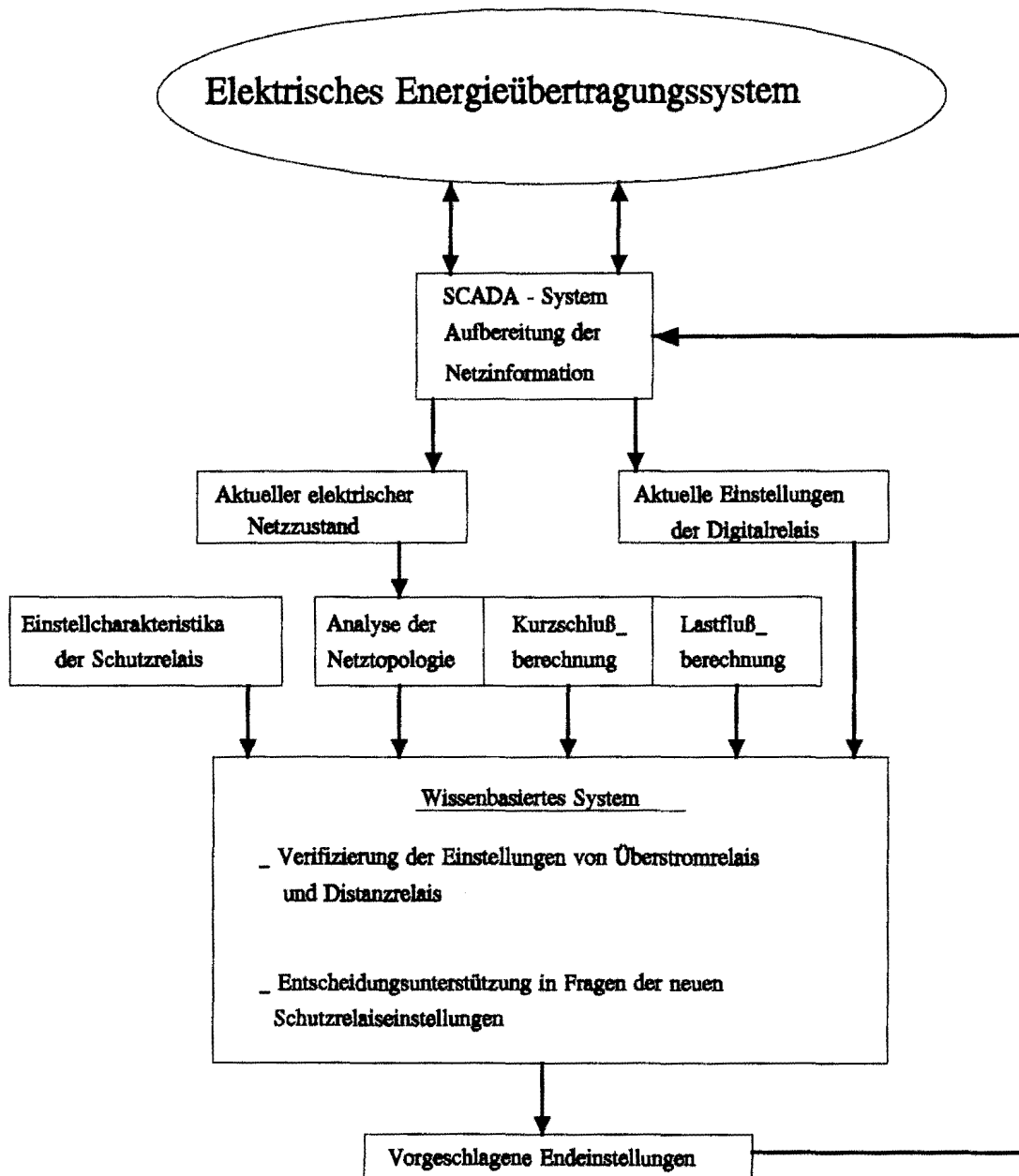
Die neue Konstellation der auf Mikroprozessoren basierenden Schutzeinrichtungen - die sog. Digitalrelais - gestatten durch ihre Programmierbarkeit und Meldungsfähigkeit, die Einstellparameter durch Betriebssoftware aus entfernten Netzleitzentralen zu kontrollieren. Aus dieser Möglichkeit entstand der neue Forschungsbereich der adaptiven Schutztechnik, der folgendermaßen definiert wird:

Adaptiver Schutz ist eine "Echtzeit-Tätigkeit, die die Antwort des Schutzsystems in Abhängigkeit von einer Netzzustandsänderung modifiziert".

Dazu wird ein schnelles wissensbasiertes Verfahren entwickelt, das auf Grund des aktuellen Netzzustands periodisch die Relaiseinstellungen überprüft, mitteilt, wenn ungeeignete Einstellungen vorliegen und die entsprechenden Maßnahmen zu adaptiven Einstellungsänderungen vorschlägt. Dabei ist angenommen worden, daß mit Richtungsanzeigern ausgerüstete adaptive Überstromzeit- und Distanzrelais als Zeitstafeleinrichtungen vorhanden sind. Im Bild 3.38 wird die Struktur des Verfahrens dargestellt.

Der Ablauf des Verfahrens ist wie folgt:

- Durch eine Analyse der Netztopologie werden alle möglichen Paare von Relais mit Reserve- und Hauptfunktionen in einer optimalen Sequenz bestimmt.
- Die Kurzschluß- und Lastflußberechnungen liefern die Ströme und Spannungen an den Relais für normale Betriebszustände und für verschiedene Fehlerarten.
- In Abhängigkeit von den Netzzuständen stellt ein wissensbasiertes System fest, ob Fehlkoordinationen, übermäßige Auslösezeiten bzw. falsche Ansprechstellungen bestehen. Die adaptiven Einstellungsänderungen werden auf Grund der Betriebscharakteristika der Relais und der durch Regeln erfaßten Erfahrung getroffen. Bei Überstromzeitrelais werden die Ansprechströme für unverzögerte und verzögerte Wirkung festgelegt. Bei Distanzrelais wird die Reichweite der unterschiedlichen Zonen festgelegt.

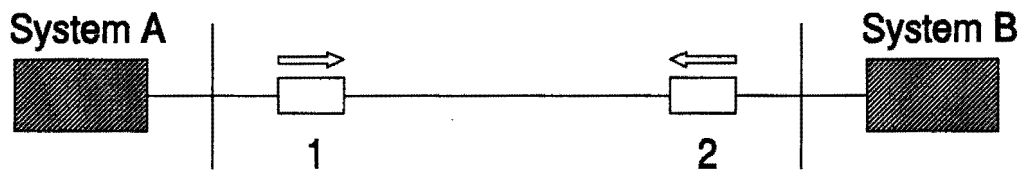


**Bild 3.38:** Wissensbasiertes System für die Verifizierung und Korrektur der Schutzrelaiskoordination

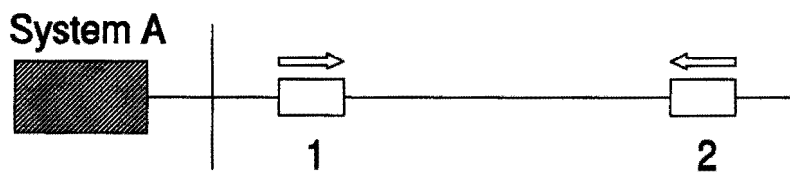
- Ausgehend davon werden die Einstellung der Auslösekennlinien der Überstromzeit- und Distanzrelais durch einen iterativen Prozess mit der aus der Analyse der Netztopologie ermittelten Kombination von Reserve- und Hauptrelais bestimmt. Daher können alle Relais mit Reservefunktion für alle Fehlerarten wie ein Relais mit Hauptfunktion wirken, falls die Auslösezeit innerhalb eines bestimmten Koordinationsintervalls liegt.



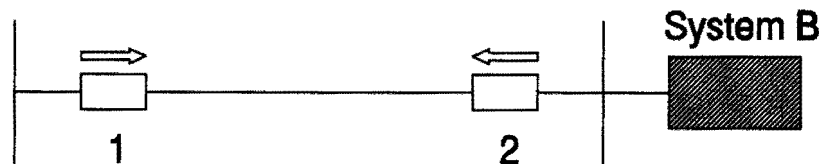
Im Hinblick auf eine Beschleunigung des Verfahrens kann dieses Problem durch Parallelrechnereinsatz gelöst werden. Das Konzept ist in Bild 3.39 dargestellt. Zwei Untersysteme A und B sind durch eine Leitung verbunden. Das Relais 1 gilt als Reserverelais für die Relais in B. Deshalb sind seine Einstellungen abhängig von den Einstellungen der Relais in B. Auf der anderen Seite werden die Einstellungen der Relais in A von der Einstellung des Relais 1 beeinflusst. Für Relais 2 gilt das entsprechende.



((a) Systeme A und B verbunden durch eine Übertragungsleitung



(b) Die Einstellungen des Schutzrelais 2 werden durch seine Hauptrelais in A bestimmt



(c) Die Einstellungen des Schutzrelais 1 werden durch seine Hauptrelais in B bestimmt

**Bild 3.38:** Konzept des Parallelprozesses

Mit dem Ziel, das Gesamtsystem zu lösen, wird jedes Untersystem gleichzeitig in verschiedenen Unterprozessen durch den o.g. Iterationsprozeß gelöst. Die Unterprozesse tauschen am Ende jeder Iteration die Einstellungen der Grenzrelais 1 und 2 aus. Wenn sich die Einstellungen der Grenzrelais nicht mehr ändern, kann der Gesamtprozeß beendet werden.

### 3.3.6 Koordination von Überstromzeitrelais durch den Einsatz von Optimierungsverfahren

Das Problem der Schutzrelaiskoordination in Energieübertragungssystemen besteht darin, geeignete Einstellungen des Schutzsystems durchzuführen, so daß die Empfindlichkeits-, Schnelligkeits- und vor allem Selektivitätsanforderungen erfüllt werden können.

Die Selektivität erfordert, daß die nahegelegensten Schutzrelais zuerst wirken müssen, wenn ein Fehler auf einem Betriebsmittel auftritt. Falls diese versagen, müssen Reserverelais in den angrenzenden Betriebsmitteln mit gewissen Verzögerungszeiten wirken. Darüber hinaus ist eine Koordination der Schutzrelaiswirkungen erforderlich. Das bedeutet bei Überstromzeitrelais, geeignete Einstellwerte des Ansprechens und der Zeitkennlinie zu finden.

Um Optimierungsverfahren verwenden zu können, müssen entsprechende Zielfunktionen aufgestellt werden. Eine mögliche zu minimierende Zielfunktion kann die Betriebsmittelbeanspruchung im Fehlerfall sein. Diese Beanspruchung kann durch die Dissipation

$$\int I^2 \cdot r \, dt$$

für jedes Betriebsmittel kalkuliert werden. Wenn der Kurzschlußstrom konstant angenommen wird, ist diese Beanspruchung nur eine Funktion der Zeit. Wenn Fehler an Knoten betrachtet werden, sieht die zu minimierende Zielfunktion für den Knoten k wie folgt aus:

$$FUNK (Zeit, I_{ansp}) = \sum_i \sum_j T_{ijk}$$

mit Zeit : Kennlinieneinstellung

I<sub>ansp</sub> : Ansprechereinstellung

T<sub>ijk</sub> : Wirkungszeit des Relais i für Zone j

Für alle Knoten ergibt sich als Zielfunktion:

$$\sum_k \text{FUNK}(\text{Zeit}, \text{lansp})$$

Die Randbedingungen des Problems sind die folgenden:

a) Koordinationskriterium

$$T_{nmk} \geq T_{jk} + \Delta T_{mj}$$

mit  $T_{nmk}$  : Wirkungszeit des Reserverelais  $R_{nm}$  des Hauptrelais  $R_{ij}$   
 $\Delta T_{mj}$  : Koordinationsintervall

b) Ober- und Untergrenze der Relaiseinstellungen und Wirkungszeiten

$$\begin{aligned} \text{Zeit}_{j,\min} &\leq \text{Zeit}_j \leq \text{Zeit}_{j,\max} \\ \text{lansp}_{j,\min} &\leq \text{lansp}_j \leq \text{lansp}_{j,\max} \\ T_{jk,\min} &\leq T_{jk} \leq T_{jk,\max} \end{aligned}$$

c) Relaiskennlinien  $T = f(\text{Zeit}, \text{lansp}, \text{lks})$

$$T_{jk} = f_j(\text{Zeit}_j, \text{lansp}_j, \text{lks}_{jk})$$

mit  $\text{lks}_{jk}$  : Kurzschlußstrom am Relais  $R_{ij}$  für einen Fehler am Knoten k

Im allgemeinen können die Relaiskennlinien für jedes Überstromzeitrelais durch die folgende Gleichung berechnet werden:

$$T = k_1 \cdot \frac{\text{Zeit}}{\left(\frac{\text{lks}}{\text{lansp}}\right)^2 + k_3}$$

mit  $k_1, k_2, k_3$ : Konstanten, die abhängig vom Relaisstyp sind

Das vorliegende Problem zu lösen bedeutet, die Einstellwerte von Zeit und lansp für jedes Schutzrelais zu finden, die die Randbedingungen a), b) und c) erfüllen und die Zielfunktion FUNK minimieren. Die Randbedingung c) stellt eine starke Nichtlinearität

dar, was zur Folge hat, daß nichtlineare Optimierungsverfahren zu verwenden sind. Derzeit wird die Möglichkeit untersucht, das Problem mit Hilfe der Optimierungsroutinen der RASP-Bibliothek zu lösen.

E. Orduña

#### 4. VORTRÄGE

##### 4.1 Beiträge für das Kolloquium

- 16.06.1992 Dr.-Ing. I. Heinrich, Technische Universität Leipzig  
"Notwendigkeit und Möglichkeiten zur Aufbereitung großer Datenmengen für Netzführungsaufgaben"
- 02.07.1992 Prof. Dr. A. Bose, Arizona State University  
"On-line Dynamic Security Analysis"
- 29.10.1992 Prof. Dr. Ban und Dipl.-Ing. Prikler, Technische Universität Budapest  
"Improving Power System Operation by Analyzing Transients"

##### 4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 10.03.1992 Th. Stephanblome  
"New SMES control strategies as a link between network and power plant control", Vortrag im Rahmen des IFAC-Symposiums "Control of Power Plants and Power Systems", München
- 06.04.1992 W. Hoffmann  
"Einsatz von Expertensystemen in der Netzbetriebsführung", Vortrag im Rahmen des Kolloquiums des Fraunhofer Institut IITB-EPS in Dresden
- 22.06.1992 U. Schlücking  
"Echtzeitsimulation der Kurzzeitdynamik", Vortrag im Rahmen des Abschluß-Kolloquiums im DFG-Schwerpunktprogramm "Neue Leit- und Schutztechnische Systeme in der elektrischen Energieversorgung"
- 02.07.1992 W. Hoffmann  
"Integration of an Expert System for Security Assessment into an Existing EMS" und "ZEDO - Activities of the Centre of Expert System Technology in Dortmund", Vorträge am IASE-Institut, Wrocław
- 23.07.1992 U. Schlücking  
"Echtzeitsimulation des Kurzzeitverhaltens elektrischer Energieversorgungssysteme", Vortrag im Rahmen des Seminars des Arbeitskreises "Paralleles Rechnen / IDDD"

- 09.09.1992 E. Handschin  
Vortrag über die japanische Energieversorgung, VEW Dortmund
- 14.09.1992 J. Handke  
"Long and Short Term Operation Planning for Thermal Power Systems", Vortrag im Rahmen des Besuchs am Sibirischen Energieinstitut in Irkutsk, GUS
- 14.09.1992 W. Hoffmann  
"Expert System Applications to Power Systems", Vortrag im Rahmen des Besuchs am Sibirischen Energieinstitut in Irkutsk, GUS
- 24.09.1992 Th. Stephanblome  
"Einsatz eines SMES in der Netzregelung", Vortrag im Rahmen des Berichts-Kolloquiums im DFG-Schwerpunktprogramm "Neue Speicher- und Leitsysteme zur gesicherten elektrischen Energieversorgung", Dortmund
- 02.10.1992 Th. Stephanblome  
"Wechselwirkung zwischen Dimensionierung und Regelung eines SMES", Vortrag im Rahmen der Sitzung des Arbeitskreises "Supraleitung in Forschung und Praxis", Haus Bommerholz, Witten
- 02.10.1992 C. Damschen  
"Dimensionierung eines SMES zum Lastausgleich bei unruhigen Verbrauchern", Vortrag im Rahmen der Sitzung des Arbeitskreises "Supraleitung in Forschung und Praxis", Haus Bommerholz, Witten
- 12.11.1992 Th. Stephanblome  
"Einsatz eines Fuzzy-Reglers zur Erregungsregelung", Vortrag im Rahmen der VDE/ITG-Fachtagung "Technische Anwendung von Fuzzy-Systemen", Dortmund
- 01.12.1992 E. Handschin  
"Supraleitende magnetische Energiespeicher in der elektrischen Energieversorgung", Vortrag im Rahmen der ETG Informationstagung "Die Supraleitung in der elektrischen Energietechnik", Bern

5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN

- 09.01.1992 E. Handschin, M. Heine, D. König  
Besprechung mit den Herren Dr. Böhme, Dr. Graf, Mosner und Sörgel, Atlas Elektronik Bremen, über ein Projekt zur Entwicklung netzleittechnischer Software, in Bremen
- 10.01.1992 W. Hoffmann  
Besuch von Dr. Zahedi am Lehrstuhl EV
- 16.01.1992 E. Handschin, W. Hoffmann, D. Blume  
Gespräch mit Prof. Dr. Reichmann, CIC, über das Forschungsprojekt "Rationelle Energieanwendung im Betrieb", am Lehrstuhl EV
- 21.01.1991 E. Handschin und Mitarbeiter  
Besuch von Herrn Öttmannson und Mitarbeitern, ABB-Netzleittechnik Ladenburg, am Lehrstuhl EV
- 23.01.1992 E. Handschin, W. Hoffmann, M. Langer  
Besprechung mit den Herren Weissböck und Zwirschitz, SAT Wien über "Lastprognose", am Lehrstuhl EV
- 23.01.1992 E. Handschin, W. Hoffmann  
Besuch von Prof. Dr. Reichmann und Mitarbeitern am Lehrstuhl EV
- 27.01.1992 E. Handschin, W. Hoffmann  
Besprechung zum Thema "Expertensysteme in der Netzleittechnik" bei der ABB-Netzleittechnik GmbH in Ladenburg
- 01.02.-  
30.04.1992 E. Handschin  
Forschungsaufenthalt an der Universität Tokio und bei Tokyo Electric Power Company, Japan
- 03.02.1992 D. Blume, W. Horenkamp  
Besprechung mit den Herren Dr. Schwarz, ABB Mannheim und Hudasch, Badenwerk, über den Einbau einer Meßeinrichtung zur Durchführung eines Feldversuchs mit optischen Stromwandlern, am Lehrstuhl EV

- 04.02.1992 U. Schlücking  
Besprechung mit Herrn Knippschild, ENCORE-Computer, über  
mögliche Zusammenarbeit, am Lehrstuhl EV
- 10.02.1992 W. Hoffmann, F. Reyer  
Teilnahme an der Gründungsveranstaltung des Fuzzy Clubs NRW  
in Düsseldorf
- 12.02.1992 C. Damschen, Th. Stephanblome  
Besprechung mit Herrn Körner, VEW AG Werne, über Kraftwerks-  
technik, in Werne
- 13.02.1992 D. Blume, W. Horenkamp  
Durchführung von Messungen im Windpark Westküste
- 14.02.1992 C. Damschen, Th. Stephanblome  
Besprechung mit Prof. Dr. Funk, Universität Hannover, über die  
Niedersachsen-Initiative "Supraleitung in der Energieversorgung",  
am Lehrstuhl EV
- 19.02.1992 U. Schlücking  
Teilnahme am Seminar "UNIX und Echtzeit", ENCORE-Computer in  
Düsseldorf
- 21.02.1992 W. Hoffmann  
Gespräch über Entwicklungen in der Rundsteuertechnik mit Herrn  
Enning, VEW AG, in Dortmund
- 26.02.-  
27.02.1992 D. Blume, F. Reyer  
Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen über Störwert-  
erfassung, in Ludwigshafen
- 03.03.1992 D. Blume, W. Hoffmann  
Besprechung mit Herrn Enning, VEW AG, über Einsatzmöglichkei-  
ten neuer Meßtechnologien in der Rundsteuertechnik, am Lehrstuhl  
EV



- 06.03.1992 E. Handschin, Th. Fabian, J. Handke  
Besprechung mit Herrn Elstermann, Consulectra, über den Abschlußbericht der "European Wind Power Integration Study", am Lehrstuhl EV
- 09.03.-  
11.03.1992 E. Handschin, W. Hoffmann, C. Damschen, Th. Stephanblome  
Teilnahme am "IFAC-Symposium on Control of Power Plants and Power Systems" in München
- 10.03.1992 E. Handschin  
Leitung der Sitzung des Technischen Komitees für die PSCC '93
- 25.03.1992 W. Hoffmann  
Besuch am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung der Bergischen Universität Gesamthochschule Wuppertal
- 27.03.1992 F. Reyer  
Teilnahme am Tutorium "Fuzzy Sets, Fuzzy Logic, Fuzzy Expertensysteme" in Bonn
- 29.03.-  
31.03.1992 Th. Stephanblome  
Teilnahme am IERE-Workshop "Simulation techniques" in Caen, Frankreich
- 31.03.1992 W. Hoffmann  
Besprechung mit Herrn Enning und Herrn Beßmann, VEW AG, in Dortmund
- 31.03.1992 E. Handschin, M. Heine, D. König  
Besprechung mit den Herren Dr. Böhme, Dr. Graf und Sörgel, Atlas Elektronik Bremen, über netzleittechnische Probleme, am Lehrstuhl EV
- 02.04.1992 W. Hoffmann  
Teilnahme am "Fuzzy-Logik-Tag" im NRW-Pavillion im Rahmen der Hannover-Industriemesse
- 06.04.-  
08.04.1992 W. Hoffmann  
Gespräche mit Herrn Dr. Bretthauer und Mitarbeitern am Fraunhofer Institut IITB-EPS in Dresden

- 27.04.-  
28.04.1992 D. Blume, F. Reyer  
Prüfung von Störwerterfassungsgeräten der Firma GSE in München
- 27.04.-  
29.04.1992 W. Hoffmann  
Besuch von Dr. Styczynski am Lehrstuhl EV
- 29.04.1992 W. Horenkamp, M. Langer, Yao L.  
Einbau einer Langzeitmeßeinrichtung bei den Stadtwerken Velbert
- 29.04. -  
30.04.1992 Th. Fabian  
Teilnahme an der ETG-Fachtagung "Netzanbindung von regenerativen Energiequellen" in Dortmund
- 04.05. -  
05.05.1992 E. Handschin  
Teilnahme am AK-TR Forum "Spannungsstabilität" an der TH Dresden und Leitung der AK-TR Sitzung
- 07.05.1992 U. Schlücking  
Teilnahme an der Sitzung des Arbeitskreises "Paralleles Rechnen / IDDD" an der Universität Dortmund
- 14.05.1992 E. Handschin, D. König  
Besprechung mit Herrn Hormann und Herrn Labohm über den Einsatz der knotenbezogenen Lastprognose bei der VEW, in Dortmund
- 15.05. 1992 E. Handschin  
Besprechung mit Herrn Dr. Schötzau, AEW Aarau, über Anwendungen von supraleitenden Speichern in der Energieversorgung, in Aarau
- 25.05. -  
27.05.1992 E. Handschin  
Teilnahme und Vortrag am AK-TR Seminar "Informationstechnik in der Netzbetriebsführung" in Deidesheim
- 26.05.1992 W. Hoffmann  
Gespräch über Kooperationsmöglichkeiten mit Herrn Dr. Richter, CIC, in Dortmund

- 01.06.- W. Hoffmann  
04.06.1992 Besuch der Technischen Hochschule Wroclaw und des IASE-Instituts zur Vorbereitung gemeinsamer Projekte
- 10.06.1992 E. Handschin  
Teilnahme an der 20. Sitzung des DAK zum SC 39 der CIGRE in Frankfurt
- 12.06.1992 Th. Stephanblome  
Teilnahme an der Inbetriebnahme einer supraleitenden Feldwicklung an der Technischen Universität München
- 17.06.1992 W. Hoffmann  
BMFT-Forschungsvorhaben über Neuronale Netze bei Atlas Elektronik Bremen
- 22.06. - E. Handschin, U. Schlücking  
23.06.1992 Teilnahme am Abschluß-Kolloquium des DFG-Schwerpunktprogramms "Neue Leit- und Schutztechnische Systeme in der elektrischen Energieversorgung" in Erlangen
- 24.06.1992 E. Handschin  
Leitung der ZEDO-Jahrestagung in Haus Bommerholz, Witten
- 24.06.1992 U. Schlücking  
Teilnahme an der Sitzung des Arbeitskreises "Paralleles Rechnen / IDDD" an der Universität Dortmund
- 25.06.1992 E. Handschin und Mitarbeiter  
ZEDO-Workshop zum Thema "Neue Informationsverarbeitungstechnologien in der elektrischen Energieversorgung"
- 29.06 - E. Handschin und Mitarbeiter  
04.07.1992 Besuch von Prof. Dr. Bose, Arizona State University, am Lehrstuhl EV
- 30.06.1992 E. Handschin, D. Blume, W. Horenkamp  
Besprechung mit den Herren Dr. Reuter und Dr. Patzwald, Elektromark Hagen, über die Durchführung von Messungen an Windkraftanlagen, in Hagen

- 30.06.1992 E. Handschin  
Teilnahme an der DFG-Jahresversammlung in Bonn
- 01.07.1992 W. Hoffmann  
Teilnahme am Vortrag "Möglichkeiten zum Einsatz und zur Implementierung von Fuzzy-Reglern", Dr. Meyer-Gramann, Daimler Benz Berlin, in Schwerte
- 06.07.1992 D. Blume, W. Horenkamp  
Installation eines Meßwerterfassungssystems im Badenwerk Karlsruhe
- 09.07.1992 W. Hoffmann  
BMFT-Forschungsvorhaben über Neuronale Netze bei Atlas Elektronik Bremen
- 10.07.1992 E. Handschin  
Besprechung mit Herrn Prof. Dr. Schneider, FGH Mannheim, über das gemeinsame AIF-Projekt "Wirk- und Blindleistungsbedarf in Mittel- und Niederspannungsnetzen", in Mannheim
- 13.07.1992 E. Handschin, D. Blume, F. Reyer  
Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen, über Störwert-  
erfassung, am Lehrstuhl EV
- 16.07.1992 E. Handschin  
Besuch des ABB-Forschungszentrums in Heidelberg
- 16.07.1992 W. Hoffmann  
Besprechung mit den Herren Haider, Abeln und Schweigert, Stadtwerke München, in München
- 09.08.1992 W. Hoffmann, M. Langer  
Besprechung mit den Herren Weissböck und Zwirschitz, SAT Wien, über Lastprognose, am Lehrstuhl EV
- 20.08. - E. Handschin  
21.08.1992 Besuch von Herrn Minagawa, Sapporo, am Lehrstuhl EV

- 27.08.1992 E. Handschin  
Korreferat im Promotionsverfahren von Herrn Dipl.-Ing. T. Ader an  
der Universität-Gesamthochschule Duisburg
- 28.08.1992 M. Heine, D. König  
Besprechung mit den Herren Dr. Graf, Mosner und Sörgel, Atlas  
Elektronik Bremen, über eine Präsentation bei der Interkama '92, in  
Bremen
- 28.08.1992 E. Handschin, D. Blume, W. Horenkamp  
Besprechung mit Herrn Prof. Dr. Schulz, TEAM Essen, über das  
Netzurückwirkungsmeßsystem, in Herten
- 30.08. - E. Handschin  
05.09.1992 Teilnahme an der 34. CIGRE Konferenz in Paris
- 31.08.- D. Blume, F. Reyer  
01.09.1992 Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen, über Störwert-  
erfassung, in Ludwigshafen
- 31.08.- W. Hoffmann  
01.09.1992 Teilnahme an der Sitzung der Taskforce 38-06-06 "Application of  
Artificial Neural Networks to Power Systems" im Rahmen der  
CIGRE-Konferenz in Paris
- 02.09.1992 C. Damschen  
Besprechung mit den Herren Dr. Halder, Sigg und Pfander, SBB,  
über den Einsatz eines SMES im Bahnstromnetz, in Bern, Schweiz
- 02.09.1992 Th. Fabian, M. Langer, E. Orduna  
Teilnahme am ZEDO-Workshop von Prof. Dr. Hartmann, Lehrstuhl  
für Bauingenieurwesen der Universität Bochum
- 03.09.- M. Heine, D. König  
04.09.1992 Vorbereitung der Präsentation bei der Interkama '92 mit den Herren  
Dr. Graf und Sörgel, Atlas Elektronik, in Bremen
- 07.09.- J. Handke, W. Hoffmann  
19.09.1992 Besuch am Sibirischen Energieinstitut in Irkutsk, GUS

- 09.09. - E. Handschin, Th. Fabian  
11.09.1992 Teilnahme am Kolloquium "Erneuerbare Energien und Stadtentwicklung" der Stadt Dortmund
- 22.09.1991 E. Handschin und Mitarbeiter  
Teilnahme am AK-TR Workshop "Einsatz von Arbeitsplatzrechnern für Planung und Betrieb elektrischer Energienetze" in Mannheim
- 24.09.- E. Handschin und Mitarbeiter  
25.09.1992 Teilnahme am DFG-Kolloquium "Neue Speicher- und Leitsysteme zur gesicherten elektrischen Energieversorgung", an der Universität Dortmund
- 29.09.1992 E. Handschin  
Besuch von Herrn Dr. Heger, ABB Forschungszentrum Heidelberg, am Lehrstuhl EV
- 01.10.- E. Handschin, C. Damschen, Th. Stephanblome  
02.10.1992 Teilnahme an der Sitzung des Arbeitskreises "Supraleitung in Forschung und Praxis", in Haus Bommerholz, Witten
- 04.10.- F. Reyer  
07.10.1992 Teilnahme am "Joint Japanese European Symposium on Fuzzy Systems" in Berlin
- 05.10.- D. Blume, W. Horenkamp  
10.10.1992 Präsentation des Netzurückwirkungsmeßsystems bei der Messe Interkama '92 in Düsseldorf, in Zusammenarbeit mit der Fa. TEAM Essen
- 05.10.- M. Heine, D. König  
10.10.1992 Präsentation eines Programmsystems für die grafisch orientierte Netzberechnung der Messe Interkama '92 in Düsseldorf, in Zusammenarbeit mit Atlas Elektronik Bremen
- 07.10.1992 E. Handschin  
Teilnahme an der Sitzung der Niedersachsen-Initiative "Supraleitung in der Energieversorgung", bei PreussenElektra, Hannover

- 13.10.1992 D. Blume, F. Reyer  
Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen, über Störwert-  
erfassung, in Ludwigshafen
- 21.10.1992 M. Heine, D. König  
Besprechung mit den Herren Dr. Graf und Sörgel, Atlas Elektronik  
Bremen, zur Aufbereitung der Interkama '92, am Lehrstuhl EV
- 23.10.1992 E. Handschin  
Teilnahme am IEE Editorial Meeting in London
- 23.10.1992 D. Blume, W. Horenkamp  
Besprechung mit Herrn Dr. Patzwald, Elektromark Hagen, zum  
Projekt "Messungen von Netzurückwirkungen von Windkraftanlagen",  
am Lehrstuhl EV
- 26.10.1992 E. Handschin  
Teilnahme an der Sitzung des Executive Committee der Deutschen  
Sektion des IEEE in Dresden
- 27.10.1992 W. Hoffmann  
Gespräch mit Herrn Hoepfner, SWISTEC Bornheim, über Software-  
Entwicklung für die Rundsteuerung, in Dortmund
- 28.10.-  
31.10.1992 E. Handschin und Mitarbeiter  
Besuch von Prof. Dr. Ban und Dr. Prikler, TU Budapest, am Lehr-  
stuhl EV
- 29.10.1992 E. Handschin, M. Heine, W. Hoffmann, D. König  
Besuch von Herrn Dr. Rogge und Herrn Scholz, SNI München, am  
Lehrstuhl EV
- 30.10.1992 U. Schlücking  
Teilnahme an der Sitzung des Arbeitskreises "Paralleles Rechnen /  
IDDD" an der Universität Dortmund
- 04.11.1992 E. Handschin, C. Damschen, Th. Fabian, Th. Stephanblome  
Besprechung mit den Herren Dr. Grebe, Dr. Kleinmeier und Dr.  
Moll, RWE AG, über den Einsatz eines SMES in der elektrischen  
Energieversorgung, am Lehrstuhl EV

- 04.11.1992 E. Handschin  
Vorstellung des Konzeptes für das An-Institut "Innovative Energie-  
umwandlung und -speicherung" in Gelsenkirchen
- 05.11.1992 E. Handschin  
Leitung der AK-TR Sitzung in Frankfurt
- 07.11.1992 E. Handschin, C. Damschen, Th. Fabian, Th. Stephanblome  
Besprechung mit Herrn Dr. Prescher, Siemens AG, über den Ein-  
satz eines SMES in der elektrischen Energieversorgung, am Lehr-  
stuhl EV
- 09.11. - E. Handschin  
11.11.1992 Teilnahme und Vortrag am AK-TR Seminar "Informationstechnik in  
der Netzbetriebsführung" in Deidesheim
- 12.11.1992 W. Hoffmann  
Besprechung mit Herrn Prof. Dr. Bretthauer, TU Bergakademie Frei-  
berg, über Expertensysteme in der Wartungsplanung, in Dortmund
- 12.11. - E. Handschin und Mitarbeiter  
13.11.1992 Teilnahme an der VDE/ITG-Fachtagung "Technischen Anwendung  
von Fuzzy-Systemen" in Dortmund
- 13.11.1992 E. Handschin und Mitarbeiter  
Besuch von Prof. Dr. Funk und Prof. Dr. Oswald, Universität Hanno-  
ver, am Lehrstuhl EV
- 27.11.1992 E. Handschin  
Korreferat im Promotionsverfahren von Herrn Dipl.-Ing. H.-T. Neisius  
an der Universität Saarbrücken
- 27.11.1992 U. Schlücking  
Teilnahme an der Sitzung des Arbeitskreises "Paralleles Rechnen /  
IDDD" an der Universität Dortmund
- 01.12.1992 E. Handschin, W. Hoffmann, M. Langer  
Besprechung mit Herrn Weissböck, SAT Wien, über Lastprognose,  
am Lehrstuhl EV



- 02.12. - E. Handschin  
03.12.1992 Teilnahme an der 21. Sitzung der DAK zum SC 39 der CIGRE in Nürnberg
- 09.12.1992 E. Handschin  
Teilnahme am FGH-Forschungsbeirat in Mannheim
- 10.12.1992 E. Handschin, W. Hoffmann  
Gespräche über den Einsatz von Expertensystemen in der Netzleit-  
technik bei den Stadtwerken München
- 28.12.1992- W. Hoffmann  
01.01.1993 Pre-Symposium Workshop ESAP '93, Cairns, Australien

## 6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE

### 6.1 Veröffentlichungen

*E. Handschin: "Elektrische Energieübertragungssysteme, Übungsbuch", Hüthig Verlag 1992*

Das Übungsbuch hat zum Ziel, das im Lehrbuch "Elektrische Energieübertragungssysteme" vermittelte Wissen anhand konkreter Beispiele zu illustrieren und zu vertiefen. Für jedes Kapitel sind die Aufgaben vollständig durchgerechnet worden, wobei versucht wird, nicht nur einen engen Bezug zu den Verfahren und Algorithmen des Lehrbuches herzustellen, sondern auch eine möglichst praxisnahe Formulierung im Hinblick auf Anwendungen in der elektrischen Energietechnik zu finden. Bei der Dokumentation der Lösungen wird jeder Schritt begründet und numerisch durchgerechnet. Deshalb ist das Übungsbuch auch zum Selbststudium gut geeignet.

*E. Handschin, W. Kaufmann, G. Schaffer: "Netzleittechnik für Verteilungsnetze", VWEW-Verlag 1992*

Der Bericht ist das Ergebnis einer gemeinsamen Standortbestimmung zum Thema: "Netzleittechnik für Verteilungsnetze" aus der Sicht der Elektrizitätswirtschaft, der Industrie und der Hochschule. Aufbauend auf dem Stand der Technik der Verteilungsnetze in Deutschland ist der Versuch unternommen worden, vorhandene Defizite aufzuzeigen, um so den künftigen Handlungsbedarf abschätzen zu können. Da jede Prognose mit Unsicherheiten verbunden ist, hat man großes Gewicht auf die sich abzeichnenden Entwicklungen des technischen Umfeldes gelegt. Dabei ist sowohl die energietechnische wie auch die informationstechnische Seite berücksichtigt worden.

*E. Handschin, Th. Stephanblome: "New SMES control strategies as a link between network and power plant control", IFAC Preprints Volume 1, Düsseldorf*

Superconducting Magnetic Energy Storages (SMES) with a capacity of about a few 100 kWh becoming great interest with regard to an improved power system stability and a relieve of network control. This work survives the possibility to integrate a SMES into a power system according to operational requirements. Therefore two concepts for SMES control are taken into consideration. First a control scheme basing on frequency and bus-voltage as input signals for SMES control is investigated. Then a state space

control basing on a coordinated control of SMES and synchronous generator is introduced and discussed by means of a first case study.

*W. Hoffmann:* "Wissensbasierte Systeme für die Netzbetriebsführung", Beitrag zur Festschrift anlässlich des 20-jährigen Jubiläums der Fakultät für Elektrotechnik an der Universität Dortmund, Fakultät für Elektrotechnik, Mai 1992

Im Rahmen der Forschungen am Lehrstuhl für elektrisch Energieversorgung der Universität Dortmund werden die Möglichkeiten zur Optimierung der Netzbetriebsführung mit den Mitteln der "Artificial Intelligence" (AI) untersucht. Das Ziel ist die Realisierung eines entscheidungsunterstützenden Systems für die Netzbetriebsführung, das dem Schaltungingenieur eine kontinuierliche Einschätzung des aktuellen Netzzustandes gibt und ihm Vorschläge zur Sicherung und Optimierung des Netzbetriebs unterbreitet.

*Th. Stephanblome:* "Der Einfluß supraleitender magnetischer Energiespeicher auf die Kurz- und Mittelzeitdynamik elektrischer Energieversorgungssysteme", Beitrag zur Festschrift anlässlich des 20-jährigen Jubiläums der Fakultät für Elektrotechnik an der Universität Dortmund, Fakultät für Elektrotechnik, Mai 1992

Im Hinblick auf eine Verbesserung der Netzstabilität und eine Entlastung der Netzregelung ergeben sich große Zukunftsperspektiven für den Einsatz supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES) mit einer Speicherkapazität von einigen 100kWh. Um die Einbindung von SMES in das Regelkonzept elektrischer Energieversorgungssysteme untersuchen zu können, wird die Modellierung von SMES im Rahmen eines linearen und eines nichtlinearen Mehrmaschinensimulators durchgeführt. Die Anforderungen des Netzbetriebes sind bei der Festlegung der Regelstrategie die wesentlichen Entwurfskriterien. In diesem Zusammenhang erlaubt der Einsatz eines Zustandsgrößenreglers einen sehr effektiven Einsatz von SMES im Rahmen der bestehenden, konventionellen Netzregelung.

*E. Handschin, W. Hoffmann:* "Integration of an expert system for security assessment into an energy management system", Electrical Power & Energy Systems, Vol. 14, Juni 1992

An expert system is proposed for the effective use of currently available management software. The implementation of an expert system for contingency evaluation and its

demands with respect to the knowledge representation are discussed. Experiences with the integration of the powerful expert system for contingency evaluation in an existing EMS are presented.

*E. Handschin, U. Schlücking: "Real-Time Simulation of Short-Term Power System Dynamics", CIGRE, Juni 1992, Frankfurt*

The real-time simulation of the short-term power system dynamics is one of the main obstacles for a complete and flexible operator training simulator. In the past the dynamic phenomena occurring in this time range have been simulated off-line and added as an event list to the training scenario. To overcome this limit of a realistic power system simulation an interactive, dynamic simulator has been developed which calculates the state of the network after large disturbances and can be integrated into an operator training simulator.

*E. Handschin, D. Blume, Ch. Dörnemann: "Überprüfen - Belastungsverläufe von Betriebsmitteln berechnen in industriellen Verteilungsnetzen", Maschinenmarkt, Jg. 98 (1992), Nr. 29, Juli 1992*

Auch in gut geplanten Netzen ist ein Überprüfen der Betriebsmittelauslastung aus technischen und wirtschaftlichen Gründen erforderlich. Der entstehende Aufwand beim Ermitteln der Belastungsverläufe einzelner Betriebsmittel in Verteilungsnetzen soll dabei klein gehalten werden. Ein verbraucherorientiertes Verfahren ermöglicht, auf der Basis weniger, gezielter Messungen, die Last auch für andere Betriebsmittel zu ermitteln.

*E. Handschin, Ch. Dörnemann: "Betriebsmittelbezogene Lastmodellierung in Verteilungsnetzen", Archiv für Elektrotechnik, Nr. 1, 1992*

Der Betriebszustand eines Verteilungsnetzes wird durch die Strombelastung aller Betriebsmittel beschrieben. Mit Hilfe einer statistischen Estimationsmethode werden aus einzelnen Messungen und der Kenntnis der Verbrauchsdaten typische Verbraucherkurven (TVK) berechnet, die das elektrische Verhalten verschiedener Verbrauchergruppen widerspiegeln. Auf dieser Basis ist eine betriebsmittelbezogene Lastmodellierung an beliebigen Betriebsmitteln in Abhängigkeit der Verbraucherzusammensetzung unter Berücksichtigung externer Einflüsse wie der Temperatur möglich. Die so gewonnenen Belastungsverläufe erlauben eine Beschreibung des Netzzustands in den Verteilungsnetzen.

*E. Handschin, H. Kiendl, Ch. Frenck, W. Hoffmann, F. Reyer, Th. Stephanblome, D. Westermann: "Einsatz eines Fuzzy-Reglers zur Erregungsregelung", Tagungsband der VDE/ITG-Fachtagung "Technische Anwendung von Fuzzy-Systemen", November 1992, Dortmund*

Die Synthese der PSS-Struktur und seine Parametrierung beruhen auf der Anwendung der linearen Systemtheorie. Daher ist die gewünschte Wirkung des PSS auf einen Bereich um den Arbeitspunkt begrenzt. Ein ereignisorientierter Regler, der arbeitspunktunabhängig arbeitet, läßt sich mit Hilfe der Fuzzy-Set-Theorie entwerfen. Das Reglerverhalten wird durch Regeln beschrieben, die den aktuellen Systemzustand berücksichtigen. Es wurde ein Fuzzy-Regler für die Erregungsregelung entworfen und anhand von Simulationen verifiziert. Die Simulationen zeigen, daß der Fuzzy-Regler im Normalbetrieb ein ähnliches Verhalten zeigt wie ein konventioneller Spannungsregler mit PSS und bei starken Abweichungen vom Normalbetrieb wesentlich robuster ist als letzterer.

## 6.2 Forschungsberichte

*Ch. Dörnemann, A. Ryß:* "Analyse der VEW-Messungen 1988-1990", EV 9201

*Ch. Dörnemann:* "Lastmodellierung mit Hilfe synthetischer, typischer Verbraucherkurven zur Unterstützung der Niederspannungsnetzberechnung", EV 9203

*D. Westermann:* "Mathematische Beschreibung von Windkraftanlagen in Zustandsform", EV 9215

*E. Handschin, C. Damschen, Th. Stephanblome:* "Untersuchung verschiedener Szenarien zum Lastausgleich im Bahnstromnetz der SBB und in den Netzen der öffentlichen Stromversorgung in der Schweiz", EV 9229

## 6.3 Diplomarbeiten

*M. Bartkowiak:* "Bezugsleistungsprognose und -überwachung mit Hilfe eines wissensbasierten Systems", EV 9202

*B. Brüggenthies:* "Entwicklung eines Editors für die graphisch-interaktive Erstellung von Netzbildern", EV 9207

*V. Korell:* "Entwicklung eines Editors für die interaktive maskengesteuerte Eingabe von Netzdaten", EV 9208

*C. Damschen:* "Entwicklung eines zur Untersuchung von Wirkleistungs-Sekundenreserve-Maßnahmen geeigneten Kraftwerksmodells", EV 9212

*J. Piepenbrink:* "Musterbasierte Fehlerortung in elektrischen Energieversorgungsnetzen", EV 9217

*D. Bellwon:* "Das dynamische Verhalten von Windkraftanlagen in elektrischen Energieversorgungssystemen", EV 9222

*P. Gottbehüt:* "Verallgemeinerung einer Programmiersprache für Störwerterfassungssysteme", EV 9223

*K. Barth:* "Untersuchung der Möglichkeiten zur Optimierung der Ausnutzung von Mittel- und Niederspannungsnetzen", EV 9225

*D. Westermann:* "Entwurf eines Fuzzy-Regler-Komponente für die Erregungsregelung", EV 9232

*Th. Göke:* "Optimierung des Einsatzortes und der Kapazität von supraleitenden magnetischen Energiespeichern in elektrischen Energieversorgungssystemen", EV 9233

#### 6.4 Studienarbeiten

*Th. Werner:* "Wissensbasierte Systeme als Hilfsmittel zur Erstellung von Blockzuschaltplänen unter Berücksichtigung der Mindestzeiten für Stillstand und Betrieb", EV 9204

*J. Baumgardt:* "Neuronales Netz zur Viertelstunden-Lastprognose", EV 9205

*St. Gerber:* "Untersuchung eines supraleitenden magnetischen Energiespeichers (SMES) im Rahmen eines nichtlinearen Einmaschinenmodells", EV 9211

*D. Westermann:* "Einfluß von Windkraftanlagen auf die Kurzzeitdynamik elektrischer Energieversorgungssysteme", EV 9213

*U. Neumann:* "Einsatz wissensbasierter Systeme bei der Erstellung von Katalogen zur Korrektur verletzter Mindestzeiten für Stillstand und Betrieb in der kurzfristigen Kraftwerksweinsatzplanung", EV 9216

*D. Kuhlmann:* "Entscheidungsunterstützung für die Kurzschlußleistungsüberwachung mit einem wissensbasierten System", EV 9218

*M. Hellentahl:* "Die Bedeutung der Brennstoffzellen für die Energieversorgung - aktuelle Untersuchungen und Perspektiven", EV 9219

*O. Gerdesmeyer:* "Einsatz von Speichern zur Verbesserung des dynamischen Verhaltens von Windkraftanlagen", EV 9220

*M. Maseratis:* "Bestimmung frequenzabhängiger Netzimpedanzen zur Beurteilung der Netzurückwirkungen regenerativer Energieerzeugungsanlagen", EV 9221

*D. Knappertsbusch:* "Optimierung der Hard- und Software des Langzeitmeßgerätes LM24", EV 9224

*H. Brandes:* "Berechnung von elektrischen Kenngrößen für Abtastsysteme", EV 9230

*O. Stinnen:* "Identifikation von Topologieinformationen über eine graphische Schnittstelle", EV 9231

*G. Niggemeier:* "Spezifikation eines dynamischen Simulationsprogramms unter Berücksichtigung von Windkraftanlagen und Speichern", EV 9234

*H.H. Linke:* "Netzregelung mit Hilfe von  $H_{\infty}$  - Reglern", EV 9235

*V. Schmidt:* "Lastflußberechnung in Mittelspannungsnetzen mit Mehrfacheinspeisung", EV 9236

*J. Kluth:* "Entwicklung eines Programms zur graphischen Aufbereitung der Meßergebnisse des Netzzrückwirkungsmeßsystems", EV 9237

#### 6.5 Programmbeschreibungen

*Th. Seelig:* "TRANSFER; Netzdatentransfer in das XPS-EV-Datenbankformat", EVP 9201

*Th. Seelig:* "FAKTWIS; Editieren betriebsmittelspezifischer Aussagen für die wissensbasierte Ausfallistenerstellung", EVP 9202

*M. Brasse:* "OPTAMON, OPTATAG, OPTASTUND; Programmpaket zur Erstellung von langfristigen Kraftwerkseinsatzplänen", EVP 9203

*Ch. Dörnemann:* "Programmbeschreibung NIBL für die betriebsmittelbezogene Lastmodellierung im NS-Netz", EVP 9204

*M. Bartkowiak:* "Dokumentation zur Expertensystem-Shell COGSYS", EVP 9205

*J. Baumgardt:* "Neuronales Netz zur Viertelstunden-Lastprognose", EVP 9206



*W. Hoffmann, D. Kuhlmann:* "Anwenderhinweise für die wissensbasierte Ausfallbewertung", EVP 9207

*B. Brüggenthies, M. Heine, D. König, V. Korell:* "NSR - Ein Programmsystem zur graphisch-interaktiv gesteuerten Durchführung von Netzberechnungen", EVP 9208

*D. Kuhlmann:* "KURZ; Entscheidungsunterstützung für die Kurzschlußleistungsüberwachung mit einem wissensbasierten System", EVP 9209

*D. Kuhlmann:* "KYSTRANS un KSSYM; Entscheidungsunterstützung für die Kurzschlußleistungsüberwachung mit einem wissensbasierten System", EVP 9210

*M. Maseratis:* "FREQUI; Programm zur Bestimmung frequenzabhängiger Impedanzen", EVP 9211

*J. Handke:* "REBAP; REgelBASierte Programmierumgebung auf VAX", EVP 9212

*H. Brandes:* "Berechnung elektrischer Kenngrößen für Abtastsysteme", EVP 9213