

**LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG**

**UNIVERSITÄT DORTMUND**

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



**JAHRESBERICHT 1989**

**JAHRESBERICHT 1989**

Herausgegeben vom

LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG  
UNIVERSITÄT DORTMUND  
UNIV. PROF. DR.-ING. E. HANDSCHIN

Postfach 500 500  
D-4600 Dortmund 50  
Telefon (0231) 755-2396  
Telex 82 24 45 unido  
Telefax 0231/75 15 32

REDAKTION: I. Gasthaus, K. Wordtmann, D. König

## VORWORT

Am 1. März 1989 ist der Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung 15 Jahre alt geworden. Zusammen mit zahlreichen Ehemaligen haben wir diesen Tag gemeinsam gefeiert. Vieles hat sich seit dem 1. März 1974 verändert. Dies betrifft sowohl die Forschung wie auch die Lehre. Die erhebliche Überlast, die vom Fachbereich Elektrotechnik getragen wird, hat sich glücklicherweise nicht negativ auf die Forschung ausgewirkt. Im Bereich der Netzleittechnik haben die Arbeiten auf dem Gebiet der wissensbasierten Systeme sehr guten Fortschritt gemacht. Da dabei die intensive Zusammenarbeit zwischen Forschung, Herstellung und Anwendung eine wichtige Voraussetzung für den Erfolg ist, ist darüber in mehreren Vorträgen und Aufsätzen berichtet worden. Auf diesem Gebiet ist noch mit einer erheblichen Ausweitung der Forschungsarbeiten zu rechnen. Der vorliegende Jahresbericht berichtet darüber sowie über die zahlreichen anderen Projekte, die im Berichtszeitraum sehr gut weiterentwickelt worden sind. Mit dem Dank für eine gute Zusammenarbeit und der Absicht, diese weiter zu festigen und neue Kontakte zu knüpfen, möge auch der vorliegende Bericht die in ihn gesetzten Erwartungen erfüllen.

E. Handschin

1. PERSONAL

Lehrstuhlinhaber: Univ. Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Sekretariat: Frau I. Gasthaus

Akademische Gäste: Dipl.-Ing. Y. Lu  
Tongji Universität Shanghai  
Dipl.-Ing. R. Drca  
Elektrische Fakultät Belgrad

Wiss. Mitarbeiter: Dipl.-Ing. D. Blume  
Dipl.-Ing. C. Dörnemann  
Dipl.-Ing. F. Eickhoff  
Dipl.-Ing. W. Ebbinghaus  
Dipl.-Ing. J. Handke  
Dipl.-Ing. W. Hoffmann  
Dipl.-Ing. D. König  
Dipl.-Ing. A. Kubbe  
Dipl.-Ing. J. Lemaitre  
Dipl.-Ing. U. Schlücking  
Dipl.-Ing. H. Slomski  
Dipl.-Ing. T. Stephanblome  
Dr.-Ing. P. Stöber

Technische Mitarbeiter: Frau H. Giersberg  
Dipl.-Ing. W. Horenkamp  
Dipl.-Ing. M. Jaspert  
Frau R. Meier  
K.D. Tesch

Wissenschaftliche und  
studentische Hilfskräfte: U. Adamczak, R. Brüggemann,  
M. Fabinger, M. Heine,  
R. Luttmann, M. Müller,  
B. Nordieker, D. Otto,  
K.-D. Schaum, H. Schneider,  
H. Speich, A. Terglane,  
K. Wordtmann

## INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1. PERSONAL	1
2. LEHRBETRIEB	2
2.1 Vorlesungen	2
2.2 Seminar	3
2.3 Praktika	3
2.4 Exkursionen	5
3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN	6
3.1 Software-Entwicklung für die Betriebs- führung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme	9
3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energiever- sorgungssystemen	32
3.3 Schutz- und Leittechnik	42
4. VORTRÄGE	54
4.1 Beiträge für das Kolloquium	54
4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern	55
5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN	57
6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE	64
6.1 Veröffentlichungen	64
6.2 Forschungsberichte	68
6.3 Diplomarbeiten	69
6.4 Studienarbeiten	70
6.5 Programmbeschreibungen	72
7. PROMOTIONEN	74

## 2. LEHRBETRIEB

### 2.1 Vorlesungen

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Elektrische Energietechnik I (WS 1989/90)

Obligatorische Vorlesung für alle Studenten des Fachbereichs Elektrotechnik im 5. Semester.

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

Elektrische Energietechnik II (SS 1990)

Obligatorische Vorlesung für alle Studenten des Fachbereichs Elektrotechnik im 6. Semester.

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

Energieübertragungssysteme I (WS 1989/90)

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 1990)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 8. Semester.

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

Prof. Dr.-Ing. H.C. Müller / Prof. Dr.-Ing. H.J. Haubrich

Energieversorgung (WS 1989/90)

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: Meßwerterfassung und -auswertung mit Mikroprozessoren; analoge und digitale Signalverarbeitung.

## 2.3 Praktika

Im Rahmen des von allen Lehrstühlen und Arbeitsgebieten des Fachbereiches Elektrotechnik gemeinsam organisierten Grundlagenpraktikums im 3. und 4. Semester werden vom Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung folgende Versuche angeboten:

### a) Schutzeinrichtungen

Behandlung der wichtigsten Schutzmaßnahmen beim Anschluß elektrischer Verbraucher.

### b) Messung von Energie und Leistung

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

### c) Untersuchung von Überstromunterbrechern und Erwärmung von Leitungen

Prüfen verschiedener herkömmlicher Sicherungen, Aufnehmen der Schmelzcharakteristika sowie des zeitlichen Verlaufs von Strom und Spannung einer Schmelzsicherung. Untersuchung



des Einflusses der Temperatur auf den Widerstand eines elektrischen Leiters.

Im Rahmen des von allen Lehrstühlen und Arbeitsgebieten des Fachbereiches Elektrotechnik gemeinsam organisierten Fortgeschrittenen-Praktikums im 5. und 6. Semester werden vom Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung folgende Versuche angeboten:

a) 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.

b) 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.

c) Dynamische Simulation eines Energieversorgungssystems

Die grundsätzlichen dynamischen Vorgänge, die mit der Wiederherstellung des Gleichgewichtes 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.

d) Lastflußermittlung

Analoge und digitale Simulation eines stationären Netzzustandes. Die Übereinstimmung eines am Netzmodell ermittelten Lastflusses mit einer Lastflußberechnung wird untersucht.

e) 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.

f) Selektive Erdschlußerfassung in elektrischen Netzen

An einem dreiphasigen Netzmodell wird die Problemstellung unsymmetrischer Fehler in nicht wirksam geerdeten Mittelspannungsnetzen aufgezeigt. Es werden Messungen mit dem Ziel durchgeführt, Kriterien für eine Erkennung des Fehlers sowie dessen selektiver Abschaltung zu erarbeiten. Mit entsprechenden Schutzgeräten werden Selektivität, Schnelligkeit und Zuverlässigkeit des Netzschutzes bei verschiedenen Fehlerorten geprüft.

g) 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 Exkursionen

25.08.1989 Besichtigung des Koepchen-Kraftwerks am Hengstey-See, RWE, Hagen

09.11.1989 Betriebsbesichtigung bei der Fa. Bender, Grünberg

### 3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN

Sowohl die Forschungs- als auch die Lehrtätigkeiten auf dem Gebiet der elektrischen Energieversorgung sind heute in besonderem Maße auf leistungsfähige und insbesondere im Zusammenhang mit der Leittechnik auch in hohem Maße dialogfähige Rechneranlagen angewiesen. Dabei werden die Rechneranlagen einerseits als Hilfsmittel zur Erarbeitung wichtiger Forschungsergebnisse eingesetzt. Andererseits stellen sie selbst den Forschungsgegenstand für die Weiterentwicklung der Netzleittechnik und Prozeßinformatik dar.

Das hohe Innovationspotential, durch das der Bereich der Informationsverarbeitung gekennzeichnet ist, erlaubt dabei heute systemtechnische Strategien, die qualitativ als auch quantitativ zu einer genaueren Erfassung und Führung von Energieversorgungssystemen im Hinblick auf die Versorgungssicherheit und die Wirtschaftlichkeit führt. So ermöglicht die Entwicklung von wissensbasierten Systemen die Ergänzung der algorithmischen Lösungsverfahren durch heuristische Regeln. Dies erlaubt auf der Softwareseite neue Lösungsansätze, indem "Expertenwissen" gespeichert und somit in den Lösungsweg mit eingebracht werden kann.

Hohe Integrationsdichten und neue Rechnerarchitekturen bieten auf der Hardwareseite heute erheblich gesteigerte Rechnerleistungen. Die Konsequenz der neuen Informationstechnik ist eine Dezentralisierung netzleittechnischer Funktionen, sowie eine parallele Behandlung von Aufgaben, die bisher mit klassischen Rechnern nur seriell bearbeitet werden konnten.

Um dieser veränderten Ausgangslage in Forschung und Lehre Rechnung zu tragen, konnte der Lehrstuhl im Berichtszeitraum seine bestehende Simulations- und Prozeßrechneranlage aus Mitteln nach dem Hochschulbauförderungsgesetz (HBFÜG) gemäß dem heutigen Stand der Rechnertechnik wesentlich ausbauen. Gegenüber der früheren Konzeption eines isolierten zentralen Rechners wurde ein lokales Rechnercluster aufgebaut (Bild 1). Die Integration bisher isolierter Rechner bietet die Möglichkeit der Kombina-

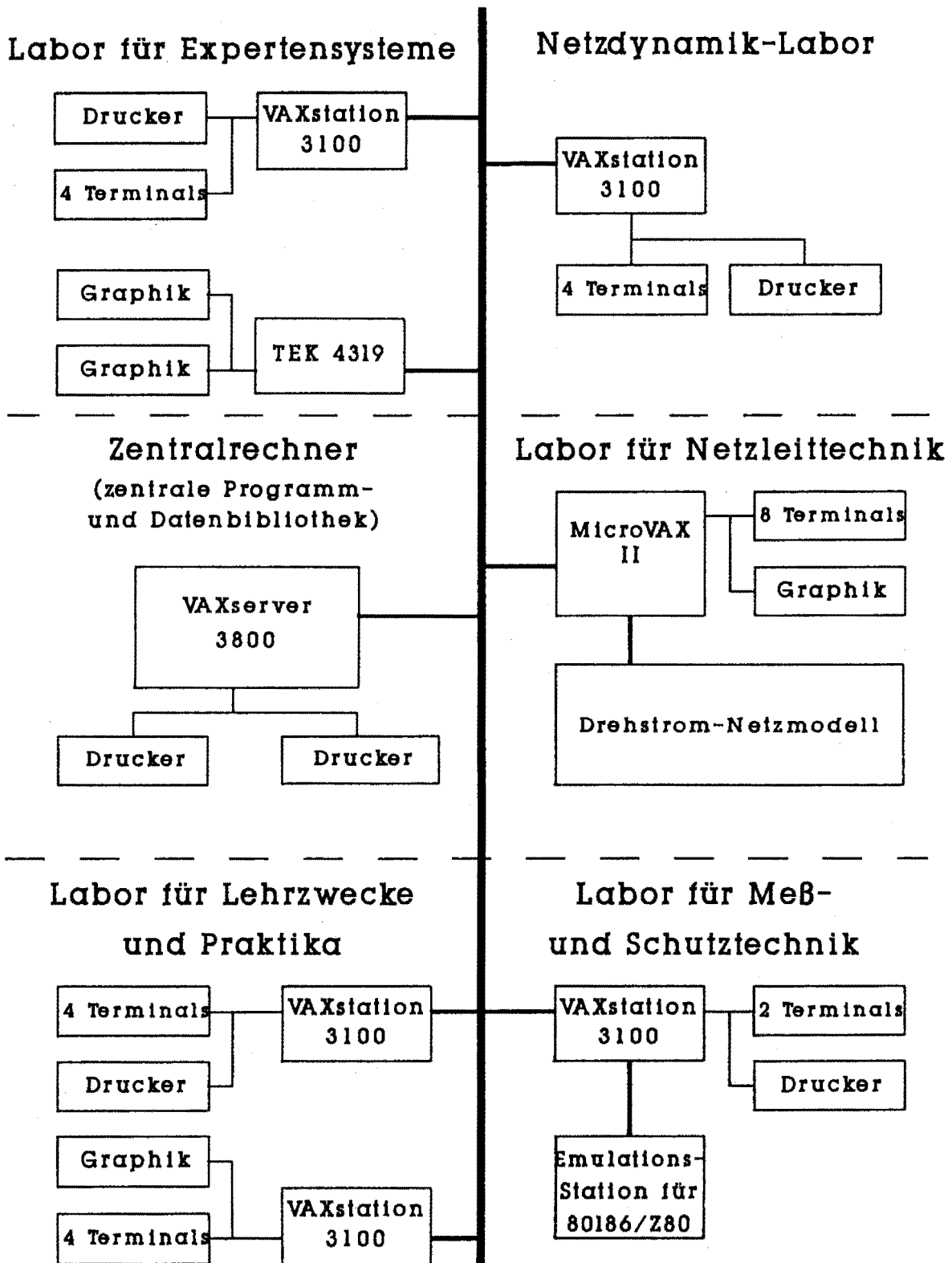


Bild 1: Struktur der Simulations- und Prozeßrechneranlage

tion von individuellen Datenverarbeitungslösungen mit zentralen Funktionen. Wesentliches Merkmal der Anlage, die aus einem Zentralrechner (Server) und sieben Satellitenrechnern besteht, ist die zentrale Programm- und Datenhaltung, die den Aufwand für Wartung und Pflege von Betriebssystem, Anwenderprogrammen und Daten für alle Teilkomponenten wesentlich vereinfacht. Die Kommunikationsfähigkeit des Systems, sowie die hohe Rechnerleistung, gestatten die Einbeziehung systemtechnischer Strategien in die Forschung, die mit zentralen Prozeßrechneranlagen nicht möglich ist. Wesentliche Konsequenzen werden für alle Forschungsarbeiten des Lehrstuhls, insbesondere aber für die Dezentralisierung der Netzleittechnik in Richtung integrierte Stationsleittechnik und für die Einbindung von Expertensystemen in die rechnergestützte Netzführung, erwartet.

Die im Berichtsjahr 1989 durchgeführten Arbeiten lassen sich den folgenden drei Schwerpunkten zuordnen:

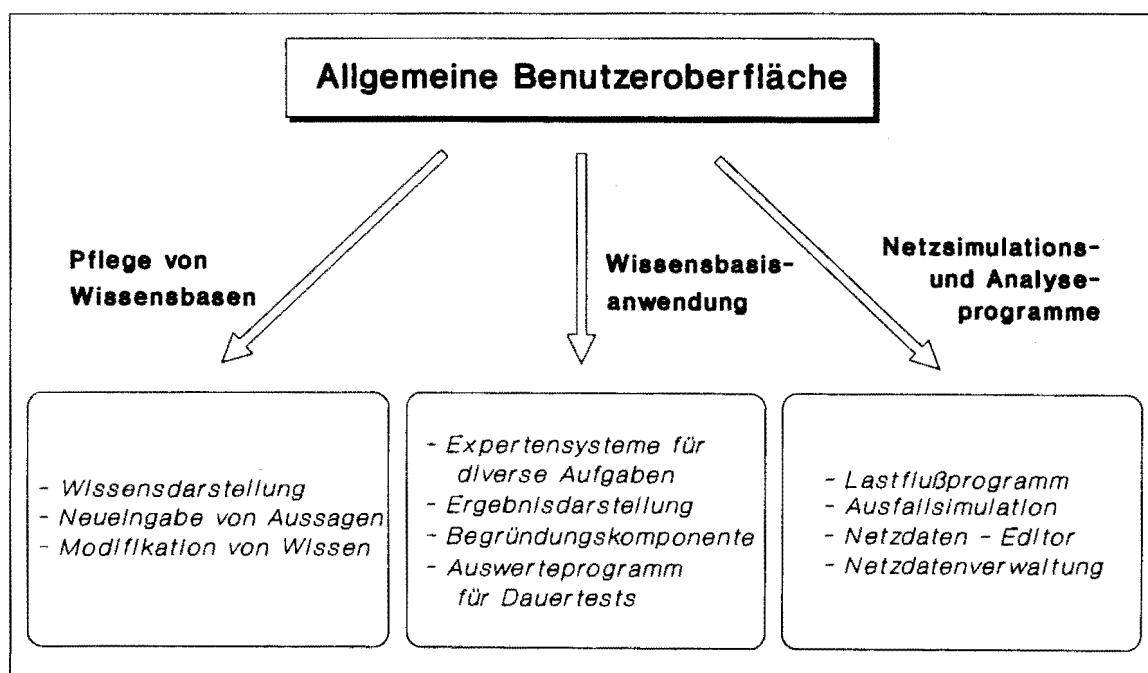
1. Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme.
2. Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen.
3. Schutz- und Leittechnik.

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 Realisierung von Wissensbasen für Expertensystemanwendungen

Im Rahmen eines Forschungsprojekt werden am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung die Einsatzmöglichkeiten von Expertensystemen in der elektrischen Energieversorgung untersucht. Die Entwicklung und Untersuchung verschiedener Expertensystemprototypen erfolgt im Rahmen der dazu realisierten Entwicklungs- und Testumgebung für Expertensysteme in der energietechnischen Anwendung (vgl. Bild 2).



**Bild 2:** Struktur der Entwicklungs- und Testumgebung für Expertensysteme in der Energieversorgung

Basis der erstellten Expertensystemprototypen ist in jedem Fall ein anwendungsunabhängiges Konzept zur rechnerauglichen Darstellung heuristischen Wissens. Zur anwendungsorientierten Erhöhung des Ausdrucksreichtums der Wissensdarstellung ist das aus einfachen wissensbasierten Systemen bekannte Konzept puristisch logischer WENN... DANN... Konstruktionen im mehrfachen Hinsicht wesentlich erweitert worden. Die Wissensrepräsentation

erlaubt es, sowohl allgemeingültiges, generisches Wissen als auch netzspezifische Lösungen und faktische Aussagen, den Ansprüchen der elektrischen Energieversorgung entsprechend, rechner-tauglich darzustellen und zu verarbeiten.

Das Wissens ist durch parallel in der Wissensbasis existierende generische Aussagen repräsentiert. Der Strukturierung dieser Aussagenmenge dient die Einführung von Aussagengruppen, die Aussagen zu demselben Thema (z.B. potentielle Überlast) ODER - verknüpft zusammenfassen (vgl. Bild 4). Die UND - verknüpfte Kombination verfügbarer Aussagen dient der Formulierung komplexer Aussagen. So wird eine an der natürlichsprachlichen Formulierung von Faustregeln orientierte Repräsentation des Wissens in der Wissensbasis erreicht. Das Bild 3 zeigt das Beispiel einer zur Ausfallbewertung formulierten Aussage.

WENN GILT	Ein Betriebsmittel wird ausgeschaltet.
UND WENN GILT	Der Entnahmeknoten dieses Betriebsmittels ist ein nur einfach versorgter Lastknoten.
UND WENN GILT	Dieser Knoten hat leichte Unterspannung.
UND WENN GILT	Das an dem Knoten angeschlossene Betriebsmittel führt zu einem weiteren Lastknoten.
UND WENN GILT	Dieser Knoten hat leichte Unterspannung.
DANN GILT	Eine Spannungsbandverletzung ist nach dem Ausfall eines Betriebsmittels wahrscheinlich.

Bild 3: Beispiel einer einfachen Aussage zur Beschreibung einer potentiellen Spannungsbandverletzung

Vermittels von Basisaussagen werden dem Inferenzprozeß ganz unterschiedliche Informationsquellen verfügbar. Algorithmische Programme, Datenbankzugriffe und Benutzeranfragen sind als Ressourcen benötigter Informationen von dem Auswertemechanismus direkt zu verwenden.

Unabhängig von einer speziellen Problemstellung wird die Struktur einer geeigneten Wissensrepräsentation und ein darauf abgestimmter, allgemeingültiger Problemlösungsmechanismus entwickelt. Die realisierte Inferenzkomponente ermöglicht die Auswertung konjunktiv und disjunktiv verknüpfter logischer Aussagen.

Neben der korrekten Auswertung in der Wissensbasis gespeicherten Wissens charakterisieren folgende Leistungsmerkmale die realisierte Inferenzkomponente:

1. Berücksichtigung der Anforderungen unterschiedlicher Anwendungen durch verschiedene Modi der Wissensbasisauswertung
2. Vorbereitung einer begründenden Darstellung des Inferenzprozesses durch die Verwaltung entsprechender Informationen
3. speicherplatz- und rechenzeitoptimierte Verwaltung der Ergebnisse von Aussagenüberprüfungen
4. Unterstützung entwicklungsspezifischer Anforderungen hinsichtlich der Transparenz von Zwischenergebnissen

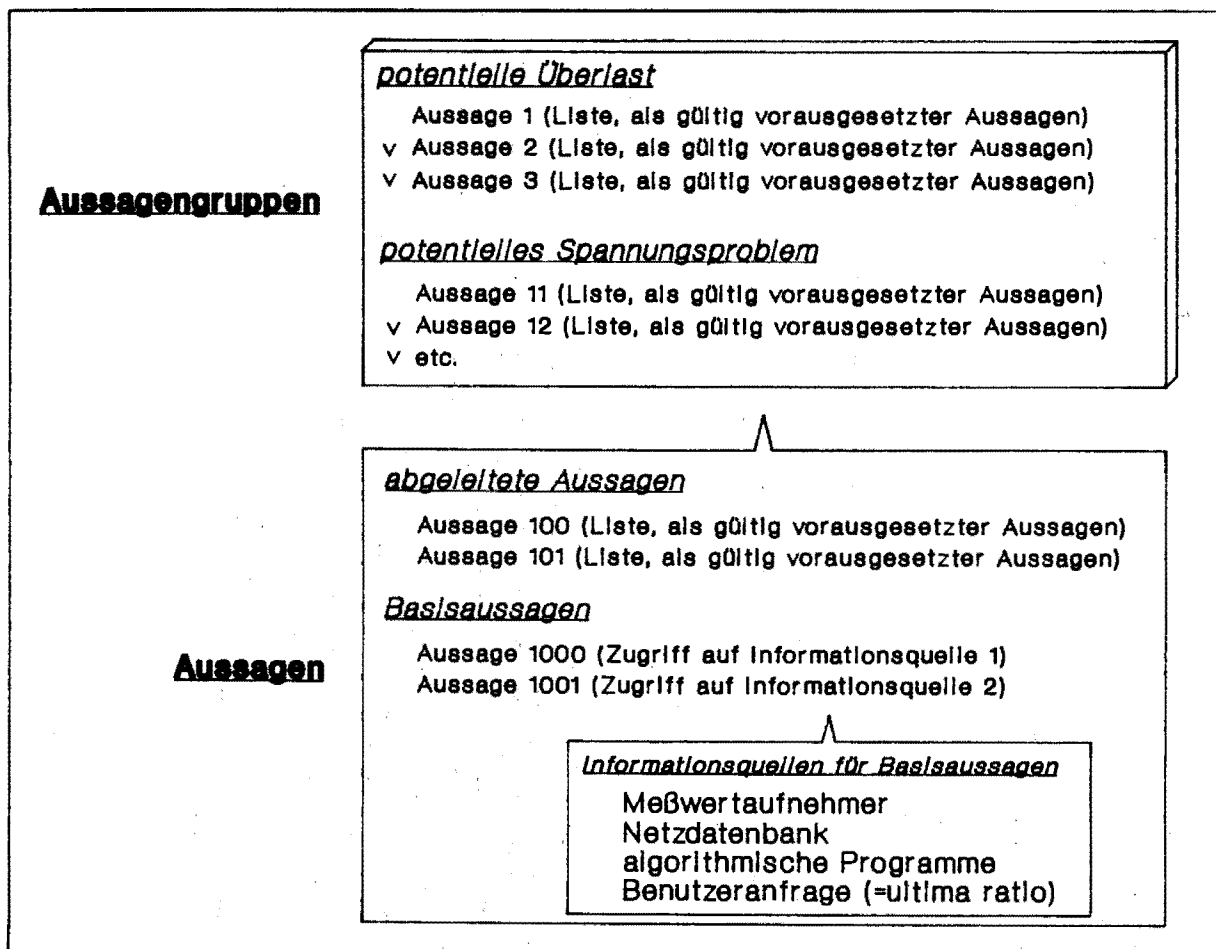
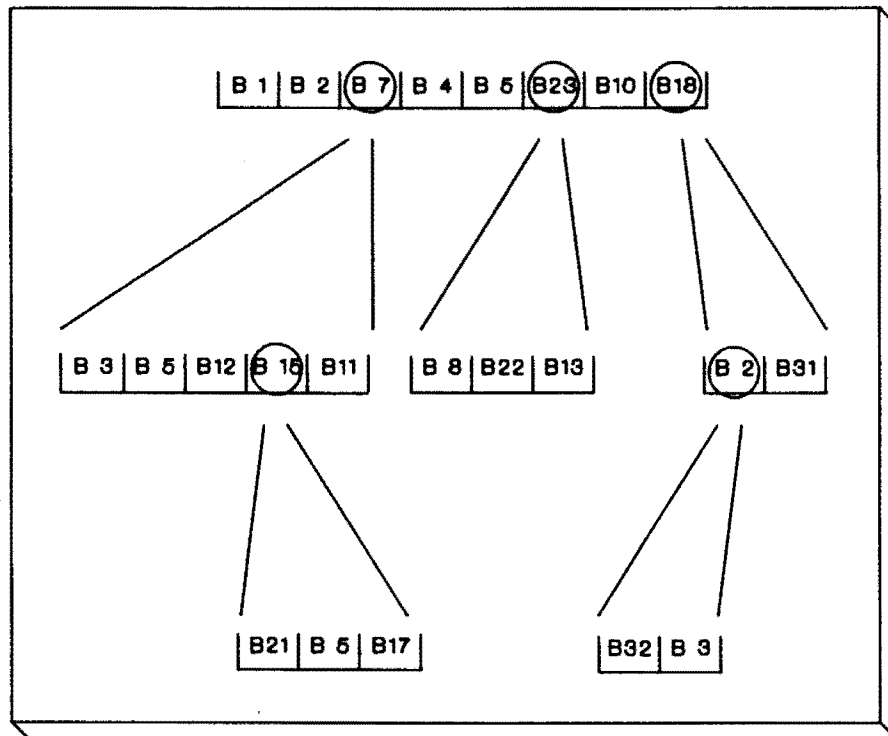


Bild 4: Aussagengruppen, Aussagen und Basisaussagen -  
Die Grundelemente der Wissensdarstellung



Eine für die automatisierte Wissensbasisauswertung vorteilhafte Identifikation der Aussagen über numerische Aussagenkennungen und die sich aus der Darstellung von Wissen ergebende hierarchische Argumentationsstruktur innerhalb formulierter Aussagen (vgl. Bild 5) begründen die Notwendigkeit eines benutzerfreundlichen Wissensbasis - Editors.



B 2 Voraussetzung ist vom Typ Aussage oder Aussagengruppe  
B 2 | B 31 Voraussetzungsliste einer Aussage

**Bild 5:** Hierarchische Argumentationsstruktur innerhalb von Aussagen

Der ausschließlich an der textlichen Darstellung von Aussagen orientierte Wissensbasis - Editor muß den folgenden Anforderungen genügen:

1. Verwaltung aktiver und passiver Aussagen in der Wissensbasis
2. Darstellung aktiver Aussagen und ihrer Voraussetzungen
3. Modifikation der Voraussetzungen formulierter Aussagen
4. Neueingabe von Aussagen und Aussagengruppen
5. Dokumentation des gespeicherten Wissens
6. Darstellung von Argumentationsverläufen für erfolgreiche oder fehlgeschlagene Argumentationen

Bei der Erstellung wissensbasierter Systeme für die Bewertung von Betriebsmittelausfällen, für die Erarbeitung von Präventiv- und Abhilfemaßnahmen für die Alarmverarbeitung u.a. erweist sich der realisierte Wissensbasis Editor als ein nützliches Werkzeug. Neben der guten Möglichkeit zur Modifikation lesbar formulierter Aussagen in der Wissensbasis stellt sich insbesondere die durch die Inferenzmaschine unterstützte Begründungskomponente des Wissensbasis - Editors als vorteilhaft dar. Die explizite Darstellung von Wissen, wie sie für Expertensysteme typisch ist, erlaubt zum Zwecke einer Begründung gefundener Ergebnisse die nachträgliche Darstellung des Inferenzverlaufs durch Hinweis auf die verwandten Aussagen. Während der Entwicklungsphase wissensbasierter Systeme ergeben sich aus den Darstellungen insbesondere der fehlgeschlagenen Argumentationsverläufe wichtige Hinweise auf Optimierungsmöglichkeiten innerhalb der Wissensbasis.

W. Hoffmann, B. Nordieker

Berichte: EV 8938, EVP 8914

### 3.1.2 Wissensbasierte Erstellung von Ausfalllisten

Um während des Betriebs elektrischer Energieversorgungsnetze eine optimale Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist eine ständige sicherheitstechnische Überwachung des aktuellen Netzzustandes erforderlich. Hierzu werden regelmäßig für jedes Betriebsmittel die Folgen seines Ausfalls untersucht. Die Klassierung von Ausfällen als "kritisch" oder "unkritisch" basiert derzeit vorwiegend auf numerischen Verfahren und wird durch das Erfahrungswissen des Betriebsführungspersonals unterstützt.

Die Anwendung wissensbasierter Systeme zur Klassierung von Ausfällen ermöglicht die Integration von Erfahrungswissen und algorithmischen Verfahren zur Ausfallbewertung. Im Gegensatz zur geschlossenen Beschreibung von Lösungen durch algorithmische Verfahren handelt es sich dabei um eine Methode, bei der die Lösungsmenge durch in Aussagenform formulierte heuristische

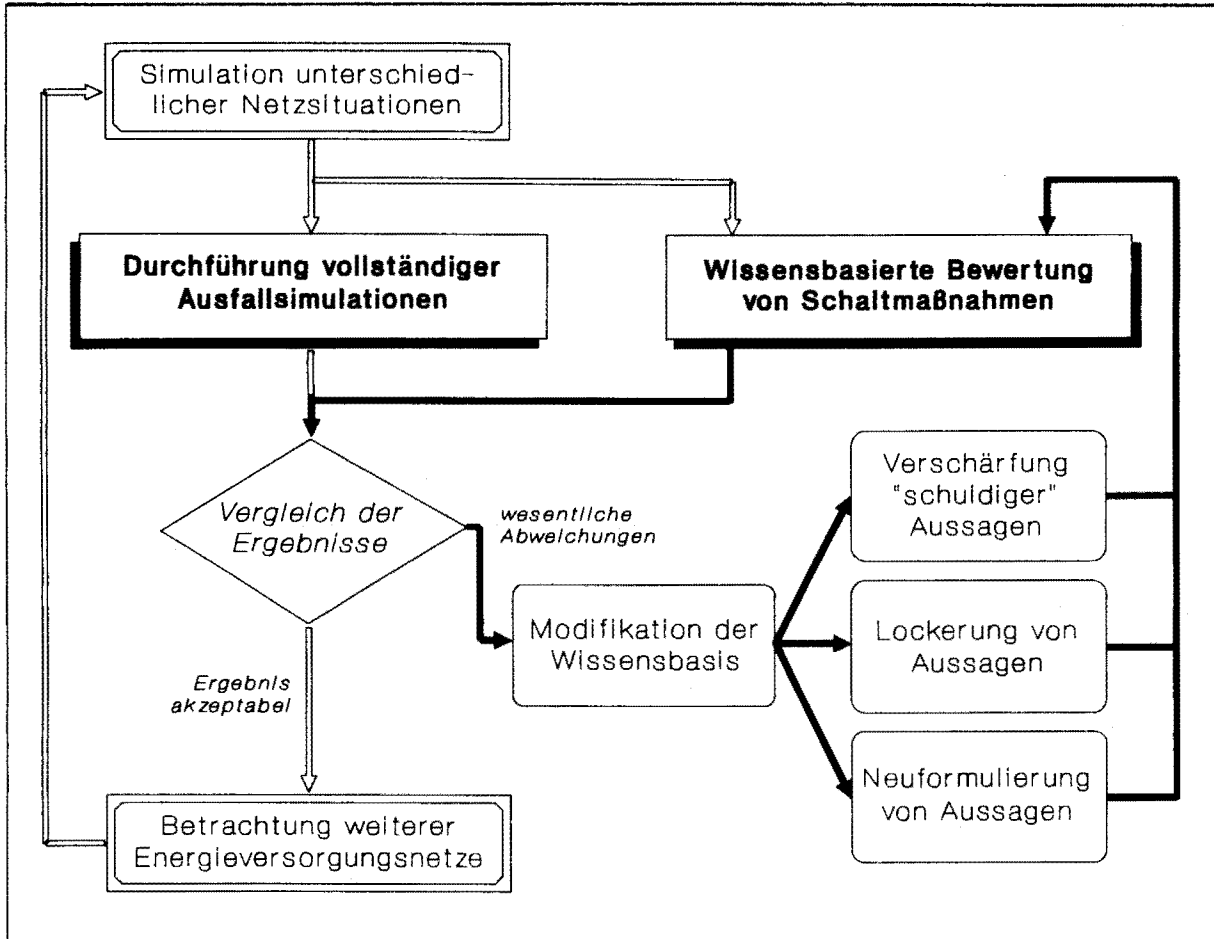
Teillösungen zusammengesetzt wird. Das am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund entwickelte Konzept klassierender Expertensysteme erlaubt die Verarbeitung von heuristischen Beschreibung kritischer Betriebsmittelausfälle. Basierend auf den Ergebnissen der Zustandsschätzung wird eine wissensbasierte Bewertung aller möglichen Ausfälle durchgeführt. Für jeden möglichen Ausfall erfolgt eine Konsultation der Wissensbasis. Durch die Aussagen von klassierenden Regeln wird der jeweils betrachtete Ausfall dann als "kritisch" oder "möglicherweise kritisch" bewertet. Die Ausfälle, die in die Kategorie "möglicherweise kritisch" klassiert werden, bilden die Ausfallliste.

Der Vergleich der so bestimmten Ausfallliste mit den Ergebnissen einer vollständigen Ausfallsimulation dient der Bewertung und weiteren Optimierung des Regelwerks. Dabei gibt die Begründungskomponente des zugrundeliegenden Expertensystemkonzeptes durch die Darstellung des Lösungsweg wichtige Hinweise auf die Optimierung der Wissensbasis. Die Beantwortung der Fragen nach den Gründen für die Verifikation und wichtiger noch nach dem Scheitern einer Schlußfolgerung liefern dem Wissensingenieur Ansatzpunkte für die Modifikation des gespeicherten Wissens (vgl. Bild 6).

Im Zuge der heuristischen Bewertung von Betriebsmittelausfällen wird die typische Spannung innerhalb einer wissensbasierten Lösung für diese Aufgabe offenbar:

1. Zu scharf formulierte Aussagen grenzen möglicherweise kritische Ausfälle aus, die dann nicht erkannt werden.
2. Zu weit gefaßte Formulierungen führen zu viel zu großen Ausfalllisten und mindern den erzielten Rechenzeitgewinn.
3. Zu umfangreiche Wissensbasen verlängern die Antwortzeiten wissensbasierter Systeme.

Beispielrechnungen für eine große Zahl sehr unterschiedlicher Netzsituationen zeigen, daß der wissensbasierte Ansatz grundsätzlich in der Lage ist, "kritische" Ausfälle zu detektieren.



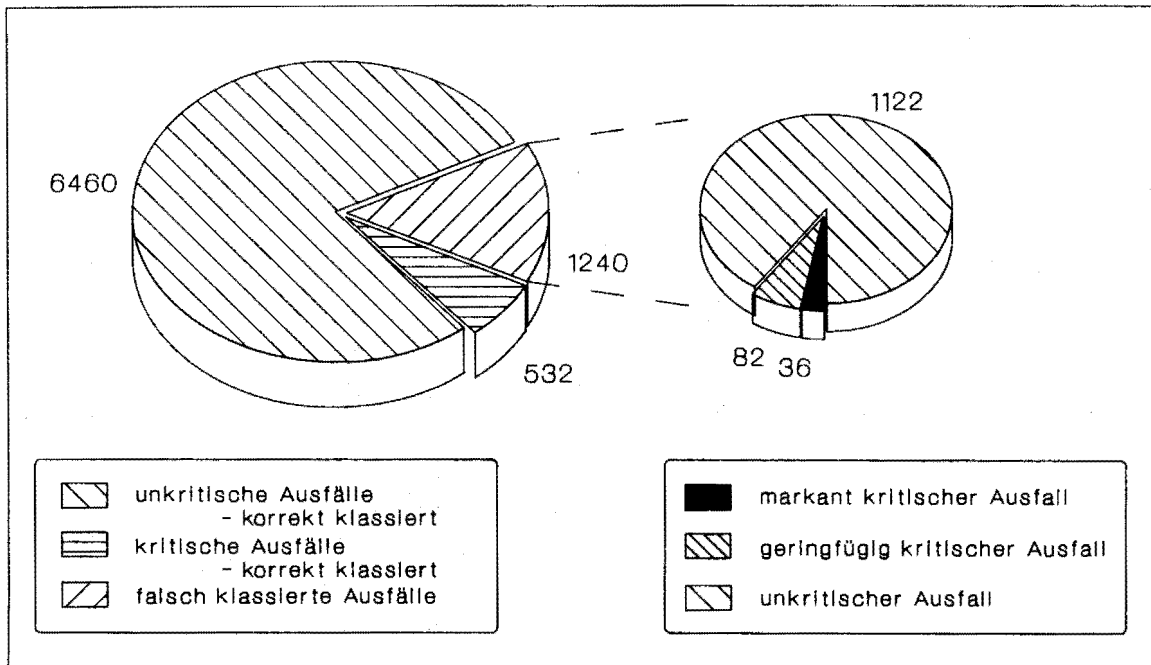
**Bild 6:** Iterativer Prozeß der Wissensbasisoptimierung

Zur Optimierung der im Sinne einer besseren Vergleichbarkeit z.Z. ausschließlich auf der Basis allgemeingültiger, netzunabhängiger generischer Aussagen erzielten Resultate ist die Formulierung netzabhängiger faktischer Aussagen vorbereitet. Aussagen über Schaltzustände, Spannungen oder Betriebsmittelbelastungen u.a. können in beliebiger Zahl kombiniert werden, um so den Ausfall einzelner Betriebsmittels als kritisch zu indizieren (vgl. Bild 7).

Die Abschaltung von Betriebsmittel 17 ist vermutlich kritisch,  
 WENN GILT Das Betriebsmittel 23 ist ausgeschaltet.  
 UND WENN GILT Das Betriebsmittel 47 ist ausgeschaltet.  
 UND WENN GILT Das Betriebsmittel 45 ist eingeschaltet.  
 UND WENN GILT Belastung des Betriebsmittels 17 größer 70 %.  
 UND WENN GILT Belastung des Betriebsmittels 9 größer 50 %.  
 UND WENN GILT Belastung des Betriebsmittels 13 kleiner 20 %.  
 UND WENN GILT Spannung am Netzknoten 11 niedriger 0.95 \*  $U_N$ .

**Bild 7:** Formulierung einer faktischen Aussage zur Beschreibung eines möglicherweise kritischen Betriebsmittelausfalls

Die Auswertung der Ausfallistenerstellung für eine große Zahl von Netzsituationen in einem Beispielnetz mit 30 Knoten und 49 Betriebsmitteln und der Vergleich mit den Ergebnissen vollständiger Ausfallsimulationen, ergibt das in dem Bild 8 dargestellte typische Bild.



**Bild 8:** Evaluierung der Ausfallistenerstellung mit ausschließlich netzunabhängigen heuristischen Aussagen

Das Bild zeigt, daß die wissensbasierte Bewertung von Betriebsmittelausfällen mehr als 75 % der Fälle korrekt klassiert. Die fehlerhaften Entscheidungen bedeuten zumeist eine zu pessimistische Einschätzung des betrachteten Ausfalls, oder beziehen sich auf geringfügig kritische Ausfälle (Überlast < 105% o.ä.).

Weiterführende Arbeiten müssen sich insbesondere mit den beiden Problemen beschäftigen:

1. Reduktion der Zahl falsch klassierter markant kritischer Ausfälle
2. Ausgrenzung der heute noch unnötigerweise in die Ausfallliste aufgenommenen Betriebsmittelausfälle

Die wissensbasierte Bewertung von Betriebsmittelausfällen mit den Mitteln der künstlichen Intelligenz stellt eine interessante Alternative zu den traditionellen Ansätzen zur Ausfalllisten-erstellung dar. Die Erfahrungen mit der Realisierung des beschriebenen Systems tragen dazu bei, auch andere Aufgaben z.B. aus dem Bereich der Netzsicherheitsüberwachung und -verbesserung einer wissensbasierten Lösung zu erschließen.

W. Hoffmann, R. Ludovici

Berichte: EV 8935, EVP 8912

### 3.1.3 Knotenbezogene Lastmodellierung zur Unterstützung der Niederspannungsnetzrechnung

Die zunächst für Anwendungen im Mittelspannungsnetz konzipierte Methode der knotenbezogenen Lastmodellierung wurde im Hinblick auf die Unterstützung der Niederspannungsnetzrechnung untersucht. Neben der notwendigen Anpassung des Verfahrens an die Meßdatenerfassung im Niederspannungsnetz sowie einer Aufbereitung der Schnittstellen wurde die Anpassung der Bedieneroberfläche für den Einsatz im Betrieb erarbeitet.

Zur Unterstützung der Berechnungen im Niederspannungsnetz kann die knotenbezogene Lastmodellierung detaillierte Aussagen über die Belastung einzelner Ortsnetztransformatoren bzw. Niederspannungsleitungen liefern. Dazu ist die Kenntnis der Verbraucher, die an den betrachteten Leitungen oder Stationen angeschlossen sind, sowie deren Jahresenergieverbrauch erforderlich. Zusammen mit Netzmessungen können daraus typische Verbrauchercurven berechnet werden. Im Niederspannungsnetz sind folgende Tarifgruppen zu unterscheiden: Nachtspeicherheizung, Haushalte, Schwachlast, Gewerbe mit bzw. ohne Maximumzähler, Straßenbeleuchtung. Da die einzelnen Verbraucher in vielen Fällen nicht direkt eindeutig einem Umspanner zugeordnet werden können, wird vorher mit Hilfe von Lastflußrechnungen die Aufteilung des Gesamtflusses an den einzelnen Betriebsmitteln auf die verschiedenen Tarifgruppen vorgenommen.

Die Gesamtbelastung eines Umspanners oder einer Leitung setzt sich aus vielen Teillasten zusammen. Die einzelnen Verbraucher, die sich zur Gesamtlast summieren, unterscheiden sich in ihrem elektrischen Verhalten. Durch Mittelung der einzelnen Verbrauchskurven über eine große Anzahl gleichartiger Verbraucher können diese Verbraucher so in Gruppen zusammengefaßt werden, daß jede Gruppe durch eine typische Verbrauchskurve (mittlere Verbrauchskurve) repräsentiert wird.

Durch Messungen an wenigen ausgewählten Stationen können die typischen Verbraucherkurven bestimmt werden. Lastberechnungen auf der Basis dieser Kurven können für beliebige Netzstationen oder Betriebsmittel erfolgen, da die Verbraucherkurven nur gruppenspezifisch sind, nicht aber vom Meßort abhängen. Da für manche Gruppen detaillierte Vorinformationen vorhanden sind, können diese zu einer Vorfilterung der typischen Verbraucherkurven herangezogen werden. So ist bekannt, daß der Anteil der Straßenbeleuchtung über die Einschaltzeit konstant sein muß. Dies kann zur Vergleichmäßigung der Verbraucherkurve "Straßenbeleuchtung" benutzt werden.

Aus vorhandenen Datensätzen der Niederspannungsmessungen wurde jeweils eine Kurve für jede Gruppe berechnet. Aus der Auswertung dieser Datensätze sowie dem Vergleich mit früheren Berechnungen aus Daten des Mittelspannungsnetzes können einige Randbedingungen festgelegt werden.

Wenn sechs verschiedene Verbrauchergruppen estimiert werden sollen, muß an mindestens zehn getrennten Meßkanälen gleichzeitig gemessen werden, wobei eine dreiphasige Messung nur einfach gezählt werden kann, da keine zusätzliche Information über die Verbraucherleistung vorliegt. In jedem Fall sollte die Temperatur aufgezeichnet werden, damit Standardtage erkannt werden können. Ansonsten ist die Weiterverwendung der so ermittelten typischen Verbraucherkurven für Prognosezwecke problematisch, da eine Umrechnung auf andere Temperaturebenen nicht möglich ist. Wenn möglich, sollten alle Meßkanäle eine unterschiedliche Verbrauchsstruktur aufweisen. An jedem Meßkanal sollte die

Aufteilung der Verbraucherleistung auf die verschiedenen Gruppen ebenfalls unterschiedlich sein. Dies hat seinen Grund im Aufbau der Matrizen für die Estimation der Verbraucherkurven.

Zur Berechnung der charakteristischen Verbraucherkurven sollen daher nur Messungen an stark belasteten Leitungen bzw. die Gesamtbelastung von Umspannern herangezogen werden, da durch die kleine Anzahl von Verbrauchern an einigen Kabelabgängen der Gleichzeitigkeitsfaktor zwischen den einzelnen Meßaufzeichnungen sehr stark schwanken kann.

Das entwickelte Programm ermöglicht neben der Berechnung der typischen Verbraucherkurven die Lastmodellierung auf der Basis vorhandener Dateien mit Kurven verschiedener Verbrauchergruppen für einzelne Jahreszeiten und Tagestypen (Werk-, Samstage, Sonntage) unter Berücksichtigung des Temperatureinflusses. Für die Lastberechnung stehen typische Verbraucherkurven aus Niederspannungsnetzmessungen zur Verfügung, wobei bei der Bestimmung der Last an weniger belasteten Kabeln die berechnete Spitzenlast unter dem reellen Wert liegen kann, da durch das höhere Rauschen und den größeren Gleichzeitigkeitsgrad die Lastspitze höher wird. Durch eine Umrechnung über den erhöhten Gleichzeitigkeitsfaktor kann dieser Fehler verkleinert werden. Trotzdem spielt auch die Modellierung einzelner Verbrauchergruppen in Abhängigkeit von Einflußfaktoren eine untergeordnete Rolle, da durch das Verhalten einzelner Verbraucher eine größere Schwankung verursacht wird als durch den Einflußfaktor. Ebenso ist die Kundenzusammensetzung bei den Messungen im Niederspannungsnetz aufgrund der geringeren Verbraucheranzahl von größerer Bedeutung.

Beispielhaft soll eine berechnete Lastkurve diese Problematik verdeutlichen. In Bild 9 ist die Lastbestimmung für einen Werktag im Frühjahr 1989 dargestellt. Die durchgezogene Linie stellt die Messung dar, die strichlierte Linie die Berechnung.



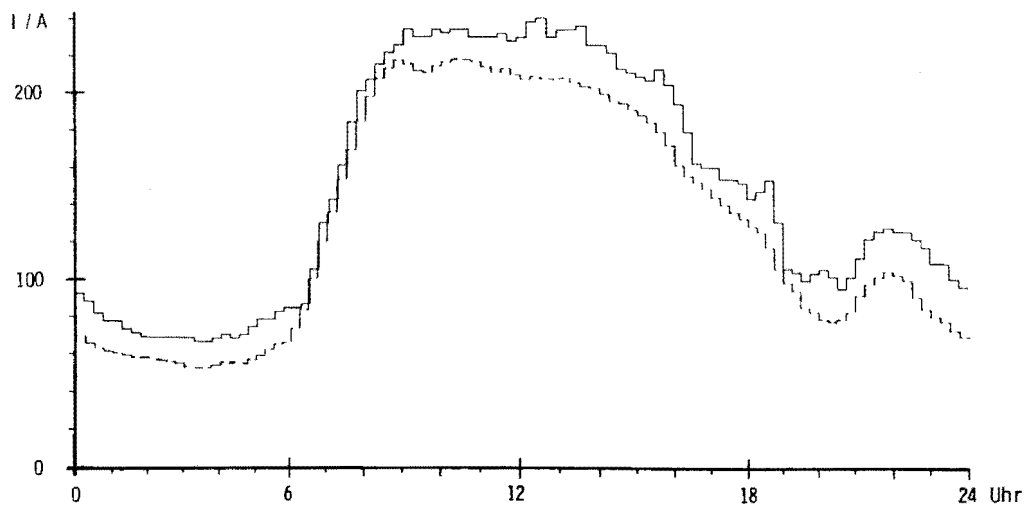


Bild 9: Lastbestimmung im Niederspannungsnetz, Werktag Mai 1989

Zur Unterstützung der Niederspannungsnetzrechnung sind die daraus resultierenden Informationen von Bedeutung:

- Genaue Kenntnis über die thermische Beanspruchung der Betriebsmittel, da bisher nur der Maximalwert der Belastung vorliegt.
- Auswirkungen im Netz durch Anschluß zusätzlicher Lasten.
- Nach einer Störung im Netz: Genauere Informationen über die Auswirkung der Tagnachladung der Heizung und Einfluß auf die Steuerung.
- Planung der Reinigung von Transformatoren (Netzbetrieb).

Neben der Berechnung für einzelne Kabelabgänge kann durch Überlagerung auch die Gesamtbelastung eines Umspanners oder auch die Belastung einer ganzen Niederspannungsinsel berechnet werden. Obwohl bei Betrachtung des Fehlers für jeden Zeitpunkt die Ergebnisse in der Niederspannungsnetzrechnung nicht so gut wie bei Berechnungen im Mittelspannungsnetz sind, kann die Genauigkeit ausreichen, da weniger der absolute Fehler bei einem Wert als vielmehr die Qualität der gesamten Lastganglinie (Spitzen, Täler etc.) von Bedeutung sind. Eine abschließende Wertung der Einsatzfähigkeit ist erst nach Abschluß weiterer Meßreihen möglich. Durch die vorgeschlagene Auswahl der Meßorte bezüglich Anzahl und Lastzusammensetzung ist hier aber eine systematische Vorgehensweise möglich, so daß die Auswertung bei

künftigen Untersuchungen auf eine gesicherte Grundlage gestellt werden kann. Aufgrund der bisherigen Erfahrungen ist mit einer Informationsverbesserung bezüglich der Betriebsmittelauslastung im Niederspannungsnetz zu rechnen.

Ch. Dörnemann

Bericht: EV 8919

#### 3.1.4 Integriertes Programmsystem für die Einsatzoptimierung thermischer Kraftwerke

Für die Betriebsplanung thermischer Kraftwerke müssen langfristige und kurzfristige Planungsentscheidungen getroffen werden. Für beide Zeiträume sind Optimierungsprogramme entwickelt worden, die als Hilfsmittel für die jeweiligen Planungsaufgaben eingesetzt werden. Die wichtigsten Merkmale der Programme, die auf mathematischen Optimierungsverfahren basieren, sind in Tabelle 1 zusammengefaßt.

Das Programm für die Langfristoptimierung wird eingesetzt für die langfristige Brennstoffdisposition, für Vertragsgestaltung und zur Festlegung der Rahmenbedingungen für die Kurzfristoptimierung. Bei Systemen mit starken Energierestriktionen zeigt sich, daß die Modellierungsgenauigkeit nur einen geringen Einfluß auf die gesamten Brennstoffkosten hat, da die Kosten im starken Maße durch den gesamten Brennstoffeinsatz geprägt werden. Allerdings kann der berechnete Energieeinsatzplan insbesondere bei der Vernachlässigung von Reservebedingung und minimaler Blockleistung in der nachfolgenden Kurzfristoptimierung oft nicht eingehalten werden, so daß das Ergebnis der Langfristoptimierung dann für die Betriebsplanung nicht brauchbar ist. In den realisierten Verfahren für die Langfristoptimierung werden deshalb sowohl Reservebedingungen für die jeweilige Spitzenlast als auch die Mindestleistungen der Kraftwerksblöcke mit berücksichtigt.

	Langfrist- optimierung	Kurzfrist- optimierung
Optimierungsverfahren	gemischt ganz- zahlige Lineare Programmierung	Lagrangesche Relaxation
Optimierungszeitraum	1 - 12 Monate	1 - 10 Tage
Zeitintervall	4 - 8 typische Tage pro Monat mit 2 - 4 Laststufen	1/4 - 1 h
berücksichtigte Nebenbedingungen:		
Energiebedingungen	X	X
Brennstoffbedingungen für Blockgruppen	X	
Lastbedingungen	X	X
Reservebedingungen	X	X
Reservezugriffszeit		X
Leistungsgrenzen	X	X
Anfahrkosten		X
Anfahrgradient		X
Mindestzeiten für Stillstand und Betrieb	(X)	X
Leistungsänderungs- geschwindigkeiten		X

Tabelle 1: Berücksichtigte Nebenbedingungen bei lang- und kurz-  
fristiger Kraftwerkseinsatzoptimierung

Durch stochastische Einflüsse wie Blockausfälle und Abweichungen des tatsächlichen Lastverlaufs von der Lastprognose ist zu erwarten, daß die jeweilige Planungsrechnung nur eine beschränkte Gültigkeitsdauer hat. Deshalb wird der Nahbereich des

Optimierungszeitraumes (die ersten 1 - 2 Wochen) genauer modelliert (mehr charakteristische Tage pro Zeitintervall, mehr Laststufen) als der Rest des Jahres.

Unter Beachtung der Energievorgaben aus der Langfristoptimierung werden in der Kurzfristoptimierung die Kraftwerkseinsatzpläne für einen Zeitraum von 1 - 10 Tagen bestimmt. Zur Übergabe der Anfahrzeitpunkte der Kraftwerksblöcke an die Momentanoptimierung im on-line System müssen die Einsatzpläne möglichst genau, d.h. im 1/4 h-Raster vorliegen. Um den Rechenaufwand in praktikablen Grenzen zu halten, wird die Kurzfristoptimierung aufgeteilt in eine Wochenoptimierung im 1 h-Raster und eine Tagesoptimierung im 1/4 h-Raster (Bild 10).

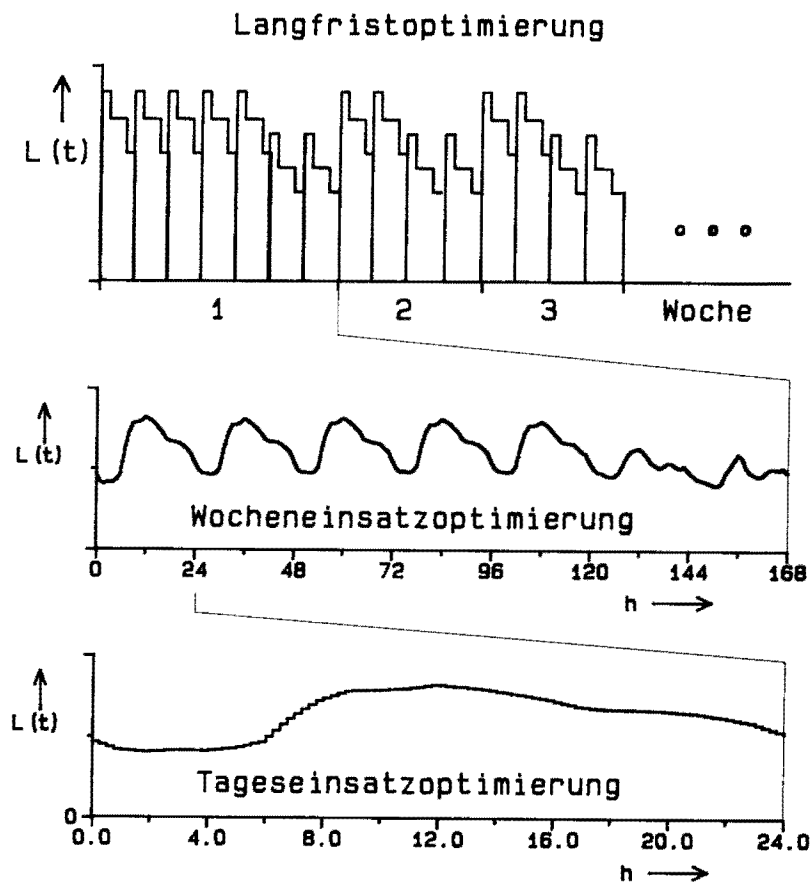


Bild 10: Zeitliches Ineinandergreifen der Optimierungsstufen

Für eine möglichst rasche Aktualisierung von Planungsrechnungen bei Abweichungen der Ist- von den Sollwerten ist eine schnelle Datenübergabe zwischen den Optimierungsprogrammen notwendig, d.h. direkte Verwendung der Ergebnisse der Langfristoptimierung

als Eingangsdaten in der Wochenoptimierung und direkte Verwendung der Ergebnisse der Wochenoptimierung in der Tagesoptimierung (Bild 11).

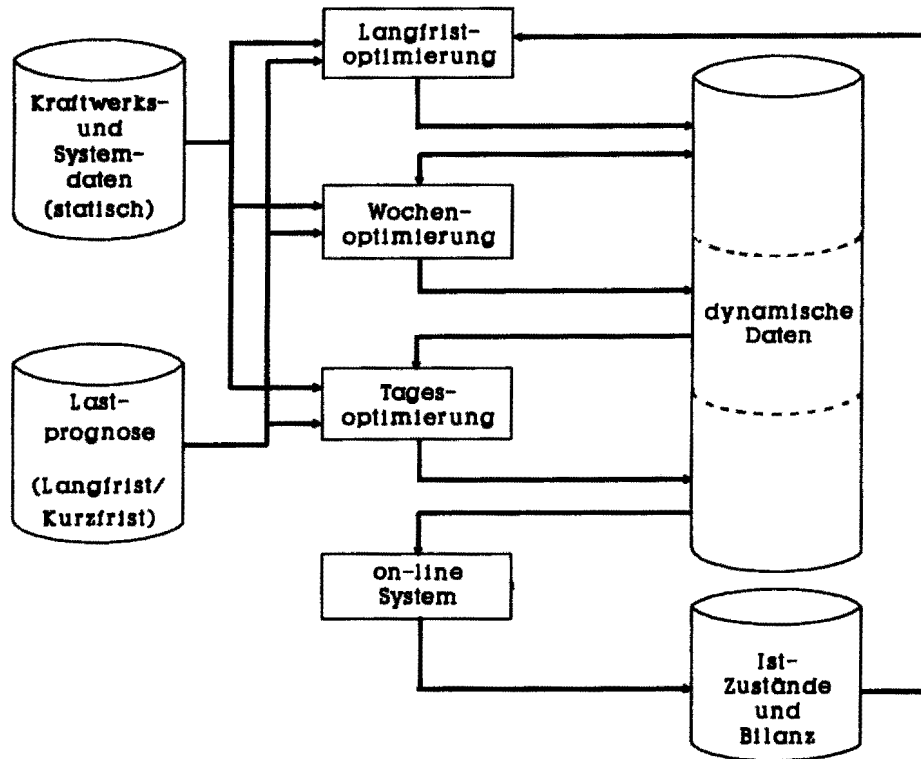


Bild 11: Datenfluß im integrierten Programmsystem

Durch Verwendung der Bilanzen aus dem Kraftwerksbetrieb als Eingangsdaten in den jeweiligen Optimierungsprogrammen ist ein weitgehend automatischer Ablauf des Optimierungssystems möglich. Neben den in zyklischen Abständen durchgeführten Planungsrechnungen werden bei Überschreiten vorher festgelegter Differenzen zwischen Sollenergietrajektorien und den Energietrajektorien aus dem tatsächlichen Kraftwerkseinsatz die jeweiligen Optimierungsrechnungen mit allen unterlagerten Optimierungen neu durchgeführt.

Zur Überprüfung des integrierten Programmsystems wurde das on-line System durch eine Simulation ersetzt und die Programme für Lang- und Kurzfristoptimierung im Wochenrhythmus abwechselnd für ein Jahr durchgerechnet. Dabei wurde die Auswirkung des Ausfalls eines 200 MW-Erdgasblockes untersucht. Die Aus-

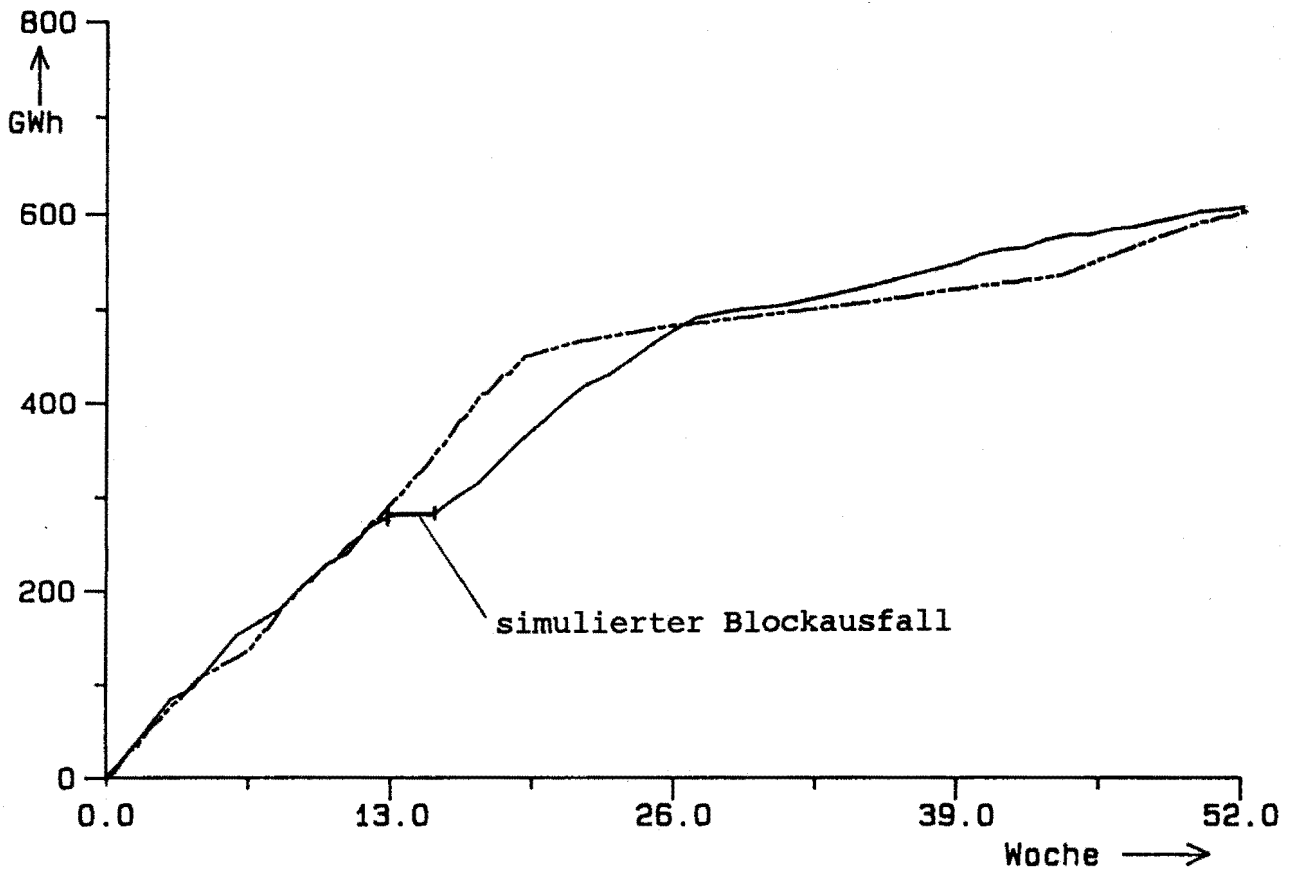


Bild 12: Auswirkung des Ausfalls eines 200 MW Erdgasblockes auf die Jahresenergietrajektorien

falldauer wurde mit zwei Wochen angenommen. In Bild 12 ist der Verlauf der aufintegrierten Wochenenergie des Erdgasblockes dargestellt. Zusätzlich ist der Verlauf der Sollenergietrajektorie eingetragen, die aus der Jahresrechnung resultiert. Die aufgrund des Ausfalls resultierende Abweichung wird bis zum Jahresende wieder kompensiert, sodaß die Mindestenergiemenge von 600 GWh aufgrund von take-or-pay Bedingungen eingehalten wird.

H. Slomski

Bericht: EV 8845

### 3.1.5 Einsatz von State Estimation in Bahnnetzen

Die Netzzustandsestimation (State Estimation) spielt eine wichtige Rolle innerhalb der Netzleittechnik. Sie hat zum Ziel, einen vollständigen und zuverlässigen Schätzwert des Netzzustandes zu bestimmen. Während in den Transportnetzen der zeitliche Verlauf der Prozeßgrößen so ruhig ist, daß das System zwischen den Estimationszeitpunkten als stationär betrachtet werden kann, sind die Versorgungsnetze von Bahnanlagen durch ein außerordentlich unruhiges Lastverhalten gekennzeichnet. Die Fahrbewegungen führen zu ausgeprägten Leistungssprüngen, d.h. der Meßvektor ist betriebsbedingten statistischen Schwankungen unterworfen. Messungen in einem Bahnnetz ergaben hier Prozeßgrößenverläufe mit 200 bis 300 Richtungsänderungen pro Stunde und einem mittlerem Amplitudenhub von ca. 30% des Tageshöchstwertes (Bild 13). Eine Estimationsrechnung auf der Basis eines Meßvektors spiegelt in einem solchen Netz nur einen Augenblickszustand wider, der bereits kurze Zeit später keine Gültigkeit mehr besitzt.

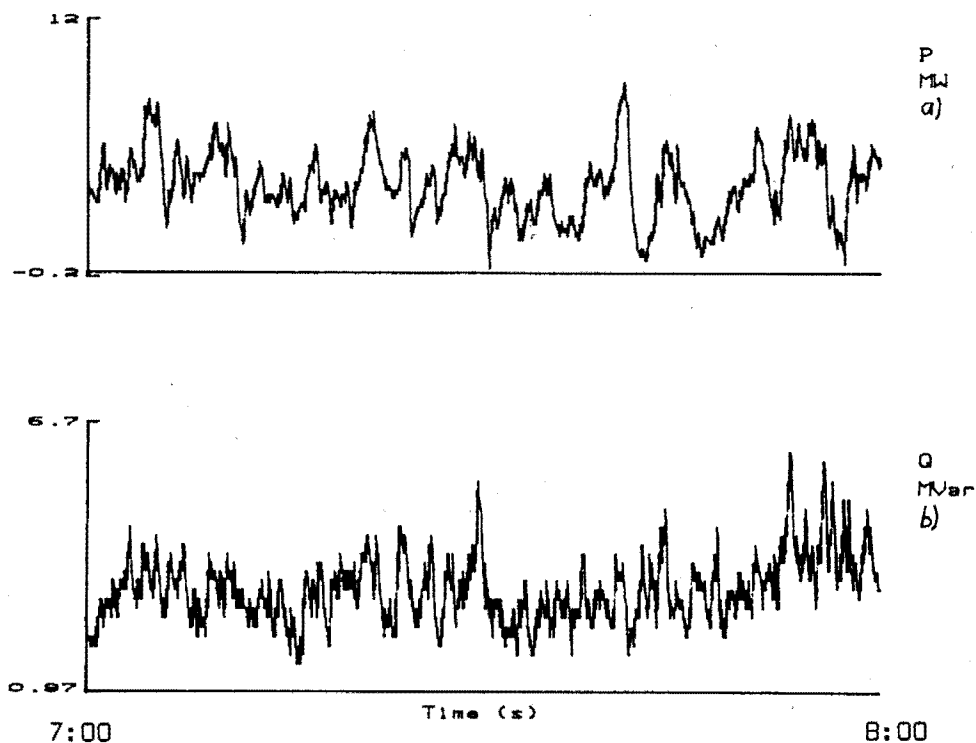


Bild 13: Leistungsfluß auf einer 32kV-Leitung für eine Stunde  
a) Wirkleistung  
b) Blindleistung

Um einen Systemvektor zu gewinnen, der dennoch als Basis für Netzsicherheitsrechnungen dienen kann, muß ein thermisch relevanter Systemzustand bestimmt werden. "Thermisch relevant" bezeichnet dabei jeweils den Systemvektor, der sowohl Höhe als auch Dauer der Meßwerte beinhaltet. Es liegt nahe, ein integrierendes Verfahren zu verwenden, welches in einem Zeitpunkt zumindest einen begrenzten Umfang der Systemvergangenheit berücksichtigt. Als besonders geeignet erwies sich in diesem Zusammenhang eine gleitende Mittelwertbildung der Meßsignale

$$z_m = \frac{1}{T} \int_{t-T}^t z(\tau) d\tau$$

die als Filterfunktion der Estimation vorgeschaltet wird (Bild 14). Mit der Fensterbreite T kann die glättende Wirkung der Mittelwertbildung beeinflußt werden. Dabei muß T so gewählt werden, daß ein Kompromiß zwischen ausreichender Glättung einerseits und dem, mit steigender Fensterbreite zunehmenden Informationsverlust andererseits, erreicht wird. Mit dem in Bild 14 gezeigten Estimationsmodell lassen sich neben dem Systemzustand auch die Varianzen der einzelnen Systemgrößen ermitteln. Damit ist es z.B. möglich, ein Unsicherheitsband für jede Zustandsgröße anzugeben, in welchem sich diese während des Mittelzeitraumes mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit bewegt hat. Die Breite dieses Schwankungsbandes kann als Indikator für die Unruhe der Systemkomponenten dienen und ggf. Anlaß dafür sein, den Estimationszyklus zu verkürzen.

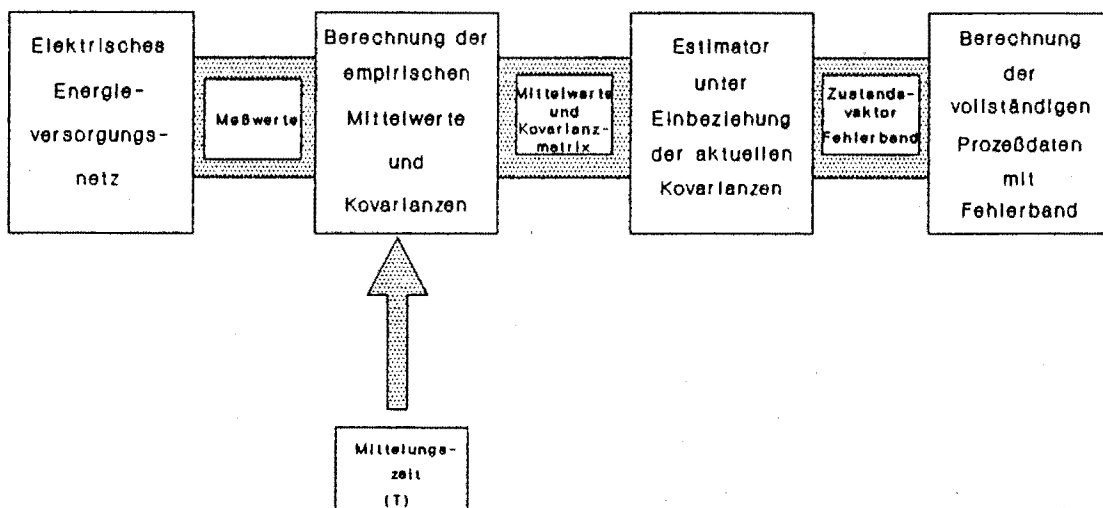


Bild 14: Estimationsmodell für unruhige Netze



Für die in der Netzbetriebsführung angewandten Rechenverfahren, wie z.B. Netzsicherheitsrechnung oder optimale Lastverteilung, stellen die Mittelwerte des Systemzustandes eine ideale Basis dar, denn sie neigen nicht dazu, nur kurzzeitig gültige Systemzustände widerzuspiegeln. Dies ist jedoch - neben der Konsistenz der Daten - die Forderung, die von den weiterführenden Verfahren an den Prozeßdatensatz gestellt wird. Durch den Einsatz des hier vorgeschlagenen Estimators, kann daher auch in Netzen mit hohen Lastschwankungen, eine verlässliche Datenbasis erzeugt werden.

D. König, H. Speich

Berichte: EV 8917

### 3.1.6 Entwicklung und Realisierung eines Monitors zur Überwachung und Führung elektrischer Netze

Im Jahresbericht 1988 wurde über erste Arbeiten zur Realisierung eines Prozeßdateninformationssystems berichtet. In diesem Berichtszeitraum wurde der beschriebene Editor fertiggestellt. Er zeichnet sich durch folgende Eigenschaften aus:

- Erfassung aller elektrischer Kenngrößen auf Betriebsmittelebene.
- Erfassung der topologischen Verknüpfungen der einzelnen Betriebsmittel.
- Erfassung aller für die Realisierung eines Prozeßabbildes relevanten graphischen Informationen.

Die durch das elektrische Netz vorgegebene physikalische Ordnungsstruktur - Netz, Schaltanlage, Schaltfeld, Gerät - wurde auf die Struktur des Editors übertragen und in die Erfassungsebenen Netz-, Stations-, Netzelementgruppen-, und Netzelementeditor umgesetzt. Im Netzelementeditor werden elektrische Betriebsmittel und Schaltgeräte elektrisch und graphisch vollständig beschrieben. Die zugehörigen Informationen werden typisiert, daß heißt, sie werden mit einem eindeutigen Kennzeichen versehen, das dann stellvertretend für dieses Netzelement

steht. Im Netzelementgruppeneeditor werden dann Schaltfeldkonfigurationen mit einzelnen Netzelementen beschrieben. Die zu einer Netzelementgruppe gehörigen Informationen werden ebenfalls typisiert. In den Erfassungsebenen Stations- und Netzeditor wird dann ein konkretes Netz mit Hilfe der typisierten Netzelemente und Netzelementgruppen beschrieben. Im Stationseditor werden Schaltanlagen mit Netzelementgruppen beschrieben bzw. im Netzeditor Knotensymbole, die stellvertretend für eine Schaltanlage stehen, geographisch in einer Netzübersicht positioniert und durch Leitungen, die im Netzelementeditor definiert wurden, verbunden.

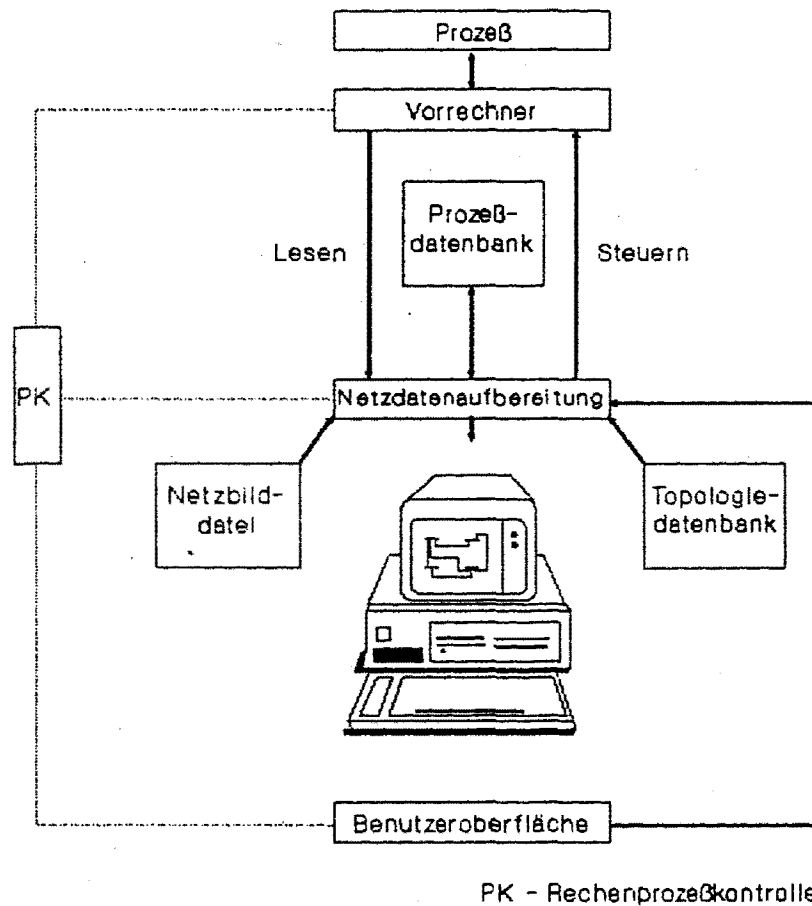
Entscheidend für die Effektivität des Editors ist dabei die Möglichkeit, aufgrund der Typisierung, Netzelementgruppen mehrmals zu verwenden. So kann im Normalfall eine Station aus bereits erfaßten Netzelementgruppen zusammengestellt werden. Ein weiterer wesentlicher Aspekt war die Einbettung der elektrischen und graphischen Prozeßdatenerfassung in eine geeignete graphisch interaktive Bedienperipherie. Da der Bediener bereits bei der Datenerfassung das spätere Prozeßabbild vor Augen hat, können Eingabefehler schnell erkannt und korrigiert werden.

Die hierarchische Ordnung der gewählte Datenstruktur - Netz, Station, Netzelementgruppe, Netzelement - erlaubt dem Anzeigesystem die Erzeugung eines netzzustandsabhängiges Prozeßabbildes. Dieses wird auf der Grundlage von Topologie- und Netzzustandsinformationen aus einzelnen Teilbildern aufgebaut. Die Anwendung moderner Rechnerhardware erlaubt dabei, die Bildaufbauzeiten minimal zu halten. Die Struktur des resultierenden Anzeigesystems ist in Bild 15 skizziert.

Die Schnittstelle zum Prozeß bildet der Vorrechner. Über diese Einheit werden in Anzeigerichtung Prozeßdaten an die Netzdatenaufbereitung übertragen und der Empfang zeitgerecht protokolliert. Die Netzdatenaufbereitung übernimmt die Auswertung der Prozeßdaten und legt sie in der Prozeßdatenbank ab. Wird eine Zustandsänderung festgestellt, so wird diese dem Bediener graphisch dargestellt. Die Benutzeroberfläche ermöglicht dem Be-

diener die Prozeßabbildauswahl, die Eingabe von Schaltsequenzen und die Abfrage von Protokollen.

Neben der reinen Zustandsanzeige besteht eine wichtige Aufgabe bei der Realisierung eines Monitors darin, prozeßbegleitende Software in das Anzeigesystem einzubinden. Die Aufgabe dieser Software besteht darin, die Zustandsinformationen zu vervollständigen bzw. den Netzzustand hinsichtlich vorgegebener Störsituationen zu bewerten. Hierzu konnte ein on-line Estimator realisiert werden. Die Prozeßdaten werden mittels eines Konfigurators zyklisch in ein geeignetes Datenformat umgesetzt, das dann die Grundlage für eine Estimation bildet. Die estimierte Größen können dann vom Bediener in das Prozeßabbild übernommen werden.



**Bild 15:** Aufbau des Anzeigesystems

Ein wichtiger Ansatzpunkt für weitere Arbeiten an diesem Projekt ist die Entwicklung und Realisierung einer intelligenten Prozeßzustandsauswertung, die z. B. auf der Basis von Expertensystem den Netzzustand ausführlich interpretiert und so der Netzdatenaufbereitung ermöglicht dem Bediener ein netzzustandspezifisches Prozeßabbild zur Verfügung zu stellen.

D. König, U.Schlücking

Berichte: EV 8914

## 3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieübertragungssystemen

### 3.2.1 Der Einsatz magnetischer Energiespeicher in elektrischen Energieversorgungssystemen

Aufgrund von Simulationen des Einmaschinenmodells (DYSIM) konnten bereits erste Aussagen über die stabilisierende Wirkung eines supraleitenden magnetischen Energiespeichers (SMES) auf die Kurzzeit- und Mittelzeitdynamik elektrischer Energieversorgungssysteme gemacht werden. Realitätsnahe Untersuchungen, mit dem Ziel, die Dimensionierung des SMES zu prüfen und betriebliche Anforderungen an den SMES zu formulieren, verlangen jedoch den Einsatz eines Mehrmaschinenmodells.

Der SMES und die Primärregelung sind in Form der im Einmachinensimulator DYSIM verwendeten Modelle in das Mehrmaschinensimulationspaket DYSRED implementiert worden. Dabei erforderte sowohl die durch den Einsatz des SMES enge Kopplung zwischen Spannungs- und Leistungsregelung als auch der interessierende Zeitbereich die Erweiterung des Mehrmaschinenmodells um die Primärregelung. Aus Rechenzeitgründen werden die transienten Statorvorgänge vernachlässigt. Damit kann das Übertragungsnetz stationär nachgebildet werden. Die Integrationsschrittweite beträgt je nach Rotormodellierung zwischen 5 ms und 10 ms. Die Anzahl der Zustandsgrößen je Maschine reduziert sich auf 5 beim subtransienten- bzw. auf 3 beim transienten Mehrmaschinenmodell.

Der SMES wird in einem Energieversorgungssystem eingesetzt, das in Bild 16 anhand seiner Netzstruktur dargestellt ist. Die spannungsabhängigen Lasten werden von den beiden Generatoren und aus dem übergeordneten Netz versorgt. Der SMES mit einer Entladezeit von 1 s kann am Generator 2 angebunden werden. Er ist dabei stationär auf 50% seines maximalen Energiespeichervermögens (300 MWh) aufgeladen. Zur Anregung eines Ausgleichsvorganges wird in der im Bild 16 dargestellten Netzstruktur die Leitung 2 für die Dauer von 0,3 s dreiphasig unterbrochen. Umfangreiche Untersuchungen haben die Auswirkungen dieser Stö-

rung auf das Systemverhalten zum Gegenstand. Es zeigt sich hierbei, daß der Einsatz des SMES zu einer deutlichen Verbesserung der Kurzzeitstabilität und der Spannungsqualität im gesamten System führt.

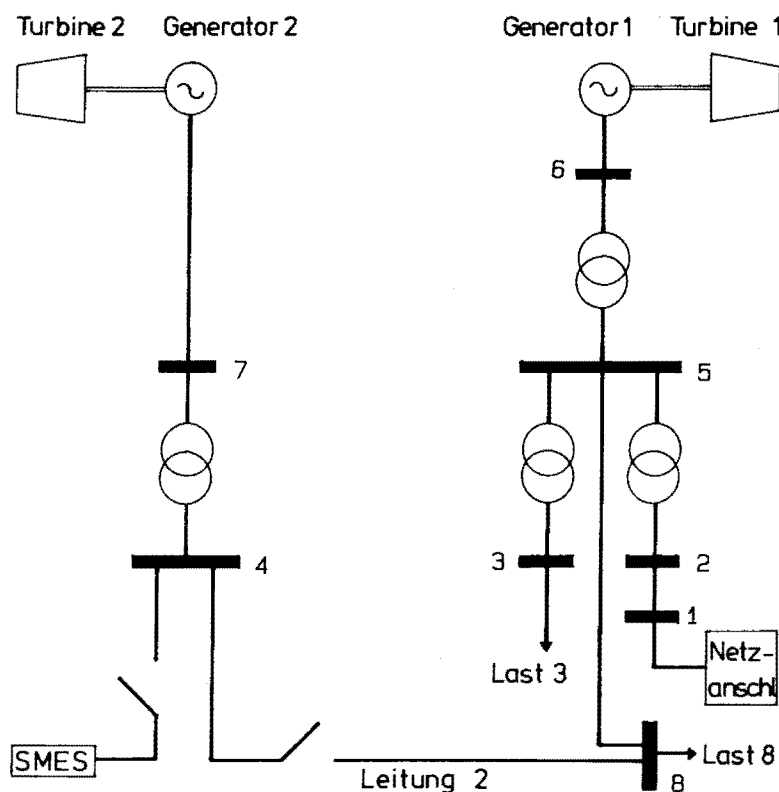


Bild 16: Netzstruktur eines Energieversorgungssystems

Der Einfluß des SMES auf das Systemverhalten wird anhand der Verläufe der Polradwinkel von Generator 1 (Bild 17) bzw. Generator 2 (Bild 18) diskutiert. Ist der SMES vom System getrennt, so befindet sich der Generator 2 während der Leitungsunterbrechung im Leerlauf. Aufgrund eines Schnellschließbefehls des Lastsprungrelais von Generator 2 werden die Turbineneinlaßventile der Turbine 2 nach Eintritt der Störung mit maximaler Geschwindigkeit zugefahren. Während der Leitungsunterbrechung dient die von der Turbine 2 abgegebene Leistung allein der Beschleunigung des Turbosatzes von Generator 2. Hieraus resultiert der starke Anstieg des Polradwinkels 2 nach Eintritt der Störung. Das nach der Unterbrechung der Leitung 2 im Netz entstandene Leistungsdefizit wird durch eine erhöhte Leistungsabgabe des übergeordneten Netzes und des Generators 1 kompensiert.

siert. Infolge der erhöhten Leistungsabgabe wird der Turbosatz des Generators 1 abgebremst, der Polradwinkel 1 wird kleiner. Das Wiedereinschalten der Leitung 2 führt nun aufgrund des beschleunigten Turbosatzes von Generator 2 zu einem starken Absinken der Leistung des Generators 1. Das Lastsprungrelais des Generators 1 öffnet für maximale Zeit. Die Verläufe der Polrad-

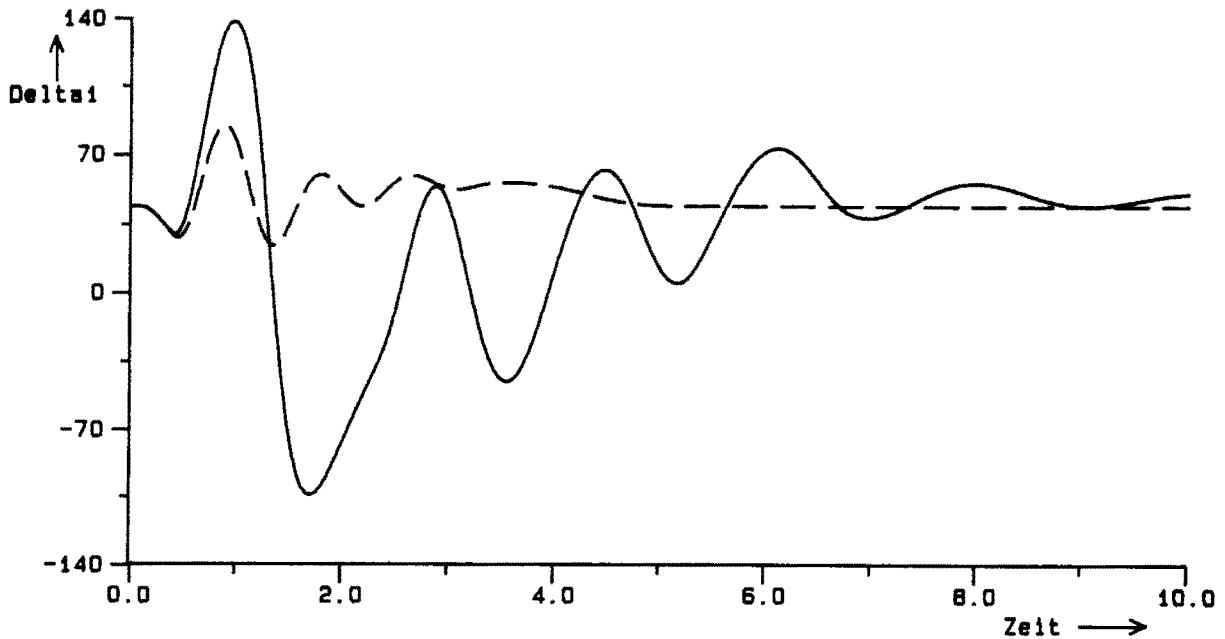


Bild 17: Polradwinkel des Generators 1 nach einer dreipoligen Kurzunterbrechung der Leitung 2  
— : ohne SMES, - - : mit SMES an Generator 2

winkel werden durch die Öffnungszeiten der Lastsprungrelais und die Eigenfrequenzen der Primärregelkreise geprägt. Im folgenden wird nun das Systemverhalten bei Anbindung des SMES am Generator 2 betrachtet. Während der Unterbrechung der Leitung 2 wird die von der Turbine 2 abgegebene Leistung zu einem großen Teil zum Laden des SMES verwendet. Die Leistungsaufnahme durch den SMES hat zur Folge, daß das Lastsprungrelais des Generators 2 nur noch eine sehr kurze Zeit öffnet. Weiterhin führt die Leistungsaufnahme durch den SMES zu einer vergleichsweise geringen Beschleunigung des Turbosatzes von Generator 2. Der Wert des Polradwinkels 2 liegt deshalb im Augenblick des Wiedereinschaltens der Leitung 2 deutlich unter dem Wert der für die Simulation ohne SMES erhalten wurde. Ein starkes Absinken der Lei-

stung des Generators 1 wird verhindert. Die Folge hiervon ist eine nur noch sehr kleine Öffnungszeit des Lastsprungrelais von Generator 1. Nach dem Wiedereinschalten der Leitung 2 hat der SMES am Generator 2 einen stark dämpfenden Einfluß auf die Polradpendelungen beider Generatoren.

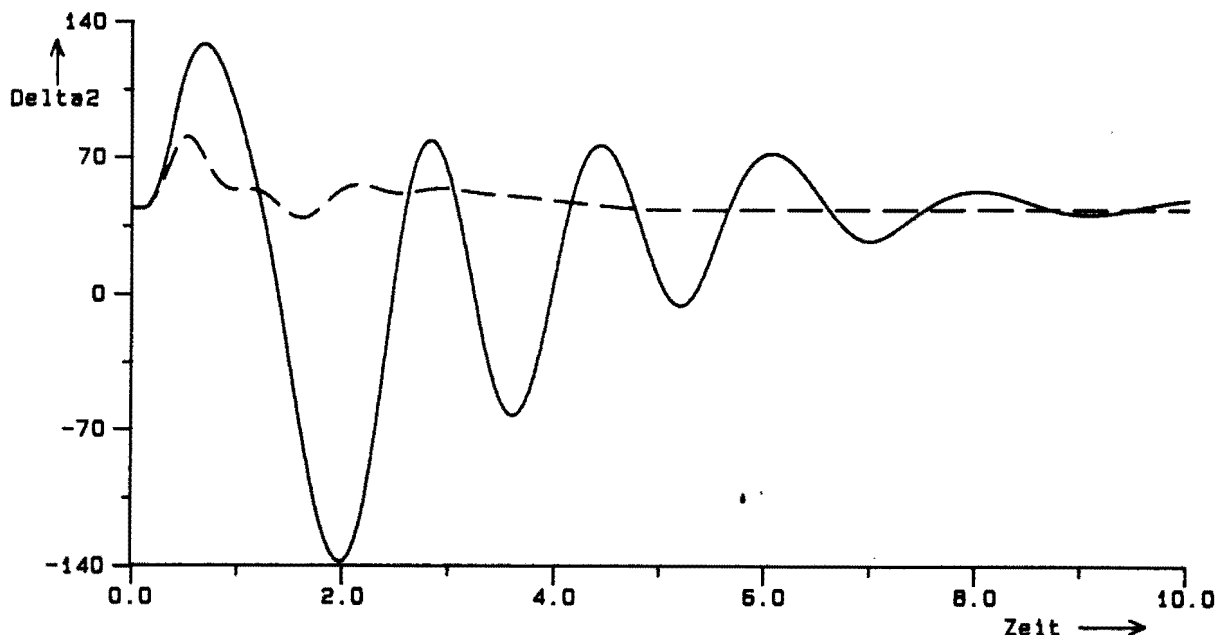


Bild 18: Polradwinkel des Generators 2 nach einer dreipoligen Kurzunterbrechung der Leitung 2

— : ohne SMES, - - : mit SMES an Generator 2

Die Untersuchungen haben gezeigt, daß die Kopplung von SMES und spannungsabhängigen Lasten zu einer Verschlechterung des dynamischen Systemverhaltens führen kann. Der SMES muß daher über eine hinreichende Kapazität verfügen. Gegenstand weiterer Arbeiten ist die Entwicklung alternativer Regelkonzepte für den SMES, um ein gleichgerichtetes Wirken von SMES und spannungsabhängigen Lasten zu erreichen.

Th. Stephanblome, P. Stöber

Berichte: EV 8933



### 3.2.2 Echtzeitsimulation des Kurzzeitverhaltens elektrischer Energieübertragungssysteme

In den letzten Jahren sind am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung umfangreiche Forschungsvorhaben auf dem Gebiet der Netzdynamik durchgeführt worden. Diese Projekte hatten zum Ziel, Ursache und Wirkung spezieller Einflußfaktoren zu untersuchen. Die Erfahrungen aus diesen Forschungsarbeiten wurden aufgegriffen um einen Simulator zu realisieren, der das dynamische Verhalten eines Energieversorgungssystems in Echtzeit bestimmt. Dabei sind zwei Anwendungsgebiete der Praxis für einen Echtzeitsimulator maßgebend:

- a) Dynamische Echtzeitsimulation eines realistischen Netzmodells innerhalb eines Netztrainings-Simulators.
- b) Dynamische Netzsicherheitsberechnungen in Erweiterung der stationären on-line Netzsicherheitsrechnungen.

Neben der Echtzeitanforderung muß der zu realisierende Simulator der Forderung nach einer realistischen Systemnachbildung genügen. Daher sind alle wesentlichen Faktoren zu berücksichtigen, die die Kurzzeitdynamik bestimmen. Insbesondere sind hier zu nennen:

- Spannungsregelung
- Kopplung zwischen Spannungs- und Frequenzregelung durch das dynamische Verhalten des Pendeldämpfungsgerätes.
- Einfluß des Lastsprungrelais
- Spannungsabhängigkeit der Lasten

Die Synthese dieser Teilmodelle führt zu einem Gesamtsystem, das durch die implizite Kopplung der mathematischen Gleichungen an den Schnittstellen Maschine-Netz und Netz-Last charakterisiert ist. Die numerische Lösung dieses impliziten Gleichungssystems erfolgt üblicherweise durch eine alternierende Lösung von Maschinen- und Netzgleichungen, wobei der maximale Rechenaufwand bei der Lösung der Netzgleichungen liegt. In einem Prädiktorschritt wird, ohne Berücksichtigung der Kopplung durch

das Netz, das dynamische Verhalten der Maschinen für einen Zeitschritt durch Vorgabe von impliziten Größen geschätzt und durch einen Korrektorschritt, der die Kopplung der Maschinen durch das Netz berücksichtigt, iterativ verbessert.

Da Modellvereinfachungen allein die Anforderung an Genauigkeit und Echtzeit nicht erfüllen, soll die Leistungsfähigkeit des Simulators durch den Einsatz von Parallelprozessoren in der Hardware verbessert werden. Dabei reicht es nicht aus, die für eine serielle Bearbeitung optimierten Algorithmen auf einen Parallelrechner zu implementieren. Vielmehr kann nur durch eine optimale Abstimmung zwischen Rechnerstruktur und einem geeigneten parallelen Verfahren eine wesentlich kürzere Rechenzeit erzielt werden. Die Anwendung von Multiprozessorsystemen erfordert generell, die Aufgabenstellung in parallel verarbeitbare Teilaufgaben zu zerlegen, die dann von mehreren Prozessoren simultan behandelt werden können.

Eine äußerst effektive Form der Zerlegung ist durch das Prinzip der dynamischen Zustandsentkopplung gegeben. Der Grundgedanke dieses Verfahrens besteht darin, ein Differentialgleichungssystem  $n$ -ter Ordnung in Zustandsgrößenform für einen Zeitbereich in  $n$  voneinander entkoppelte Differentialgleichungen 1-ter Ordnung zu überführen. Die physikalisch vorhandene Kopplung wird dabei durch ein iteratives Vorgehen berücksichtigt, bei dem die einzelnen Zustandstrajektorien der vorhergehenden Iteration mit in die Rechnung einbezogen werden (Bild 19).

Die Anwendung des Prinzips der dynamischen Zustandsentkopplung bringt bei der Verwendung von Parallelrechnern zwei Vorteile mit sich. Einerseits erlaubt die Entkopplung eine individuelle Aufteilung des Berechnungsproblems auf die verwendeten Verarbeitungseinheiten. Andererseits wird das Schnittstellenproblem vollständig gelöst, da durch die Entkopplung die impliziten Schleifen aufgelöst werden.

Zur Zeit wird die prinzipielle Eignung des Prinzips der dynamischen Zustandsentkopplung an einem einfachen Systemmodell

erprobt. In der nächsten Bearbeitungsphase ist dieses Prinzip auf ein vollständig dynamisches Systemmodell anzuwenden.

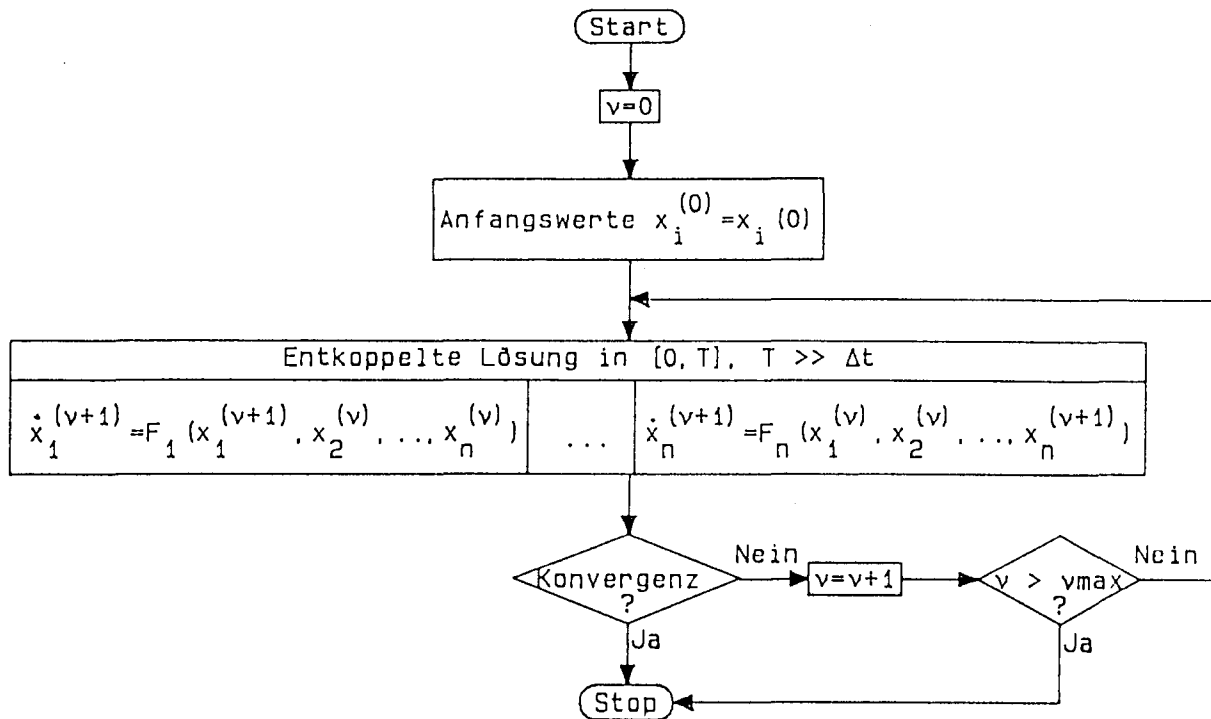


Bild 19: Simulationsverfahren zur dynamischen Zustandsentkoppelung

U. Schlücking

Berichte: EV 8962

Dieses Projekt wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft gefördert.

### 3.2.3 Messung der Spannungs- und Frequenzabhängigkeit der Lasten unter Berücksichtigung des Übertragungsnetzeinflusses

Die Langzeitmessungen zur Identifikation der Spannungs- und Frequenzabhängigkeit der Lasten aus Betriebsmeßdaten wurde im Berichtszeitraum fortgesetzt. Durch eine geeignete Platzierung von Meßsystemen wurde erstmals der Einfluß des Verteilungsnetzes auf das spannungs- und frequenzabhängige Lastverhalten untersucht. Dazu wurde das Lastverhalten sowohl im Kurz- als auch im Langzeitbereich gemessen und der Verteilungsnetzeinfluß ermittelt. Es sind dazu zwei Meßsysteme entlang eines Radialnetzes so unterbracht worden, daß beide die gleiche Last erfassen. Die Unterschiede in Spannung, Wirk- und Blindleistung resultieren aus dem dazwischen liegenden Netz. Für das Beispiel der Kurzzeitmessung in Bild 20 (oben) handelt es sich um eine 110 kV-Kabelverbindung und einen leerlaufenden Kabelabschnitt. Im Fall der Blindleistungs-Spannungsantwort zeigt sich der dominierende Einfluß der Kabelkapazität. Dargestellt ist die Blindleistungsbilanz während eines Spannungseinbruchs. Die Blindleistung  $Q_1$  im überlagerten Netz ist durch den kapazitiven Charakter des Übertragungsnetzes geprägt, während lastseitig das induktive Verhalten der Mittelspannungslast  $Q_2$  neben einem differenzierenden Anteil zu Tage tritt. Die Differenz aus beiden Verläufen zeigt die Spannungsantwort der Übertragungselemente. Es handelt sich für die Kurzzeitmessung im wesentlichen um die Spannungsabhängigkeit der Kabelkapazität. Hinzu kommen die stromabhängigen Längsverluste eines 110/10 kV-Transformators. Die spannungsabhängige Änderung der induktiven Transformatorverluste  $Q_T$  treten dabei nur geringfügig in Erscheinung.

Die Spannungsabhängigkeit der Übertragungselemente kann durch ein exakt quadratisches Modell angepaßt werden, womit meßtechnisch gezeigt wurde, daß Übertragungselemente mit größerer Spannungsabhängigkeit der Blindleistung nicht vorliegen. Die Spannungsabhängigkeit der Blindleistung der Last wird durch Modellanpassung des Spannungsverlaufs mit dem Blindleistungsverlauf  $Q_2$  identifiziert, wobei bei dieser Messung eine mehr als quadratische Abhängigkeit festgestellt wird. Die Auswertung

von zahlreichen Signalverläufen ergab im Einklang mit früheren Langzeituntersuchungen eine typische, relative Spannungsabhängigkeit der Blindleistung von  $q_u=5\%/%$ . In diesem Zusammenhang wurde insbesondere der Einfluß von Kompensations- und Kabelblindleistung auf die Identifikation von  $q_u$  untersucht. Da der kapazitive Anteil die (induktive) Blindleistung der Last und damit den Bezugswert für die Berechnung einer relativen Spannungsabhängigkeit reduziert, wirkt er vergrößernd auf  $q_u$ . Anhand der Messungen wurde durch Abschätzung des Kompensations- und Kabelanteils der gemessenen Last eine durchschnittliche Verkleinerung auf  $q_u=4\%/%$  ermittelt. Auch ein beliebig großer Kompensationsanteil führte für die vorliegenden Messungen immer zu mehr als quadratischer ( $q_u=2\%/%$ ) Spannungsabhängigkeit der Blindleistung.

Im Vergleich zum spannungsabhängigen Kurzzeitverhalten der Last ist der Langzeitbereich durch das Verbraucherverhalten bestimmt. Durch simultane Langzeitmessung (10-Min.-Mittelwerte) mit dem gleichen Meßsystem wurden die Leistungsbilanzen auch im Langzeitbereich untersucht und der spannungsabhängige Einfluß des Übertragungsnetzes identifiziert. Bild 20 (unten) zeigt dazu Blindleistungsbilanz und Spannungsgang im Hochspannungsnetz für ein 96 h-Intervall. Die gemessenen Blindleistungsverläufe  $Q_1$  und  $Q_2$  beider Spannungsebenen unterscheiden sich wie schon im Fall der Kurzzeitmessung durch Kabelblindleistung und die reaktiven Transformatorlängsverluste. Für letztere zeigt sich im Langzeitverhalten entsprechend der unterschiedlichen Strombelastung im Stark- und Schwachlastfall ein deutlicher zeitlicher Verlauf. Die Kurve  $Q_D$  gibt wie oben die Spannungsabhängigkeit der Übertragungselemente wieder. Auch hier kann eine Modellanpassung  $Q_D(U)$  durchgeführt werden. Es wird eine exakte quadratische Spannungsabhängigkeit festgestellt. Übertragungselemente mit möglicherweise größerer Spannungsabhängigkeit der Blindleistung wirken sich im vorliegenden Netz nicht aus.

A. Kubbe

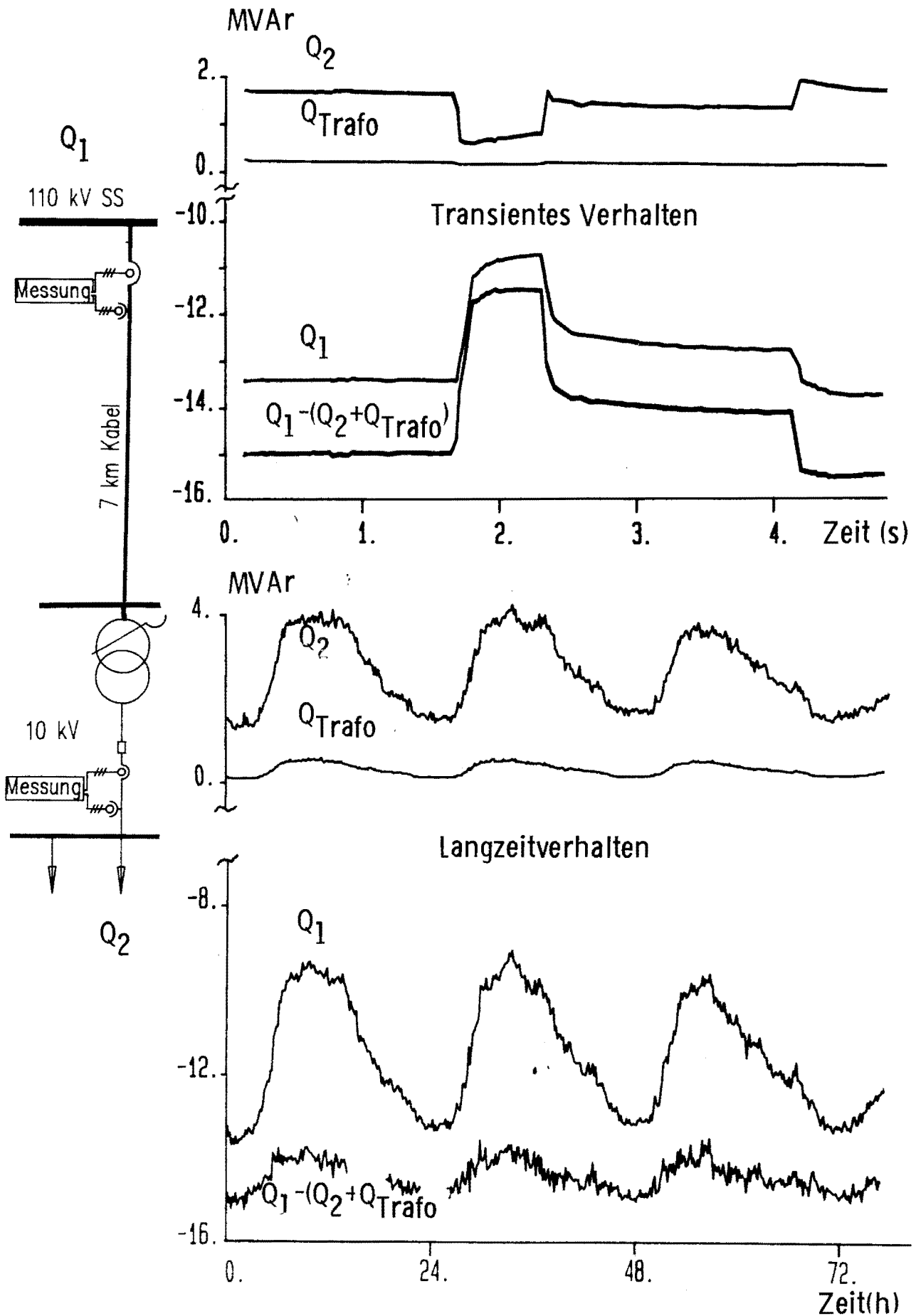


Bild 20: Blindleistungsbilanz bei kurzzeitigem Spannungseinbruch (oben) und im Langzeitbereich (unten)

### 3.3 Schutz- und Leittechnik

#### 3.3.1 Programmierbare Meßdatenerfassung

In den Jahresberichten der vergangenen Jahre wurde an dieser Stelle über die Ergebnisse der Entwicklung eines Störwerterfassungssystems berichtet. Da der Begriff "Störwerterfassungssystem" den Einsatzbereich des Systems zu eng faßt, wurde der Begriff der "programmierbaren Meßdatenerfassung" eingeführt. Gemäß der Zielsetzung mit den folgenden Aspekten

- Ermittlung von Störungsursachen,
- Schwachpunktanalyse,
- Unterstützung während der Inbetriebnahme von Anlagen,
- Schutzparametrierung,
- Qualitätssicherung,
- Verifikation von Simulationsergebnissen,
- Untersuchung des dynamischen Verhaltens von Kraftwerken und Netzen,
- Selbstkontrolle im Rahmen der Produkthaftung,

stellt die "Störwerterfassung" nur einen Teil des gesamten Einsatzbereiches dar. Im folgenden werden die Auswertungs-Software zur programmierbaren Meßdatenerfassung und die Parametrierung des Systems näher beschrieben.

Die Triggerung einer Erfassungsstation zur Aufzeichnung von Meßdaten erfolgt über programmierbare Aufzeichnungsbedingungen. Der aktuelle Systemzustand wird durch die Aufzeichnungsbedingungen bewertet. Dieser Systemzustand ist durch die Spannungen und Ströme sowie die Zustände der binären Eingangsinformationen wie Schalterstellungen, Schutzanregungen und -auslösungen gekennzeichnet. Für den Fall der Triggerung wird der Systemzustand für den angegebenen Zeitraum der Vor- und Nachgeschichte gespeichert. Die so gewonnenen Daten werden nach folgenden Aspekten weiterverarbeitet:

- Datenreduktion
- Errechnung von Signalkenngrößen
- Oberschwingungsanalyse
- Darstellung

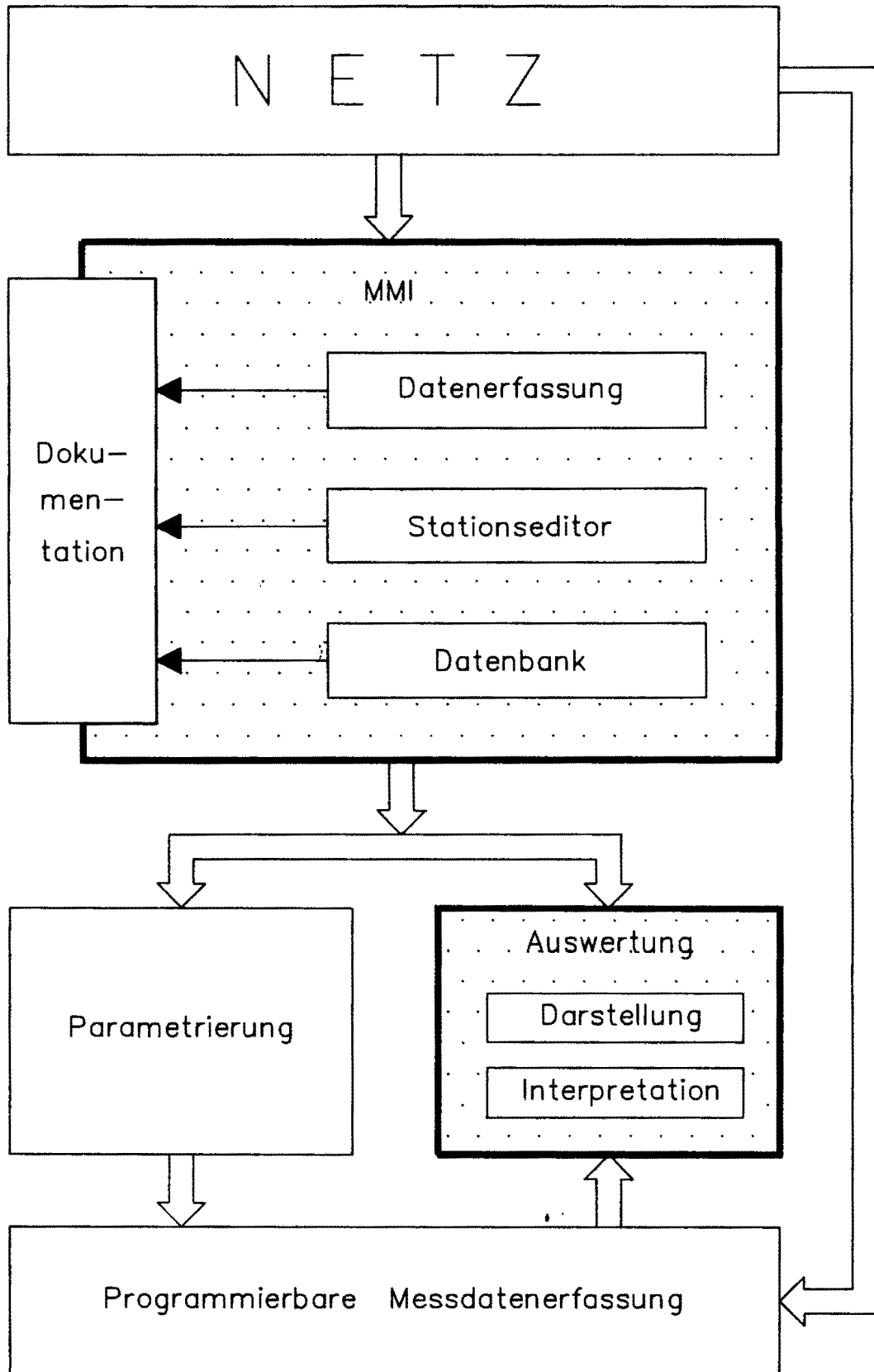


Bild 21: Gesamtsystem der Programmierbaren-Meßdatenerfassung



Der Datenreduktion kommt aus Gründen der Auswertbarkeit und der Archivierbarkeit der Daten eine besondere Bedeutung zu. Für eine Reduktion der gewonnenen Rohdaten bieten sich mehrere Ansatzpunkte:

- Elimination von Mehrfachmessungen (z.B. Spannungen an gekoppelten Sammelschienen)
- Meßwert über der gesamten Meßzeitraum identisch
- Reduktion der verbleibenden Meßwertdateien auf die Zeitbereiche der Signaländerungen

Im Rahmen der erstellten Software können die genannten Reduktionsverfahren automatisch sowohl auf alle als auch auf ausgewählte Meßkanäle angewendet werden. Weiterhin besteht die Möglichkeit der Datenselektion in bezug auf ein ganz bestimmtes Ereignis, zum Beispiel der Schaltzustandsänderung eines Binäreinganges.

Unter dem Oberbegriff "Errechnung von Signalkenngrößen" wird die Möglichkeit zur Berechnung der folgenden Größen gegeben:

- Nullspannung, Nullstrom,
- Effektivwerte der Spannungen und Ströme,
- Scheinleistung,
- Blindleistung,
- Wirkleistung,
- $\cos \varphi$  .

Die Oberschwingungsanalyse bietet die Möglichkeit der Zerlegung der Momentanwerte in ihre spektralen Komponenten. Bei der gegebenen Abtastfrequenz von 1500 Hz ist eine Zerlegung der Momentanwerte in den Gleichspannungsanteil und den Oberschwingungsanteilen bis zur 14. Ordnung durchführbar. Die spektralen Anteile werden durch eine Fast-Fourier-Transformation (FFT) mit gleitender Rechteckfensterung (20ms) gewonnen.

Für einen effizienten Einsatz bzw. eine hohe Akzeptanz der programmierbaren Meßdatenerfassung ist neben der Rechnerunterstützung im Bereich der Auswertung eine übersichtliche und einfache Installation des Systems in bezug auf die Parametrierung erforderlich. Die Aufgaben der Parametrierung umfassen im we-

sentlichen zwei Punkte. Sie bestehen einerseits in der Auswahl und Plazierung der analogen und binären Meßstellen sowie andererseits in der Beschreibung des Betriebspunktes der Anlage. Unter dem Begriff MMI (Mensch-Maschine-Interface) ist in Bild 21 die Einordnung dieser Aufgabe im Gesamtkomplex der programmierbaren Meßdatenerfassung dargestellt. An dieser Stelle werden über spezielle Erfassungsbögen die Anlagen- und Betriebsdaten mittels einer graphisch interaktiven Benutzeroberfläche in eine Datenbank überführt.

D. Blume, W. Horenkamp

Berichte: EV 8921, EV 8948, EV 8950

### 3.3.2 Energieanalyse bei verschiedenen Abnehmern

Die Messung des elektrischen Energieverbrauchs bei verschiedenen Abnehmern ist in zweierlei Hinsicht interessant. Zunächst sind die Form der Tagesganglinie, die Spitzenbelastung und deren Dauer sowie der Vergleich der Form der Belastungskurve verschiedener Tage von Bedeutung, um Verbraucher klassifizieren zu können. Zum anderen könnte die Kenntnis der Tagesbelastungskurven zu einer Aussage führen, ob und in welchem Maße es wünschenswert wäre, bei gleichbleibendem Energiebezug die Spitzenleistung durch Umverteilung der einzelnen Lasten über einen Tag zu senken. Dies könnte eine nicht unerhebliche Kostenreduktion bedeuten. Eine Entscheidung hierzu wird allerdings auch durch Randbedingungen bestimmt, die für einen reibungslosen Betriebsablauf erforderlich sind. In dieser Hinsicht sind in vielen Fällen keine tiefgreifenden Einsparungen zu erwarten, da durch die installierten Verbraucher (Klima, Beleuchtung) und die Gebäudebedingungen eine Verlagerung der Lasten ausgeschlossen wird.

Durch die selektive Datenerfassung können in den aufgezeichneten Messungen aber auch einzelne Verbraucher erkannt und in ihrem Anteil an der Gesamtbelastung bestimmt werden. Ebenso ist bei vielen räumlich verteilt aufgestellten Abnehmeranlagen die

Belastung der Betriebsmittel zu beurteilen. Außerdem kann der Zusammenhang zwischen Betriebsablauf und Energiebedarf analysiert werden. Durch die Aufzeichnung von 15-Minuten-Mittelwerten ist auch eine Bemessung der Spitzenlast für die Abrechnung möglich.

Zur Erfassung der Daten wurde das am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund entwickelte Gerät "CMOS32" (s. Jahresbericht 1988) eingesetzt, mit dem gleichzeitig Strom- oder Spannungsmessungen durchgeführt werden können. Die Erfassung erfolgt über geeignete Meßwertumformer, so daß neben Strom und Spannung auch nicht elektrische Größen wie z.B. Temperaturen aufgezeichnet werden können.

In einer ersten Meßreihe zeigte der Vergleich der mittleren Tagesbelastungskurven (Werktag, Samstag, Sonntag) eines Großgebäudes von Dienstleistungsunternehmen zu den jeweiligen einzelnen Lastganglinien fast vollständige Übereinstimmung. Diese sehr genau periodisch wiederkehrende Belastung ist typisch für diese Gewerbeart. Die Gesamtbelastung an Werktagen ist durch eine rasch ansteigende Kurve morgens (Einschalten von Klimaanlage, später Beleuchtung), gleichbleibenden Bezug bis zum frühen Nachmittag und dann relativ starken Abfall durch Ausschalten der Beleuchtung und später der Klimaanlage gekennzeichnet. Dieser Abfall erfolgt donnerstags etwas später, so daß es an dunklen Wintertagen durch die Einschaltung der Außenbeleuchtung zu einer Verzögerung der Reduzierung der Gesamtlast kommen kann. Dies führt aber nicht zu einer Überhöhung der Gesamtlast, so daß die Tagesspitze davon unberührt bleibt. Falls sich jedoch der Betriebsablauf verändern sollte (z.B. Dienstleistungsabend) ist eine Beeinflussung der Spitzenlast nicht auszuschließen.

Die Gesamtlast besteht im wesentlichen aus den Lastanforderungen der Klimatechnik und der Beleuchtung. Hier ist durch Einsatz energiesparender Anlagen eine Reduzierung des Bedarfs an elektrischer Energie möglich, die sich auch positiv auf den Spitzenlastbedarf auswirkt. Ein Teil dieser Einsparungen ist meist mit größeren Investitionen verbunden (z.B. Verlagerung

der Klimaleistung in die Zeit günstigerer Tarife) und daher anhand der Belastungskurve allein nicht zu beurteilen.

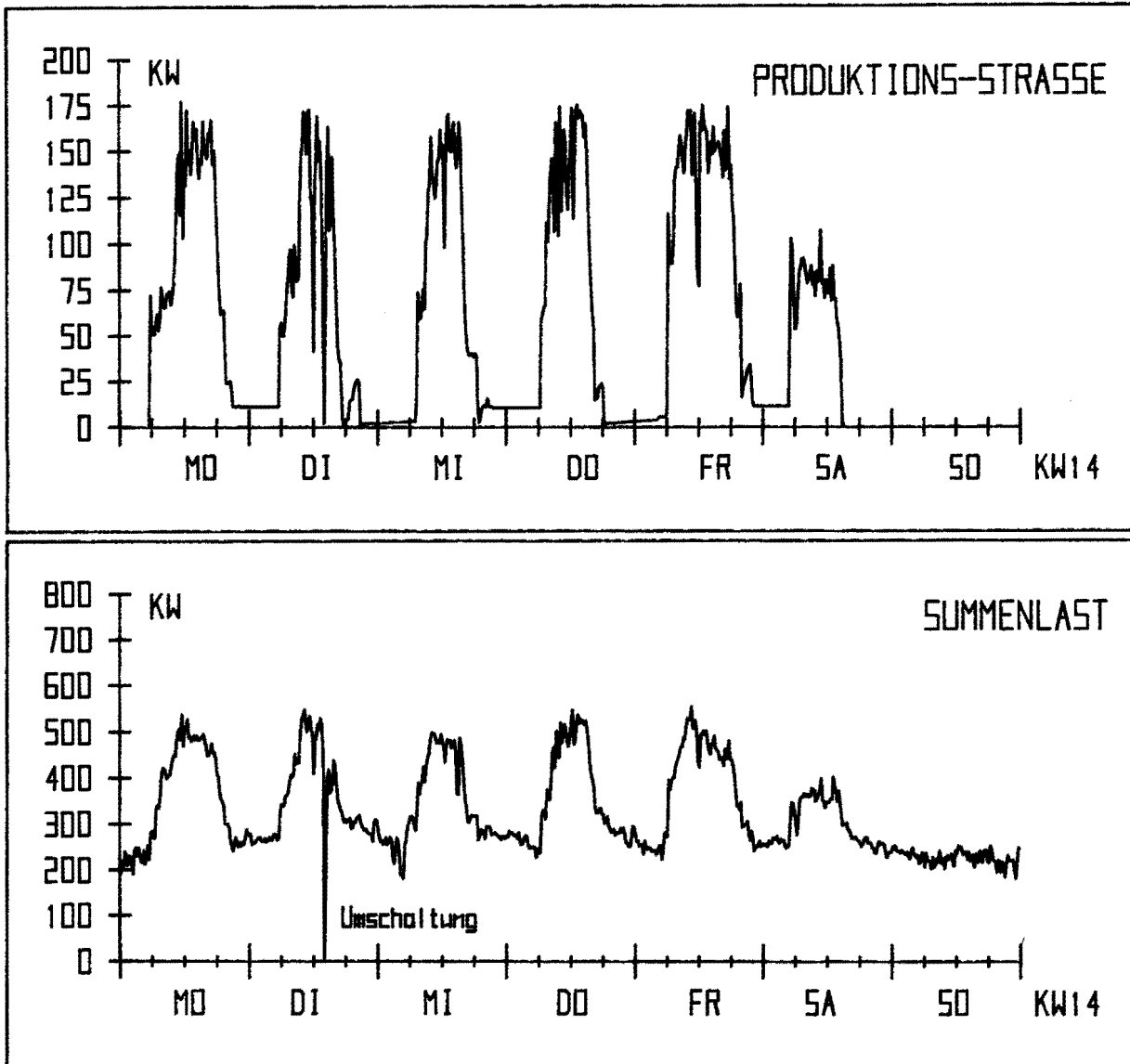


Bild 22: Wochen-Lastganglinien eines Gewerbebetriebes

Um eine aussagekräftige Bewertung in elektrischer und energetischer Hinsicht vornehmen zu können, sind die Aufzeichnungen durch eine leistungsfähige Graphik zu unterstützen. Exemplarisch zeigt Bild 22 die Aufzeichnung eines Teilverbrauches sowie die Summenlast eines mittleren Gewerbebetriebes.

W. Horenkamp, Ch. Dörnemann

Bericht: EV 8924

### 3.3.3 Entwicklung eines Leitsystems mit Integration wissenschaftlicher Komponenten

Die Entwicklung eines Schutz- und Leitsystems für den Bergbau wird am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung seit mehreren Jahren betrieben. Ende letzten Jahres begann mit dem bis dahin entwickelten Prototypen eines integrierten Schutz- und Leitsystems ein Versuchsbetrieb in einem realen Netz. Dadurch waren erste Meßergebnisse über typische Verbrauchsverläufe verfügbar. Die Untersuchung der gewonnenen Erkenntnisse und die Vorstellung des Konzepts auf der Bergbaumesse 89 in Düsseldorf flossen in die Weiterentwicklung des integrierten Schutz- und Leitsystems ein. Diese war durch folgende Schwerpunkte geprägt.

Die Aufgaben des Leitrechners umfassen automatische Meßdatenerfassung, Vorverarbeitung und Auswertung. Parallel dazu führt der Leitreechner eine Funktionskontrolle der Kommunikation und der untergeordneten Systeme durch. Die Meßwerte, der Netzzustand und der Funktionszustand des Netzschutzes werden angezeigt. Dem Bediener stehen hierarchisch gegliedert detailliertere Informationen zur Verfügung. Es können Schalt- und Parametrierungsaufgaben zentral ausgeführt werden. Der Leitreechner stellt nun ständig eine aktuelle Kopie des internen Datensatzes zur Verfügung. Dies geschieht zur Zeit auf Festplatte, demnächst wird dies über ein in der Installationsphase befindliches Rechnernetz auf einen zentralen Fileserver erfolgen. Ebenso erhält der Leitreechner die Möglichkeit, ihm über das Rechnernetz mitgeteilte Befehle auszuführen oder Anfragen zu beantworten. Andere Funktionen werden im Leitreechner nicht implementiert.

Diese Funktionsstrukturierung bietet folgende Vorteile. Die Zuordnung jeder Funktion ist jeweils zu einem Rechner möglich. Weitere Aufgaben innerhalb des Leitsystems können ausgelagert und beliebig aufgeteilt werden. Auswertefunktionen wie Langzeituntersuchungen der Meßergebnisse und Ausgabe von Plots sind von der Echtzeitprozeßbeobachtung entkoppelt.

Eine Anwendung der verteilten Funktionen existiert bereits in einer ersten Version. Dies ist ein wissensbasiertes System zur Fehlerortung. Es analysiert den ständig von den Unterstationen aktualisierten Schaltzustand im Netz. Als Ergebnis wird eine Gruppe von Unterstationen bestimmt, von denen weitergehende Daten zur Klärung des Vorgangs zu erfragen sind. Diese Anfrage wird ausgegeben und in Zukunft über das Rechnernetz direkt vom Leitreechner bearbeitet. Dieser fragt daraufhin speziellen Ereignisaufzeichnungen aus den Unterstationen ab. Die Daten werden dem wissensbasierten System zur Verfügung gestellt, und eine vollständige Analyse des Fehlerorts und der Fehlerart durch das wissensbasierte System ist ohne das Eingreifen von Bedienungspersonal möglich. Der Datensatz zur Beschreibung der Netztopologie kann daraufhin bei den betroffenen Elementen mit einem Fehlervermerk belegt werden. Dies wird per Filetransfer über das Rechnernetz vollständig automatisiert abgewickelt, damit das zuständige Personal sofort aufbereitete Informationen zur ersten Orientierung nach einem Netzfehler zur Verfügung gestellt bekommt.

Ebenso wird eine Wissensbasis erstellt, die eine Schwachpunktanalyse des Netzes unter Zuhilfenahme der aktuellen Netzdaten vornimmt. Dies wird ergänzt durch ein Regelwerk zur Wiederversorgung unversorgter, nach Netzfehlern abgeschalteter Netzbezirke. Dabei wird der aktuelle Lastzustand wie auch der Funktions- bzw. Fehlerzustand berücksichtigt.

Die einzelnen Regelwerke werden unabhängig voneinander ausgewertet. Sie können parallel von mehreren oder sequentiell auf einem Rechner abgearbeitet werden, wenn die Ergebnisse nicht voneinander abhängig sind.

Für den Test und die Optimierung der Wissensbasis wird eine Simulation entwickelt, die den Datenverkehr über den Leitreechner mit dem Prozeß simuliert und den vollständigen Datensatz zur Netzbeschreibung in beliebiger Form generieren kann. Dies beinhaltet zunächst eine Komponente, mit der Schaltvorgänge und entsprechende Meldungsmuster vollständig, unvollständig oder

falsch erzeugt werden, um die Fehleranalyse mit dem wissenschaftlichen System weiter zu vervollständigen.

F. Eickhoff

Berichte: EV 8931

Diese Arbeit wurde vom Bundesministerium für Forschung und Technologie gefördert.

### 3.3.4 Entwicklung eines integrierten Schutzsystems für die Stromversorgung in Untertagenetzen des deutschen Steinkohlenbergbaus

Die Aufgaben des Netzschutzes werden im zunehmenden Maße komplexer. Darauf muß auch die Struktur und die Funktion eines modernen Netzschutzes abgestimmt sein. Der Netzschutz stellt zunächst die Hauptaufgabe für jedes Schutzsystem dar. Zusätzlich können Funktionen für die Netzführung, Netzüberwachung und die Geräteüberwachung angegliedert werden, da die dazu benötigten Informationen im Schutzsystem vorliegen. Der am Lehrstuhl entwickelte Abzweigschutzrechner besteht aus einem Standardbus-system mit einer Prozessorkarte auf Basis des Prozessors 80186. Für die Meßwerterfassung sind Strom- (0...5A) und Spannungswandler (20...220V) eingesetzt. Eine 16 kanalige A/D-Wandlerkarte wandelt die analogen Signale für die Weiterverarbeitung mit der Signalprozessorkarte auf Basis des TMS 32010 Prozessors um. Die so aufbereiteten Daten werden über die Dual-Port-Ramkarte, welche den Signalprozessor an den Hauptprozessor anknüpft, an die CPU-Karte übergeben. Die 80186 CPU übernimmt die eigentlichen Schutzfunktionen. Die vorgeschaltete Peripherie dient ausschließlich der Meßwerterfassung und Meßwertaufbereitung.

Zur Schutzüberwachung sind im Abzweigschutzrelais folgende Funktionen installiert:

- Kurzschlußschutz
- Erdschlußschutz

- Schutzleiterüberwachung
- Überstromzeitschutz

Die Kurzschlußfassung für zwei- oder dreipolige Fehler mit und ohne Erdberührung arbeitet im Distanzschutzbetrieb, falls die Spannungsbedingung  $\Delta U < 0,5\%$  des Endwertes erfüllt ist. Bei Überschreitung des Überstromgrenzwertes ist die Schutzfunktion unselektiv.

Das Auslöseprogramm des Distanzschutzes ist gekennzeichnet durch

- Zeitstaffelung der drei Fehlerbereiche in Vorwärtsrichtung und einen Bereich in Rückwärtsrichtung zur Erhöhung der Selektivität und der Redundanz
- selektive Richtungserkennung bis auf Nahbereich:  
 $\Delta U < 0,5\%$  des Endwertes (ohne Primärwandlerfehler)  
Einschaltstromstabilisierung durch Unterdrückung einer Auslösung bei Anregung durch einen Einschaltstrom (Rush-Strom) durch Auswertung des Amplitudenverhältnisses  $I(100\text{Hz})/I(50\text{Hz})$ .

Der Erdschlußschutz für einpolige Fehler arbeitet richtungsselektiv durch Berechnung des

- Wirkleistungsflusses der Netzfrequenz
- Blindleistungsflusses der 150Hz-Komponenten
- Blindleistungsflusses der 250Hz-Komponenten
- transienten Einschwingstromes im Nullsystem

Eine genaue Bestimmung des Fehlerortes ist nicht möglich, so daß eine selektive Erdschlußabschaltung nur durch eine Zeitstaffelung erreicht werden kann.

Zur Schutzleiterüberwachung wird die Leiterschleifenimpedanz ausgewertet, so daß drei Störungsarten erkannt werden können:

- Erkennung der Schutz- / Überwachungsleiterunterbrechung
- Erkennung einer Isolationsverschlechterung
- Erkennung des Schutz- / Überwachungsleiterkurzschlusses



Der Überstromschutz des Kabels basiert auf einem Erwärmungsmodell (Sicherungskennlinie) mit einer zur Wirkleistungsaufnahme linearen, integralen Temperaturabhängigkeit, so daß die zeitliche Abkühlung berücksichtigt werden kann.

Der Vergleich des aktuellen Standes der Schutzgerätetechnik mit dem neu entwickelten Konzept zeigt die charakteristischen Vorteile des integrierten Schutzsystems. Der heutige Stand ist gekennzeichnet durch folgende Merkmale:

- **Hardware:** Für jede Schutzfunktion ist ein gesondertes Schutzgerät erforderlich. Das bedingt für jedes Gerät eine unterschiedliche Hardwarelösung.
- **Parametrierung:** Bei Änderung der Netztopologie entsteht ein hoher Aufwand um die Schutzgeräte auf die geänderte Topologie einzustellen. Jedes Gerät muß vor Ort parametriert werden, was zu einem zusätzlichen Zeitaufwand führt. Die aktuelle Parametrierung ist nur direkt vor Ort verfügbar und muß dort von den Verantwortlichen regelmäßig überprüft werden. Außerdem ist die Gefahr von Fehleinstellungen sehr hoch.
- **Überwachung:** Es werden keine Informationen über den Zustand der Geräte nach Übertage geleitet. Damit besteht ein hoher Zeitaufwand für die Funktionskontrolle der Geräte. Ein Versagen bleibt bis zur nächsten Überprüfung oder bis zu einem Fehlereintritt unentdeckt.
- **Fehlererkennung und Analyse:** Bei einer Auslösung ist keine Hilfe zur Fehleranalyse verfügbar, daher kann bei einer Überfunktion dies nicht erkannt werden. Dies führt zu einem unnötigen Ausfall von fehlerfreien Netzteilen.
- **Betriebsführung:** Es ist keine Benutzerunterstützung vorhanden.

Demgegenüber bietet das neu entwickelte System folgende Vorteile:

- **Hardware:** Ein modularer Hardwareaufbau beschränkt die Anzahl der eingesetzten Baugruppen. Die Zusammenfassung der Schutzfunktionen reduziert den Hardwareaufwand und führt zu einer Softwarekonfiguration der Geräte.

- **Parametrierung:** Eine Änderung der Netztopologie kann zentral durch eine neue Parametereinstellung nachvollzogen werden. Dies ist auch zentral dokumentierbar und kontrollierbar. Eine Benutzerunterstützung ist durch den Rechner möglich.
- **Überwachung:** Der Zustand der Geräte wird ständig gegenseitig überprüft und bei Ausfall zentral gemeldet.
- **Fehlererkennung und Analyse:** Bei einer Auslösung ist eine Ereignisaufzeichnung zur Fehleranalyse verfügbar, daher kann Überfunktion, Unterfunktion und allgemein die Anregung des Schutzes erkannt werden. Ein unnötiger längerer Ausfall von fehlerfreien Netzteilen wird vermieden.
- **Betriebsführung:** Der Benutzer kann alle Betriebsparameter des Netzes zentral abfragen und überwachen.

Michael Jaspert

Diese Arbeit wurde vom Bundesministerium für Forschung und Technologie gefördert.

#### 4. VORTRÄGE

##### 4.1 Beiträge für das Kolloquium

- 25.01.1989 Dipl.-Ing. Lemaitre, Universität Dortmund,  
"Dynamische Simulationsmethoden für Planung und Betrieb regionaler Verbundnetze"
- 28.04.1989 Dipl.-Ing. Ebbinghaus, Universität Dortmund,  
"Digitaler, integrierter Netzschutz der Mittelspannungsnetze des deutschen Steinkohlebergbaus"
- 15.09.1989 Prof. Dr. Anjan Bose, Universität Arizona, Tempe, USA  
"Dispatch Training Simulators"
- 03.10.1989 Dipl.-Ing. Krebs, Universität Erlangen,  
"Netzberechnungen mit Modalkomponenten"
- 10.11.1989 Prof. Dr.-Ing. habil. Pundt, TU Dresden,  
"Sternpunktbehandlung in elektrischen Energieversorgungsnetzen"

4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 23.01.1989 P. Stöber  
"Berücksichtigung der Spannungsabhängigkeit der Lasten in der Kurzzeitdynamik elektrischer Energieversorgungssysteme", 3. DFG-Berichts-Kolloquium zum SPP "Neue leit- und schutztechnische Verfahren in der elektrischen Energieversorgung"
- 03.05.1989 H. Slomski  
"Unit Commitment in Thermal Power Systems with Long-Term Energy Constraints", Vortrag auf der PICA 1989 Conference, Seattle
- 09.05.1989 E. Handschin  
"Maßnahmen zur Verbesserung der Kurzzeitstabilität in elektrischen Energieversorgungsnetzen", Vortrag an der ETH Zürich
- 15.06.1989 E. Handschin  
"Anforderungen an supraleitende Speicher aus der Sicht des Netzbetriebes", Vortrag auf der VDI Tagung "Supraleitung in der Energietechnik - Stand, Konzepte, neue Aspekte", Karlsruhe
- 27.06.1989 E. Handschin  
"Die Bedeutung von Expertensystemen für Planung und Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme", Vortrag an der ETH Zürich
- 27.09.1989 E. Handschin  
"Überwachung und Schutz von Kabelnetzen des deutschen Steinkohlebergbaus", Vortrag auf der 5th Int. Conference "Power System Automation and Control", Gliwice

- 26.10.1989 E. Handschin  
"Systemtechnik in der elektrischen Energieversorgung", Vortrag anlässlich des 75-jährigen Jubiläums des Asea Brown Boveri Geschäftsbereiches Leitungsbau, Mannheim
- 15.11.1989 E. Handschin  
"Expertensystem in der elektrischen Energieversorgung", Vortrag auf der FGH-Mitgliederversammlung, Mannheim
- 21.11.1989 E. Handschin  
"Status and Trend of Dispatch Training Simulators", Vortrag auf dem CIGRE Symposium "Operation of Electric Power Systems in Developing Countries", Bangkok
- 22.11.1989 E. Handschin  
"Improved Power System Control through Systematic Measurements and Identification Procedures", Vortrag auf dem CIGRE Symposium "Operation of Electric Power Systems in Developing Countries", Bangkok

5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN

- 02.01.1989 E. Handschin, W. Horenkamp  
Besprechung über die Prüfmöglichkeiten von Stör-  
werterfassungssystemen mit Herrn Speck, BASF Lud-  
wigshafen
- 11.01.1989 E. Handschin  
Besprechung mit Herrn Prof. Sörte, Fachhochschule  
Osnabrück, über Studienaufbau und Lehrinhalte im  
Bereich Elektrotechnik/Energietechnik
- 16.01.1989 E. Handschin  
Teilnahme an der Sitzung des GMA/ETG-Fachausschus-  
ses "Netzregelung" in Frankfurt
- 17.01.1989 E. Handschin  
Besprechung mit Frau Prof. Pavella, Universität  
Liège, in Dortmund
- 18.01.1989 E. Handschin, M. Jaspert, F. Eickhoff  
Diskussion der Forschungsergebnisse des BMFT-Pro-  
jekts, mit Prof. Balzer, Berlin, Herrn Völker,  
Siemens Erlangen und Herrn Zwiechel, Siemens Er-  
langen, in Dortmund
- 20.01.1989 E. Handschin und Mitarbeiter  
Besprechung mit den Herren Töpfer und Sedlaczek,  
Calor-Emag, Ratingen, über das BMFT-Projekt "Inte-  
grierte Schutztechnik"
- 21.01.- E. Handschin und Mitarbeiter
- 23.01.1989 Teilnahme am DFG-Kolloquium "Neue leit- und schutz-  
technische Verfahren in der elektrischen Energie-  
versorgung" in Stuttgart
- 30.01.1989 E. Handschin  
Koreferat für die Promotionsprüfung von Herrn  
Dipl.-Ing. Ortjohann, Universität Paderborn

- 02.02.1989 E. Handschin, W. Horenkamp  
Besprechung über Prüfbedingungen von  
Störwerterfassungssystemen mit Herrn Speck BASF und  
Herrn Balzereit Fa. Johne und Reilhofer
- 07.02.1989 E. Handschin, H. Slomski  
Besprechung mit den Herren Direktor Linke, Sanders  
und Otto, VEW AG über langfristige Kraftwerksein-  
satzplanung
- 13.02.1989 E. Handschin und Mitarbeiter  
Besprechung mit Herrn Schlabbach, Fa. Lahmeyer,  
Frankfurt, über den gemeinsamen CIGRE-Aufsatz  
"Improved Power System Control through Systematic  
Measurements and Identification Procedures"
- 16.02.1989 E. Handschin  
Teilnahme am FGH-Forum "schutztechnische Berech-  
nungsverfahren", Karlsruhe
- 24.02.1989 E. Handschin  
Koreferat für die Promotionsprüfung von Herrn  
Dipl.-Ing. Schmitt, TH Darmstadt
- 17.04.1989 E. Handschin  
Teilnahme an der AK-TR Sitzung in Mannheim
- 19.04.- Ch. Dörnemann  
20.04.1989 Gespräch über das Knoten-Lastprognosenprogramm bei  
den Technischen Werken Stuttgart
- 27.04.1989 E. Handschin  
Teilnahme an der Sitzung des GMA/ETG-Fachausschus-  
ses "Netzregelung" in Essen
- 01.05.- E. Handschin, H. Slomski  
05.05.1989 Teilnahme an der PICA Konferenz in Seattle, USA

- 02.05.- Ch. Dörnemann  
03.05.1989 Teilnahme an der VDE/VDI-Tagung "Leistungs- und Lastbedarfssteuerung" in Schliersee
- 07.05.- W. Hoffmann  
12.05.1989 Teilnahme am "International Symposium for Demonstrations of Expert System Applications to the Power Industry" in Montreal
- 18.05.1989 E. Handschin  
Teilnahme an der Sitzung des GMA/ETG-Fachausschusses "Netzregelung" in Frankfurt
- 20.05.- E. Handschin und Mitarbeiter  
26.05.1989 Ausstellung des Prototypen eines integrierten Leit- und Schutzsystems für Untertage-Netze, auf der Bergbaumesse Düsseldorf
- 22.05. - E. Handschin  
24.05.1989 Teilnahme an der Sitzung des deutschen Arbeitskreises zum CIGRE Studienkomitee SC 39 in München
- 31.05.1989 E. Handschin  
Teilnahme am MWF-Workshop "Energieforschung Studie NRW" in Bonn
- 08.06.- E. Handschin, Ch. Dörnemann  
09.06.1989 Abschlußpräsentation zum Projekt "Knotenlastprognose zur Unterstützung der Niederspannungsnetzbe- rechnung" bei den Technischen Werken in Stuttgart
- 13.06.1989 E. Handschin  
Teilnahme an der Sitzung des GMA/ETG-Fachausschusses "Netzregelung" in Frankfurt
- 15.06. - E. Handschin, P. Stöber  
16.06.1989 Besuch der VDI/VDE Tagung in Karlsruhe über Supra- leitung in der Energietechnik, Karlsruhe



- 18.06. - E. Handschin  
22.06.1989 Teilnahme am CIGRE-Symposium SC 39 in Budapest
- 22.06.- E. Handschin  
23.06.1989 Besuch von Herrn Prof. Dr.-Ing. W. Winkler,  
Universität Gliwice, Polen, in Dortmund
- 07.08.1989 E. Handschin  
Teilnahme an der Sitzung des GMA/ETG-Fachausschusses  
"Netzregelung" in Frankfurt
- 08.08.1989 E. Handschin  
Besprechung mit Herrn Direktor Dr. Reuter, Elektro-  
mark, in Garenfeld zur Vorbereitung eines AK-TR  
Forums über Expertensysteme
- 15.08.1989 Ch. Dörnemann, K.D. Tesch, W. Horenkamp  
Besuch der Fa. Ziegler in Mönchengladbach: Graphi-  
sche Auswertung von Meßwerten
- 24.08.1989 E. Handschin und Mitarbeiter  
Besuch der Herren Dipl.-Ing. Küssel und Dipl.-Ing.  
Weisbrod, Asea Brown Boveri Mannheim, am Lehrstuhl  
EV in Dortmund
- 24.08.1989 E. Handschin, D. Blume, W. Horenkamp  
Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen zu  
der Formulierung von Aufzeichnungsbedingungen für  
Störwerterfassungssystemen
- 24.08.1989 E. Handschin, M. Jaspert, F. Eickhoff  
Präsentation des BMFT-Forschungsprojekts für den  
StBV-Arbeitskreis "Energieversorgung"
- 28.08.- H. Slomski  
29.08.1989 Durchführung von Testrechnungen mit dem Programm  
zur Kraftwerkseinsatzoptimierung im Rechenzentrum  
der Digital Equipment Corporation, München

- 30.08.1989 E. Handschin und Mitarbeiter  
Gespräch mit Herrn Danke, Fa. Bender, über das  
BMFT-Projekt "Schutztechnik im Bergbau"
- 01.09.1989 E. Handschin und W. Hoffmann  
Besprechung mit Herrn Walther, Asea Brown Boveri,  
über "Entwicklung von Expertensystemen" am Lehr-  
stuhl EV in Dortmund
- 14.09.- Ch. Dörnemann  
15.09.1989 Besprechung über Auswertung von Meßreihen zur  
Niederspannungsnetzberechnung bei den Technischen  
Werken in Stuttgart
- 26.09. - E. Handschin  
27.09.1989 Teilnahme an der 5. Internationalen Konferenz  
"Power System Automation and Control" in  
Gliwice/Polen
- 27.09. - D. Blume  
29.09.1989 Teilnahme am KI-Symposium der Digital Equipment  
Corporation in Frankfurt/Main
- 27.09.1989 Ch. Dörnemann, A. Kubbe  
Besprechung mit Herrn Prof. Herman, University of  
Stellenbosch, Südafrika, über Verteilungsnetze am  
Lehrstuhl EV in Dortmund
- 28.09. - E. Handschin  
30.09.1989 Besuch der Akademie der Wissenschaften in Moskau,  
UdSSR, Gespräch mit Prof. Rudenko und Prof. Me-  
renkov bzgl. deutsch-russischer Zusammenarbeit
- 02.10.1989 E. Handschin  
Teilnahme an der VDE-Beiratssitzung, Bezirksverein  
Rhein/Ruhr, in Essen

- 05.10.1989 E. Handschin und Mitarbeiter  
Teilnahme an der VDE-Fachtagung "Digitale Leit-  
technik in Stationen des Mittel- und Hochspannungs-  
netzes" in Duisburg
- 06.10.1989 E. Handschin und Mitarbeiter  
Besuch von Herrn Dipl.-Ing. Schmitt, Asea Brown  
Boveri Ladenburg, am Lehrstuhl EV Dortmund
- 12.10.1989 E. Handschin  
Teilnahme an der ETG-Vorstands- und Beiratssitzung  
in Frankfurt
- 17.10.1989 E. Handschin, Ch. Dörnemann, W. Horenkamp  
Besprechung mit Herrn Dr. Rosch, Fa. Busch-Jaeger,  
über Hausleittechnik am Lehrstuhl EV in Dortmund
- 19.10.1989 W. Hoffmann  
Besprechung mit Herrn Küssel, Asea Brown Boveri  
Ladenburg, über Expertensysteme für die Netzsicher-  
heitsberechnung
- 20.10.1989 E. Handschin  
Teilnahme an der AK-TR Sitzung an der TU Berlin
- 25.10.1989 E. Handschin, M. Jaspert, F. Eickhoff  
Diskussion der Forschungsergebnisse des  
BMFT-Projekts mit Herrn Schwenniger, BAG Lippe und  
Herrn Linvers, Fa. Machazek, in Dortmund
- 30.10.1989 E. Handschin  
Teilnahme an der Sitzung des GMA/ETG-Fachausschus-  
ses "Netzregelung" in Frankfurt
- 08.11.1989 E. Handschin  
Teilnahme am AK-TR Forum "Netzplanung" in Stuttgart

- 08.11.1989 D. König, U. Schlücking  
Besprechung mit Prof. Kullicke und Dipl.-Ing. M. Schefter, Insitut für Hochspannungstechnik und elektrische Anlagen, über Echtzeitsimulation der Kurzzeitdynamik elektrischer Energieversorgungssysteme an der TU Berlin
- 16.11.- E. Handschin
- 26.11.1989 Teilnahme am CIGRE-Symposium "Operation of Electric Power Systems in Developing Countries" in Bangkok/ Thailand
- 23.11.1989 D. Blume, W. Horenkamp, R. Luttmann  
Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen über die Auswertung von Störwerterfassungsdaten
- 27.11.1989 E. Handschin  
Teilnahme am VDE-Dozententreffen in Mülheim
- 07.12.1989 E. Handschin  
Teilnahme an der CIGRE-Sitzung des deutschen Arbeitskreises SC 39 in Ladenburg
- 12.12.1989 W. Hoffmann  
Besprechung mit Herrn Walther, Asea Brown Boveri Schweiz, über den Einsatz von Expertensystemen in der Netzleittechnik

## 6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE

### 6.1 Veröffentlichungen

W. Mombauer, E. Handschin, T. Hecker: "Effects of the IEC Publication 38 "IEC Standard Voltages" to the Public Low Voltage Networks", CIRED 89, 10th International Conference on Electricity Distribution, Brighton, 1989

In IEC 38 a worldwide uniform low voltage value of 230/400 V is specified. The related voltage range poses increased requirements to the automatic tapping of the high-voltage/medium-voltage (HV/MV) feeding transformer. In this respect control criteria are investigated including the voltage dependency of the electric load. Furthermore the limit value check of the voltage becomes important. A measurement technique is required which only records voltage values under normal operating conditions. The paper reports on an adequate measurement system recording the mean values averaged over a period length of ten minutes. In case of a lower voltage limit violation despite an optimal control strategy of the MV value power system reinforcement or other technical measures become necessary. Different possibilities will be presented. In order to find the optionally suitable solution a strategic procedure may be helpful. The paper contains a systematic discussion of these methods.

E. Handschin, W. Hoffmann: "Experience with the Development of a Knowledge Based System for Security Assessment", Power High Tech '89, IASTED Conference, Valencia, July 1989

Security computations are most important for guaranteeing the security and the quality of the electrical energy supply. Within this paper the authors describe the concept of a decision support system for security assessment. Experiences gained while developing an expert system for the classification of the security state of an electric power network in view of certain (planned) switching operations and its application as an heuristic control of contingency simulations are presented. The

knowledge based approach is compared with the traditional algorithmic way of problem solving. Advantages and disadvantages of the new methods are evaluated. An environment realised for the development and test of knowledge based systems applied to electrical power networks is described.

E. Handschin, H. Slomski: "Unit Commitment in Thermal Power Systems with Long-Term Energy Constraints", PICA Conference, Seattle, May 1989

This paper describes a method for the unit commitment considering energy constraints obtained from a long-term optimisation. In many electrical utilities there exists the problem of fulfilling energy supply contracts with other utilities or with fuel suppliers. Furthermore, the energy prices may change during the year or depend on the consumed electric energy. The presented method solves this complex task in two steps. The first step calculates a long-term e.g. yearly operation schedule with daily energies allocated to each unit. These daily energy constraints of the long-term optimisation have to be incorporated in the second step - the daily unit commitment. Special attention is given to the coordination between long-term and short-term optimisation.

E. Handschin, W. Ebbinghaus, F. Eickhoff, M. Jaspert: "Monitoring and Protection of Cable Networks in German Coal Mines", Proc. 5th Int. Conference "Power System Automation and Control", Gliwice, Sept. 1989

Digital relaying in an integrated system in German coal mines depends in solutions for protection, control, monitoring and communication in special conditions. The development of this hierarchical system is characterised by three levels:

- the digital relay, a component of the switchgear unit
- the substation host computer
- the system centre computer.

The protection, storing samples of analog data and measurement of current, voltage and power are the basic functions of the self-sufficient relay. On the higher levels this information is concentrated for analysing the network and protection devices. For transfer of this local data set serial (optic) links are used. On the centre level an interface is implemented for control and monitor functions. Several functions are integrated on this level for example to service the circuit breaker or to modify the protection characteristics on the lower levels.

E. Handschin: "Status and Trends of Dispatch Training Simulators", Conference Paper, CIGRE Symposium "Operation of Electric Power Systems in Developing Countries", Bangkok 1989

The topic of dispatch training simulators (DTS) receives a lot of interest both from the utilities and industry. Hence CIGRE SC 39 established a working group with the intention to determine the status of current developments in DTS technology, to determine what future expectations power utilities have in this regard, and to evaluate the extent to which these tools are in current use. Some years ago a CIGRE SC 39 task force sent out and evaluated a questionnaire on the same topics.

The continuing interest on DTS and the rapidly changing simulation technology allowing new and improved solutions are the main reasons for now making a second survey. A questionnaire has been circulated. The results are presented in this paper.

E. Handschin, J. Lemaitre, P. Stöber: "Improved Power System Control through Systematic Measurements and Identification Procedures", CIGRE Symposium "Operation of Electric Power System in Developing Countries", Bangkok, 1989

Electrical power supply in developing countries normally starts from the supply of isolated loads, fed by small diesel or hydro generators. The needs for system studies are comparatively low. Loadflow and short-circuit estimations are sufficient in most of the cases.

With increasing load, small isolated power systems are established, which are supplied mainly by one centralised power station. Gas turbines are usually added besides diesel units and/or hydro units if feasible. The extend of system studies in this stage is limited to loadflow and short-circuit analyses including studies on the permissible loading of equipment. Single outage of generation is normally applied as a planning criteria, but no further outages of equipment are considered. The third step of the development is characterised by regional interconnection of the isolated systems. The power stations are operated in an interconnected mode as well, requiring for more detailed planning of the power system.

In the final stage power systems are extended to nationwide resp. continentalwide interconnected systems which can be found e.g. in Western Europe (UCPTE). The extend of system studies to be applied cannot be defined in general but depends on the actual conditions and problems of the power system under investigation.

E. Handschin, P. Stöber: "Anforderungen an supraleitende Speicher aus der Sicht des Netzbetriebes", VDI-Tagung "Supraleitung in der Energietechnik - Stand, Konzepte, neue Aspekte", Karlsruhe, 14.-16. Juni 1989, VDI-Berichte 733, S. 207-218

Mit dem Einsatz supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES) können Forderungen erfüllt und Qualitätsverbesserungen erzielt werden, die mit konventionellen Maßnahmen nicht realisierbar sind. Die Simulation der energietechnischen Anbindung eines SMES an ein Netz und die Einbeziehung seiner Steuerung in das Regelkonzept des Netzes zeigen erhebliche Verbesserungen des statischen und dynamischen Verhaltens auf.

Die Dimensionierung des SMES hängt von seinem Einsatzzweck und dem Netzbetrieb ab. Die Untersuchung eines SMES zur Verbesserung des dynamischen Verhaltens und zur Unterstützung der Primärregelung eines großen Kraftwerksblocks zeigt, daß die notwendige Dimensionierung technisch realisierbar ist. Das systematische Zusammenwirken des SMES mit dem Netz wird an diesem Beispiel diskutiert.



E. Handschin, W. Ebbinghaus

"Abstimmung von Erdschlußlöschspulen in den Mittelspannungsnetzen des deutschen Steinkohlenbergbaus unter Berücksichtigung von schutztechnischen Nebenbedingungen", Glückauf-Forschungshefte, Nr. 6, 1989

Durch den gelöschten Betrieb der Mittelspannungskabelnetze des deutschen Steinkohlenbergbaus wird zur Abstimmung der Löserspule ein Resonanzregler verwendet. Die Definition des Kompensationsgrades bestimmt sich dabei aus den Nebenbedingungen des Erdschlußschutzes und der Löschfähigkeit. Für diese Aufgabe ist ein Mikrorechner-Regler entwickelt worden, der die besonderen Anforderungen der Bergbaunetze berücksichtigt und zusätzlich die Intervallgrenzen der Nullspannung überwacht.

## 6.2 Forschungsberichte

W. Hoffmann: "Programmieren in Prolog", EV 8903

W. Hoffmann: "Expertensysteme für die Netzsicherheitstechnik", EV 8904

H. Speich: "Einsatz von State Estimation in Bahnnetzen"; EV 8917

Ch. Dörnemann: "Knotenbezogene Lastprognose zur Unterstützung der Niederspannungs-Netzberechnung", EV 8919

Ch. Dörnemann: "Messung in einem Dienstleistungsunternehmen", EV 8924

Ch. Dörnemann: "Messung im Niederspannungsnetz und knotenbezogene Lastprognose", EV 8925

E. Handschin, W. Hoffmann: "Experience with the Development of a Knowledge Based System for Security Assessment", EV 8927

F. Eickhoff: "Auswertung der Meßergebnisse der Versuchsmessung auf der Zeche Osterfeld", EV 8931

F. Eickhoff: "Dokumentation zur Entwicklung eines Netzknotenrechners", EV 8940

E. Handschin: "Systemtechnik in der elektrischen Energieübertragung", EV 8954

W. Hoffmann: "Ausfallsimulation im Rahmen des Projekts XPS-EV", EV 8961

U. Schlücking: "Echtzeitsimulation des Kurzzeitverhaltens elektrischer Energieversorgungssysteme", EV 8962

### 6.3 Diplomarbeiten

A. Haccius: "Aufbau eines rechnergesteuerten Prüfplatzes", EV 8909

R. Potthoff: "Software-Entwicklung für ein integriertes Schutzrelais für die Mittelspannungsnetze des deutschen Steinkohlebergbaus", EV 8908

D. Otto: "Kurzfristige Kraftwerkseinsatzoptimierung mit Berücksichtigung der Minutenreserve und der Leistungsgradienten", EV 8905

M. Jacobi: "Untersuchungen zur Implementierung digitaler Schutzeinrichtungen im Bereich der Mittelspannungsnetze des deutschen Steinkohlebergbaus", EV 8911

H. Speich: "Einsatz von State Estimation in Bahnnetzen", EV 8910

U. Schlücking: "Entwicklung und Realisierung eines Monitors zur Überwachung und Führung elektrischer Netze", EV 8914

R. Ludovici: "Wissensbasiertes System zur Klassierung von Ausfällen in elektrischen Energieversorgungssystemen", EV 8935

Th. Stephanblome: "Der Einfluß magnetischer Energiespeicher auf die Dynamik elektrischer Energieversorgungssysteme", EV 8933

B. Nordieker: "Optimierung eines wissensbasierten Systems für die Bewertung von Ausfällen", EV 8938

H. Schneider: "Einsatz der knotenbezogenen Lastprognose bei der Berechnung von Verteilungsnetzen", EV 8944

M. Heine: "Entwicklung eines Programms zur Berechnung unsymmetrischer Fehler in elektrischen Energieübertragungssystemen", EV 8952

B. Ratering: "Abgrenzung zwischen Verbund- und Inselsystemen im Hinblick auf die Anforderungen an das Konzept der Turbosatzregelung", EV 8953

M. Seynsche: "Analyse der Kopplung zwischen Spannungs- und Frequenzregelung", EV 8918

#### 6.4 Studienarbeiten

D. Gerulat: "Realisierung von Triggerkriterien für ein Störwert-erfassungssystem", EV 8901

Th. Stephanblome: "Untersuchung der Elektrizitätsanwendung bei verschiedenen Abnehmern", EV 8906

J. Handke: "Gestehungskostenvergleich großer Steinkohle- und Kernkraftwerksblöcke", EV 8902

A. Dümke: "Langfristige Energieeinsatzoptimierung im hydrothermischen Verbund", EV 8922

H. Schneider: "Lastprognose zur Planung von Verteilungsnetzen", EV 8907

M. Heine: "Entwicklung eines Programms für die schnell entkoppelte Lastflußberechnung im on-line Betrieb", EV 8913

Ch. Huil: "Gegenüberstellung von Frequenzmeßverfahren und Realisierung eines Frequenzmeßmoduls für ein Störwerterfassungssystem", EV 8920

B. Ratering: "Vergleichende Betrachtung verschiedener Spannungsreglerkonzepte", EV 8912

Th. Pawlowski: "Graphisch interaktive Ergebnisauswertung "GRAPH" rechnerunterstützte Zeichnungserstellung "DESIGN", EV 8932

Ch. Pfeiler: "Fehlermeldungsanalyse in Bergbaunetzen", EV 8923

M. Rogge: "Wirtschaftliche Lastaufteilung unter Berücksichtigung von Leistungsgradienten und Energieebenenbedingungen", EV 8945

F. Reyer: "Untersuchung von gemessenen und simulierten Störungsverläufen und deren Auswertung", EV 8921

B. Runge: "Optimale Tarifwahl mit Hilfe eines wissensbasierten Systems", EV 8934

U. Rabeneck: "Erweiterung einer Strommeßeinrichtung -CMOS32- für universelle Messungen in Energieversorgungsnetzen", EV 8939

M. Müller: "Software zur Untersuchung von Meßtopologiefragen bei der State Estimation", EV 8941

M. Nicolai: "Topologieanalyse und Schaltilf mit einem wissensbasierten System"; EV 8946

A. Koel: "Beschreibung von elektrischen Betriebsmitteln im Frequenzbereich", EV 8948

A. Terglane: "Testsystem für die Bewertung einer wissensbasierten Ausfallistenerstellung", EV 8949

M. Trinschek: "Erweiterung eines wissensbasierten Systems für die Erstellung von Ausfallisten", EV 8947

F. Munk: "Software für Meßdatenverarbeitung auf Personal Computer", EV 8951

R. Luttmann: "Entwicklung einer Datenbank zur Beschreibung von Hoch- und Mittelspannungsnetzen", EV 8950

#### 6.5 Programmbeschreibungen

E. Gerulat: "Realisierung von Triggerkriterien für ein Störwerterfassungssystem", EVP 8901

A. Haccius: "Aufbau eines rechnergesteuerten Prüfplatzes", EVP 8902

H. Speich: "ISEES; Interaktive Simulation elektrischer Energieversorgungssysteme", EVP 8903

M. Heine: "Entwicklung eines Programms für die schnelle entkoppelte Lastflußberechnung", EVP 8904

D. Otto: "KUER; Kurzfristige Kraftwerkseinsatzoptimierung mit Energie- und Reservebedingungen", EVP 8905

E. Handschin, P. Stöber: "OSCHWI; Programm zur Berechnung von Oberschwingungen", EVP 8906

M. Seynsche: "Analyse der Kopplung zwischen Spannungs- und Frequenzregelung in elektrischen Energieversorgungssystemen", EVP 8907

Ch. Dörnemann: "Knotenbezogene Lastprognose zur Unterstützung der Niederspannungs-Netzberechnung", EVP 8908

Th. Pawlowski: "Graphisch interaktive Ergebnisauswertung "GRAPH" rechnerunterstützte Zeichnungserstellung "DESIGN", EVP 8909

W. Hoffmann: "Definition von Netzendatenbank in Prolog", EVP 8910

B. Runge: "TARIF 100"; Programm zur Bestimmung des 100h-Tarifs", EVP 8911

R. Ludovici: "Wissensbasiertes System für die Erstellung von Ausfällen in elektrischen Energieversorgungssystemen; Programm "AUSFALL", EVP 8912

R. Ludovici: "Wissensbasiertes System zur Klassierung von Ausfällen in elektrischen Energieversorgungssystemen; Programm Muster", EVP 8913

B. Nordieker: "Optimierung eines wissensbasierten Systems für die Behandlung von Ausfällen; Programm "WISSEN", EVP 8914

B. Nordieker: "Optimierung eines wissensbasierten Systems für die Behandlung von Ausfällen; Programm "ABHILFE", EVP 8915

H. Schneider: "CAI - Clusteranalyse und Interpretation; O\_Ring - Lastbestimmung in offenen Ringnetzen; VARTARB - Variationsanalyse zur Lastzuordnung in vermaschten Netzen", EVP 8916

B. Runge: "Optimale Tarifwahl mit Hilfe eines wissensbasierten Systems", EVP 8917

W. Hoffmann: "Hinweise für die Dokumentation von Prolog-Quelltexten", EVP 8919

## 7. Promotionen

Lemaitre, Julio: "Dynamische Simulationsmethoden für Planung und Betrieb regionaler Verbundnetze"

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. J. Voß

Tag der mündlichen Prüfung: 09.02.89

Im Rahmen der Arbeit werden die Eigenschaften und Probleme der Energieversorgung in leistungsschwachen Teilnetzen diskutiert. Die dynamische Simulation erweist sich als ein unverzichtbares Instrument für die zahlreichen Aufgaben einer zuverlässigen Energieversorgung dieser Länder. Für diese Aufgaben werden drei verschiedene Simulationsmethoden für dynamische Berechnungen von Insel- und Verbundsystemen vorgestellt, die mit steigender Genauigkeit die komplexen Vorgänge der Kurz- und Mittelzeitdynamik modellieren. Die wesentlichen Unterschiede der Simulationsmethoden liegen einerseits in der jeweils vorgenommenen Abgrenzung der modellierten dynamischen Vorgänge, sowie in den unterschiedlichen Verfahren zur Optimierung des Rechenaufwandes. Meßergebnisse einer Teilnetzbildung werden zur Systemverifikation und -validierung der Simulationsmethoden eingesetzt.

Ebbinghaus, Werner: "Digitaler, integrierter Netzschutz der Mittelspannungsnetze des deutschen Steinkohlenbergbaus"

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. W. Winkler

Tag der mündlichen Prüfung: 23.06.1989

Für den Aufgabenbereich der Sekundärtechnik in den Mittelspannungsnetzen des Bergbaus werden Aufbau, Funktionen und Verfahren eines digitalen, dezentralen Schutzes vorgestellt. Beim Entwurf des Systems sind insbesondere die Anforderungen des deutschen Steinkohlenbergbaus berücksichtigt worden mit dem Ziel, die Schutz-, Steuerungs- und Überwachungsaufgaben innerhalb eines Schaltfeldes in einem kompakten Gerät zu integrieren. Dazu wird eine Hardware-Struktur bestehend aus zwei Mikroprozessoren zur Signalanalyse und zur Ausführung der Hauptfunktionen vorgestellt. Die Entwicklung der Schutz- und Überwachungsverfahren ist abgestimmt auf die Betriebsanforderungen der Untertagenetze. Als ergänzende Maßnahme zur Behandlung der einpoligen Fehler wird für den Betrieb dieser kompensierten Netze eine Löserspulenregelung beschrieben.

Durch die Kommunikationsfähigkeit des Systems - vor Ort durch ein Terminal bzw. über ein Netzleitsystem - wird eine Bedieneroberfläche geschaffen, so daß Meß- und Steuerungsaufgaben sowie individuelle Anpassungen wie z.B. die Parametrierung vorgenommen werden können. Die digitale Bearbeitung ermöglicht durch Speicherung des Störungsverlaufs, der Stellungs- und internen Statusmeldungen eine Unterstützung bei der Störungsaufklärung.