

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



J A H R E S B E R I C H T 1 9 8 8

J A H R E S B E R I C H T 1 9 8 8

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 65 unido
Telefax 0231/75 15 32

REDAKTION: I. Gasthaus, H. Giersberg,
D. König, P. Stöber

VORWORT

Zum fünfzehnten Mal möchte ich Sie mit dem vorliegenden Jahresbericht über die wesentlichen Arbeiten meines Lehrstuhls informieren. Gerne nutze ich diese Gelegenheit, um allen Mitarbeitern, die heute oder früher in Dortmund tätig gewesen sind, an dieser Stelle sehr herzlich für ihre Leistung und ihr Engagement zu danken. Vom Plan der Lehrstuhlgründung im Jahre 1974 bis zum heutigen Ausbaustand ist von allen Beteiligten ein hohes Maß an Arbeit geleistet worden. Trotz der zeitraubenden Aufbauphase nimmt der Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung heute einen festen Platz in Forschung und Lehre ein. Wegen der großen Studentenzahl hat dabei die Belastung in der Lehre in den letzten Jahren sehr stark zugenommen. Gleichzeitig ist aber die öffentliche Forschungsförderung erheblich eingeschränkt worden, so daß immer wieder neue Wege zur Sicherung der Forschungskontinuität beschritten werden müssen. In diesem Sinne möge auch der Jahresbericht 1988 als Rückblick und Ausblick auf eine erfolgreiche Zusammenarbeit dienen.

E. Handschin



INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1. PERSONAL	1
2. LEHRBETRIEB	2
2.1 Vorlesungen	2
2.2 Seminar	3
2.3 Praktika	3
3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN	6
3.1 Software-Entwicklung für die Betriebs- führung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme	6
3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energiever- sorgungssystemen	31
3.3 Schutz- und Leittechnik	44
4. VORTRÄGE	66
4.1 Beiträge für das Kolloquium	66
4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern	66
5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN	68
6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE	76
6.1 Veröffentlichungen	76
6.2 Forschungsberichte	78
6.3 Diplomarbeiten	78
6.4 Studienarbeiten	79
6.5 Programmbeschreibungen	80
7. PROMOTIONEN	82

1. PERSONAL

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

Sekretariat: Frau I. Gasthaus

Wiss. Mitarbeiter: Dipl.-Ing. D. Blume
Dipl.-Ing. J. Dennersmann
Dipl.-Ing. Ch. Dörnemann
Dipl.-Ing. F. Eickhoff
Dipl.-Ing. W. Ebbinghaus
Dipl.-Ing. W. Hoffmann
Dipl.-Ing. D. König
Dipl.-Ing. B. Krause
Dipl.-Ing. A. Kubbe
Dipl.-Ing. J. Lemaitre
Dipl.-Ing. P. Stöver
Dipl.-Ing. H. Slomski

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

Studentische Hilfskräfte: J. Ebert, M. Heine,
M. Jakobi, Th. Kohlstrung,
R. Luttmann, J. Müller,
B. Nordieker, D. Otto,
U. Schlücking, H. Speich,
A. Terglane, K. Wordtmann

2. LEHRBETRIEB

2.1 Vorlesungen

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Elektrische Energietechnik I (WS 1987/88)

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

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

Elektrische Energietechnik II (SS 1988)

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 1987/88)

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 1988)

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 1987/88)

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, Dipl.-Ing. E. Ebbinghaus)

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 Schaltheftungen in der Lastverteilung mit Reaktion auf unvorhergesehene stochastische Ereignisse.

3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN

Die im Berichtsjahr 1988 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 Parallelrechner-Algorithmen für die Netzberechnung

Die Arbeit zum Einsatz von Parallelprozessorrechnern zur Berechnung elektrischer Netze, über deren Ansätze in den vorangegangenen Jahren mehrfach berichtet wurde, konzentriert sich in diesem Jahr auf die Entwicklung und Implementierung von Parallelrechneralgorithmen. Gegenstand war dabei ein Newton-Raphson-Algorithmus zur Lastflußberechnung und ein Verfahren zur State Estimation mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate.

Durch die Unterschiede in den Algorithmen sowie den Ausgangsdaten dieser Verfahren werden die Randbedingungen deutlich, unter denen sowohl eine effektive als auch allgemeingültige Parallelisierung entwickelt als auch simuliert wurde. Durch die Berücksichtigung der potentiellen Netztopologie, also aller zum

Ausbauzustand eines betrachteten Netzes gehörenden Elemente, konnte bei beiden Verfahren eine teilaufgabenindividuelle Funktionsteilung gefunden werden, die sich in einer deutlichen Rechenzeitbeschleunigung niederschlägt.

Als besonders rechenzeitintensives Verfahren innerhalb der Algorithmen erwies sich das Lösen schwach besetzter linearer Gleichungssysteme. Durch eine topologieorientierte Aufteilung, bei der die Zeilen der Systemmatrix entsprechend ihrer Knotenzugehörigkeit auf die Prozessoren verteilt werden, sind mit fortschreitender Faktorisierung immer weniger Prozessoren am Rechenprozeß beteiligt. Unter Nutzung der Schwachbesetztheit realer Systemmatrizen kann mit einer optimalen Ordnung der Reihenfolge eine "parallele Faktorisierung" durchgeführt werden (Bild 1). Der Verjüngung des Auftragsprofils ist durch "Nachbarschaftshilfe" entgegenzuwirken, Prozessoren ohne Auftrag übernehmen dabei einen Teil der Aufgaben ihrer Nachbarn (Bild 2) innerhalb eines Berechnungsabschnittes. Der Begriff "Nachbarschaft" bezeichnet hier eine direkte Verbindung und damit eine Kommunikationsmöglichkeit zwischen zwei Prozessoren.

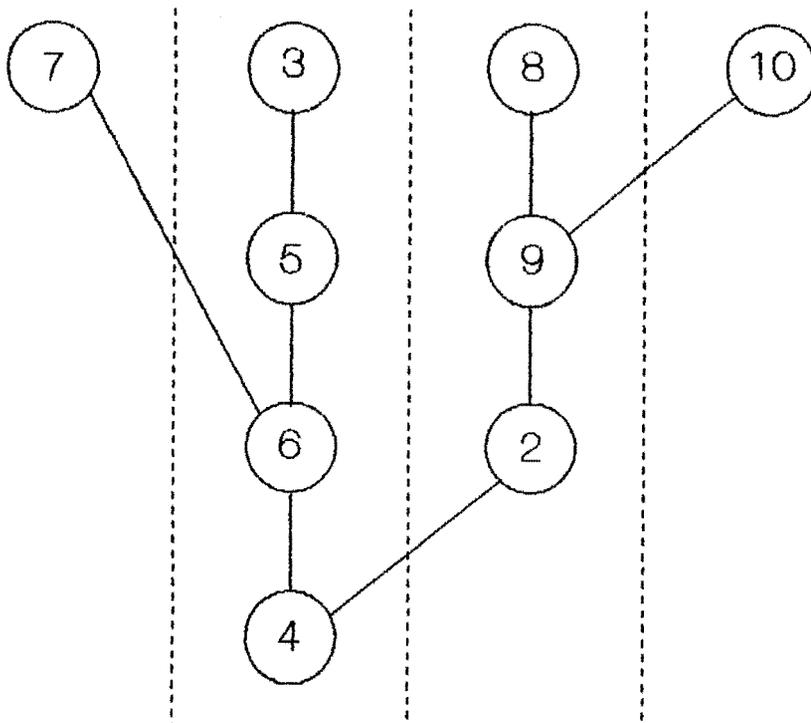
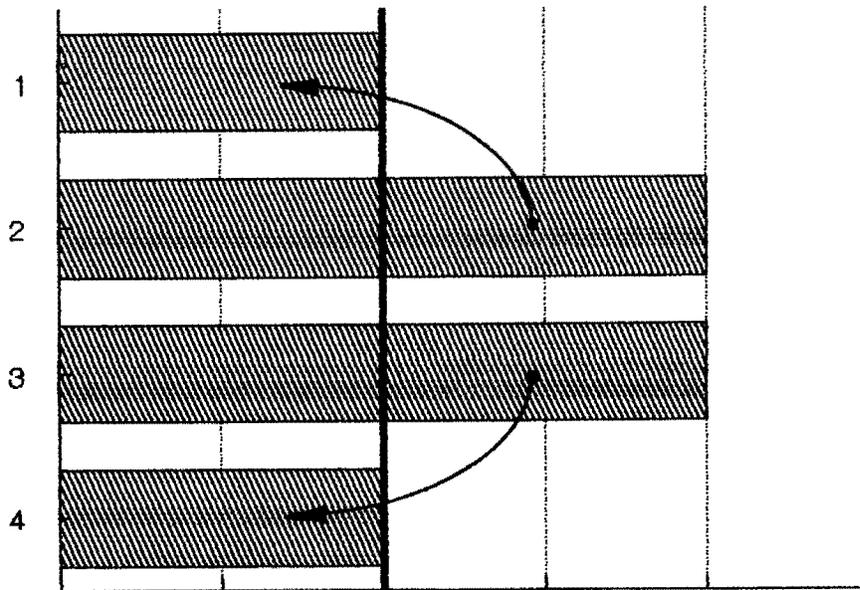


Bild 1: Auftragsgraph der Dreiecksfaktorisierung eines schwach besetzten optimal geordneten Gleichungssystems

Prozessoren



Rechenzeit

Bild 2: "Nachbarschaftshilfe" bei der parallelen Lösung einer Teilaufgabe

Aus diesem anwendungsbezogenen Ansatz ergeben sich Forderungen, die an einen für diese Aufgaben geeigneten Parallelrechner zu stellen sind. Wesentlicher Gesichtspunkt ist die Anpassung der Kommunikationsstruktur der Prozessoren an die Datenaustauscherfordernisse des Algorithmus. Dieser Forderung ist besonderes Gewicht zuzumessen, will man die Nebenläufigkeit der Prozessoren bei dieser Form der Aufteilung zu einer Gleichverteilung der Rechenlasten nutzen. Nur hierdurch läßt sich eine effektive Parallelisierung der Algorithmen auf eine hohe Zahl von Prozessoren und damit eine zufriedenstellende Rechenzeitverkürzung erzielen.

D. König

3.1.2 Entscheidungsunterstützendes System für die Netzsicherheitsüberwachung

In modernen Netzleitzentralen hat der betriebsführende Ingenieur über das SCADA-Informationssystem Zugriff auf alle wichtigen Netzinformationen. Er kann weiterhin eine Reihe von algorithmischen Programmen wie Ausfallsimulation, Kurzschlußberechnung, Stabilitätsuntersuchung usw. auslösen, um die Netzsicherheit insbesondere auch im Hinblick auf geplante Schaltmaßnahmen oder voraussehbare Laständerungen zu analysieren. Die Entscheidung darüber, welches Analyseprogramm in einer gegebenen Netzsituation gestartet werden soll und insbesondere die Zusammenfassung der von den Programmen gelieferten Ergebnisse zu einer Gesamtbeurteilung des Netzzustands ist eine komplexe Aufgabe, die zur Zeit noch ausschließlich dem Betriebspersonal obliegt.

Im Rahmen eines Forschungsprojektes wird das Konzept eines wissensbasierten Systems zur Entscheidungsunterstützung im Bereich der Netzsicherheitsüberwachung entwickelt und ein Prototyp des Systems erstellt. Die Angliederung des Expertensystems in die herkömmliche Struktur des Netzleitsystems ist im Bild 3 zu erkennen. Bei der Implementation wurden neue Verfahren und Techniken der "Künstlichen Intelligenz" (KI) daraufhin untersucht, ob sie zur Lösung der gestellten Aufgabe vorteilhaft eingesetzt werden können.

Auf Grund durchgeführter Vergleiche einer Vielzahl algorithmischer und deklarativer Programmiersprachen erscheint die Kombination der deklarativen Sprache PROLOG mit der algorithmischen Sprache FORTRAN 77 vielversprechend. Ein Ziel der laufenden Arbeiten besteht darin, jene Besonderheiten der KI-Sprachen, die speziell das Interesse der elektrischen Energieversorgung finden, in einer KI-Toolbox allgemein zugänglich zu machen.

Ein wichtiges Anwendungsgebiet eines wissensbasierten Systems für die on-line Netzsicherheitsüberwachung ist die Ausfallsimulation und deren Steuerung. Daher werden im Rahmen der laufen-

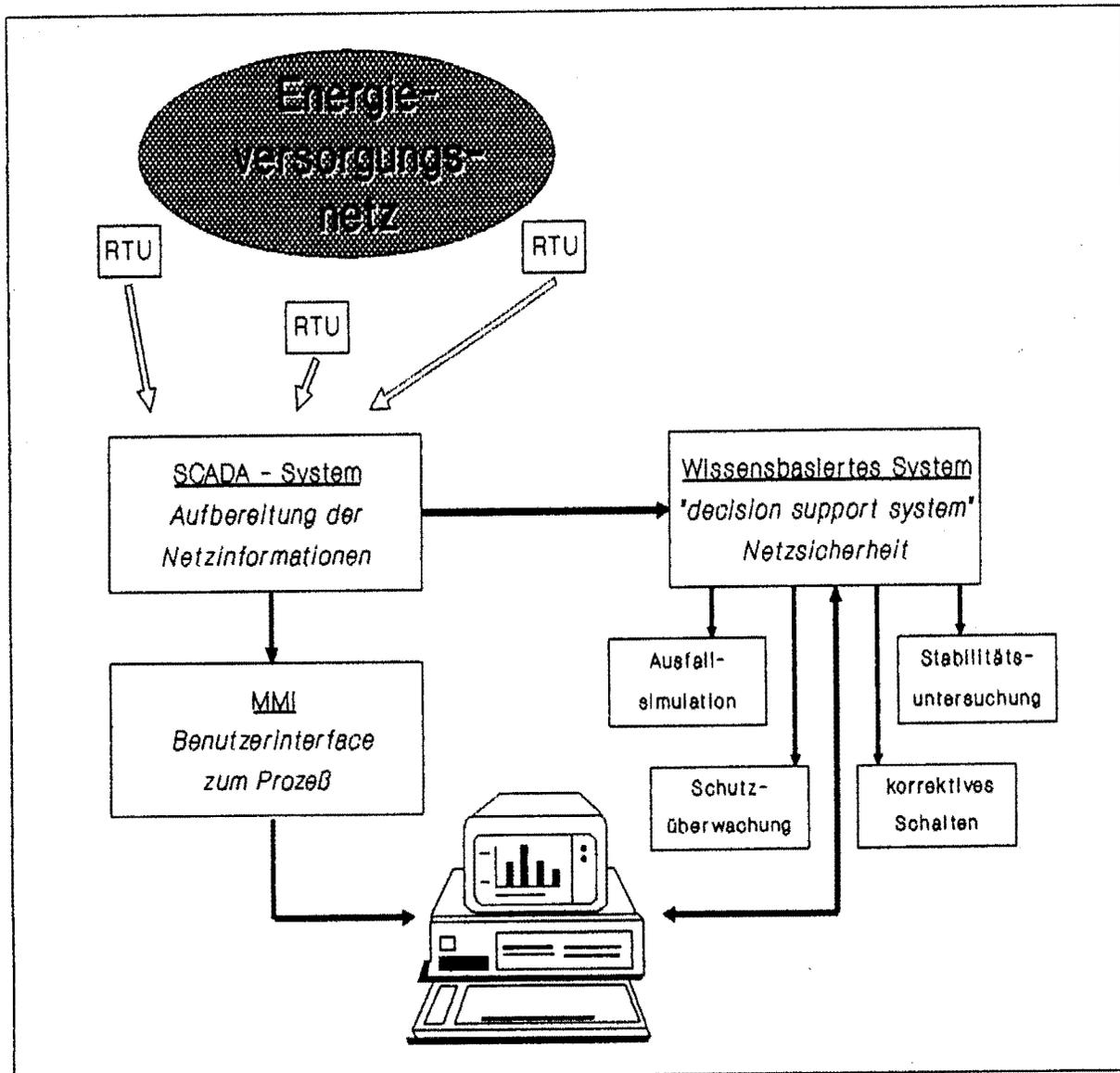


Bild 3: Integration eines entscheidungsunterstützenden Expertensystems in ein Netzleitsystem

den Arbeiten in ein Expertensystem für die Netzsicherheitsüberwachung neben übergeordneten Funktionen zunächst heuristische Kriterien implementiert, die die Simulationsrechnungen auf jene Teilmenge aller möglichen Ausfälle einschränken, die die wahrscheinlich kritischen Störfälle enthält.

Zu diesem Zweck wird mittels in PROLOG implementierter heuristischer Regeln eine Struktur realisiert, die sowohl zur schnellen Feststellung grober Verletzungen von betrieblichen Randbedingungen durch einzelne Ausfälle als auch zum Ausfiltern nicht sicherheitsrelevanter Ausfälle dienen. Die Regeln gene-

rieren dabei in Form einer heuristischen Filterkette zuletzt eine Liste der analytisch zu betrachtenden Betriebsmittelausfälle (Bild 4).

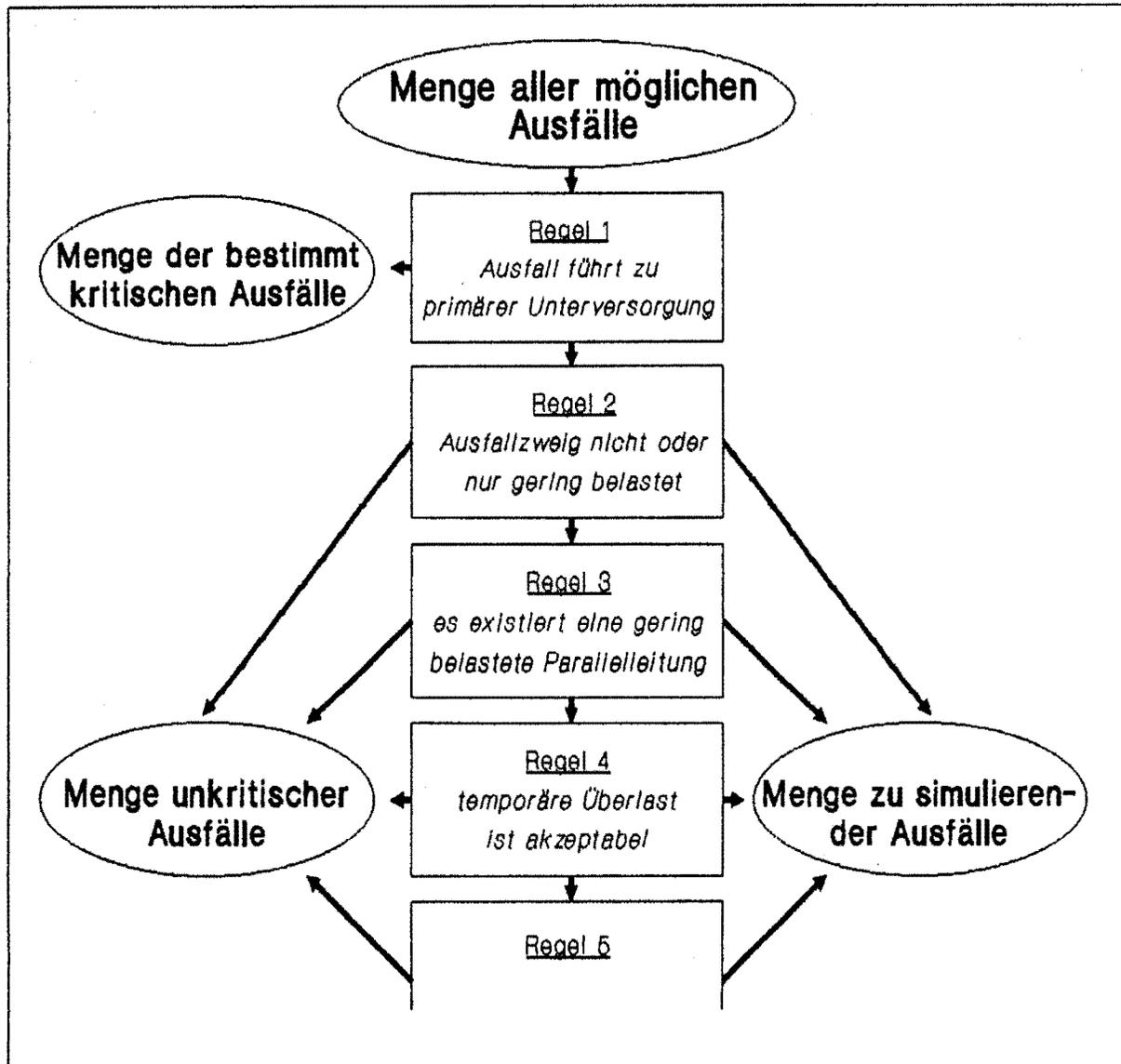


Bild 4: PROLOG - Regelwerk zur Voruntersuchung möglicher Betriebsmittelausfälle in Energieversorgungsnetzen

Zur Entwicklung und zum Testen dieses Prototypen des Expertensystems für die Entscheidungsunterstützung in Netzsicherheitsfragen ist eine flexible Entwicklungsumgebung erforderlich. Die folgenden Funktionen sind in einer ersten Version realisiert:

- Repräsentation der Netzdaten für einen schnellen Zugriff.

- Graphische Darstellung von Netzbildern zur übersichtlichen Präsentation auch großer Informationsmengen (Netzeinfärbung).
- Eingriffsmöglichkeiten zur Veränderung des Inhalts der Wissensbasis (expertensystemtaugliche Netzdatenbank).
- Schneller Datenaustausch zwischen algorithmischen und deklarativen Programmen im Format der PROLOG - Datenbank.
- Flexible Modifikationen des Systems gegenüber einer unempfindlichen Benutzeroberfläche.
- Detaillierte Entwicklungsumgebung für die Regeln der Wissensbasis.
- Auswahl zwischen der Überwachung des kontinuierlichen Netzbetriebs oder der sicherheitstechnischen Beurteilung von geplanten Schaltmaßnahmen.

Das Implementieren dieser Eigenschaften in der deklarativen Sprache PROLOG erlaubt deren kontinuierliche Anpassung und Erweiterung während der Entwicklungszeit durch einfache Erweiterung des entsprechenden modularen Regelwerkes.

Über die Programmierung der grundsätzlichen Systemfunktionen hinaus wurde mit der Realisierung erster PROLOG - Filter zum Detektieren kritischer Ausfälle begonnen.

W. Hoffmann

Berichte: EV 8846, EV 8847

3.1.3 Spannungshaltung und Belastung im Niederspannungsnetz

Die IEC 38 sieht in Niederspannungsnetzen für die Nennspannung einen weltweit genormten Einheitswert von 230/400 V vor. Durch netzverstärkende Maßnahmen oder veränderte Auslegung der Spannungsregelung für das speisende Mittelspannungsnetz muß die Einhaltung eines +6%/-10% -Bandes um die nunmehr angehobene Nennspannung sichergestellt werden, weshalb das Thema aktuelle Bedeutung erlangt hat.

Das Spannungsprofil des Verteilnetzes hängt von der Last und deren Lokalisierung ab. Diese notwendigen Daten liefert das Verfahren der knotenbezogenen Lastprognose. Läßt man zunächst das lastabhängige Spannungsprofil des MS-Netzes außer acht, können einzelne Niederspannungsbezirke entkoppelt untersucht werden. Abhängig vom stochastischen Lastverhalten wird sich in jedem der Bezirke ein Spannungsprofil einstellen, das etwa durch ein Spannungsband oder ein anderes Gütemaß charakterisierbar ist. Das macht die Kenntnis der im Hinblick auf die Spannungshaltung ungünstigsten Lastsituation eines jeden Bezirkes notwendig. Auf dieser Grundlage können netzverstärkende Maßnahmen in Betracht gezogen werden. Bild 5 zeigt beispielhaft den Einfluß einer zusätzlichen Einspeisung aus dem MS-Netz zur Reduzierung des Spannungsabfalls. In einem zweiten Schritt gilt es, den Spannungsabfall des MS-Netzes zu berücksichtigen. Hier ist das stochastische Zusammenwirken der Lasten aller Bezirke eines MS-Stranges (z.B. Strahlennetz) von Bedeutung. In Bezug auf die in der IEC 38 vorgegebenen Spannungsgrenzen muß hier ggf. der Stufungsbereich der MS/NS-Transformators ausgeschöpft werden, um in den Einspeisepunkten zum NS-Netz ein Spannungsniveau zu gewährleisten, damit das ungünstigste Spannungsband jeden Bezirkes zu keiner Grenzverletzung führt.

Die Auslegung der Spannungsregelung der speisenden HS/MS-Transformatoren muß sich am lastabhängigen Spannungsprofil orientieren. Ist etwa das zulässige Spannungsband von 16% in einzelnen Bezirken bereits ausgeschöpft, so ist der Sollwert für die sekundäre Mittelspannung entsprechend hoch anzusetzen, wodurch das Gesamtspannungsniveau angehoben und der 230 V-Sollwert in vielen Bezirken überschritten wird. Sind die Spannungsprofile der Einzelbezirke wie das Gesamtspannungsprofil durch entsprechende Auslegung der MS-Netze deutlich kleiner als 16%, ist eine Sollwertverstellung in einer Weise sinnvoll, das Gesamtspannungsniveau in Richtung der Nennspannung zu senken. In diesem Zusammenhang ist weiter zu untersuchen, ob der verbleibende Spielraum für das Gesamtniveau durch ein belastungsabhängiges Sollwertanheben ausgenutzt werden sollte oder ob eine feste Sollwertvorgabe sinnvoller ist.

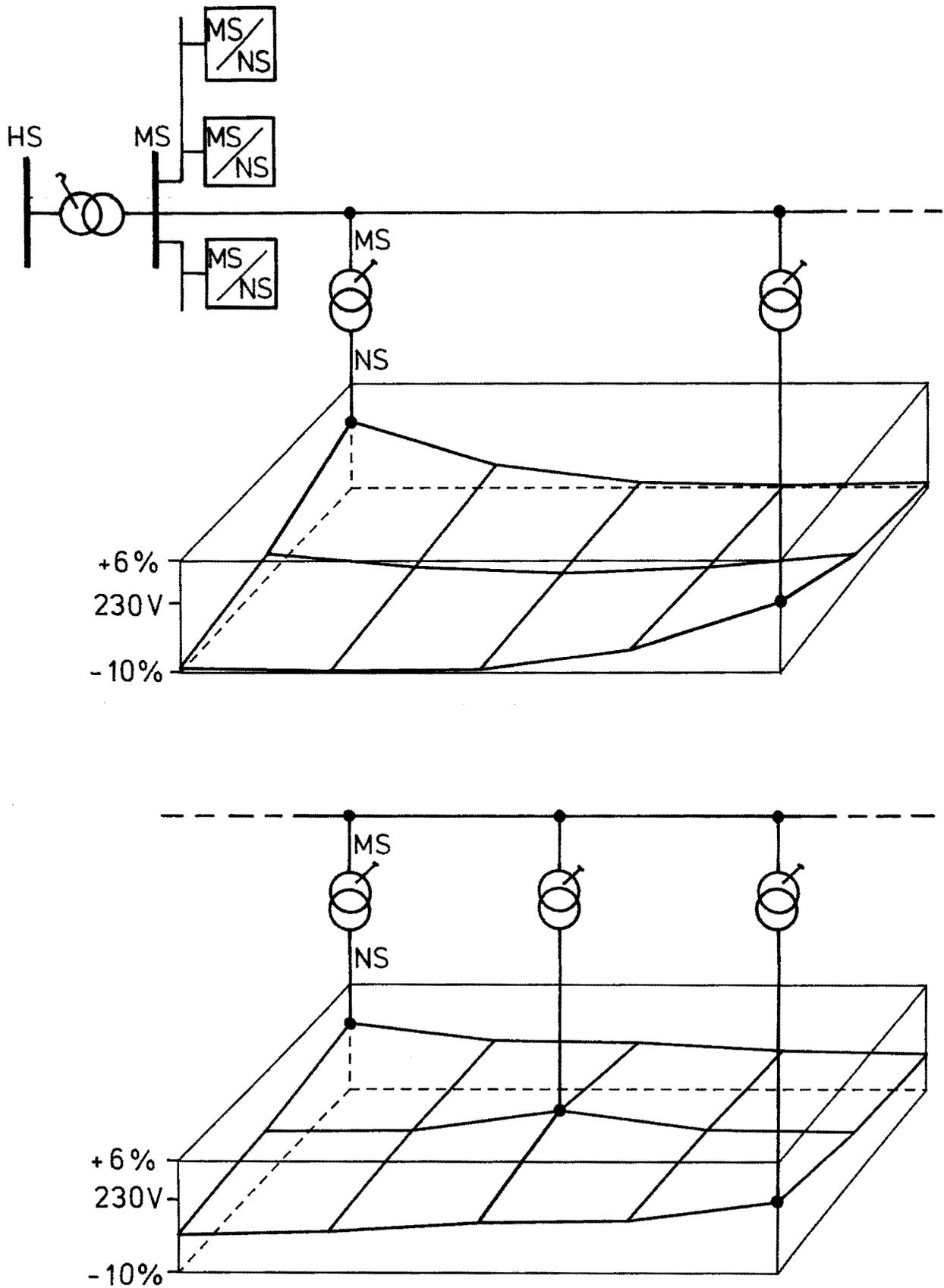


Bild 5: Spannungsniveau in einem NS-Netzbezirk bei zusätzlicher Einspeisung

Das hierarchische Vorgehen (Netzbezirk/ MS-Strang/ Gesamtlast) erlaubt es, das lastabhängige Spannungsverhalten verteilter Lasten zu beschreiben. Ein wichtiges Instrumentarium hierzu ist die knotenbezogene Lastprognose.

Die Kenntnis des Belastungsverlaufs im Niederspannungsnetz ist nicht nur zur Bestimmung des Spannungsniveaus in den einzelnen Netzbezirken sondern auch für die Betriebsausbauplanung von Wichtigkeit. Während im Hoch- und Höchstspannungsnetz bereits in einem komplexen Leitsystem eine gute Kenntnis der Belastungsverhältnisse vorhanden ist, besteht im Mittelspannungsnetz noch ein großer Bedarf, Information über den jeweiligen Belastungszustand des Netzes aufgrund der Vielzahl der Betriebsmittel ohne aufwendiges Fernwirksystem zu erhalten. Die genaue Kenntnis der Belastung im Nieder- und Mittelspannungsnetz ist im Normalfall von untergeordneter Bedeutung. Im Hinblick auf die Netzausbauplanung sowie Arbeits- und Entstörungsschaltungen ist eine zuverlässige Berechnung der elektrischen Last auch unter Berücksichtigung externer Einflüsse wichtig. Dazu kann die am Lehrstuhl entwickelte Methode der knotenbezogenen Lastprognose ein gutes Hilfsmittel sein. Sie soll die optimale Ausnutzung der Netzbetriebsmittel unterstützen. Topologieänderungen sowie meteorologische Einflußfaktoren können in der knotenbezogenen Lastprognose berücksichtigt werden.

Die Gesamtbelastung einer Netzstation setzt sich aus vielen Teillasten zusammen. Die einzelnen Verbraucher unterscheiden sich in ihrem elektrischen Verhalten, das durch Perioden einer Woche oder der Jahreszeiten bestimmt ist. Jeder Verbraucher besitzt ein für ihn typisches Verhaltensmuster, das sich durch starke Lastschwankungen infolge zufälligen Zu- und Abschaltens auszeichnet. Durch Mittelung der einzelnen Verbrauchskurven über eine große Anzahl gleichartiger Verbraucher können diese Verbraucher so in Gruppen zusammengefaßt werden, daß jeder Gruppe eine typische mittlere Verbrauchskurve (Normkurve) zugeordnet werden kann. Diese Voraussetzungen sind an Mittelspannungsstationen weitgehend erfüllt. Dann können durch Messungen an wenigen ausgewählten Mittelspannungsstationen die Normkurven bestimmt werden. Aufgrund der geringeren Zahl an Verbrauchern,

die an einer Niederspannungsnetzstation angeschlossen sind, ist der Einfluß des stochastischen Lastrauschens dort wesentlich größer als im Mittelspannungsnetz. Durch die Bildung von Verbrauchergruppen mit wenig Einzelabnehmern fällt das individuelle Verhalten stärker ins Gewicht. Das Einzelverhalten kann aber durch die auf Mittelspannungsmessungen beruhende Normkurve nicht mehr beschrieben werden. Die Frage, bis zu welcher Anzahl von Verbrauchern eine Normkurve noch Aussagekraft besitzt, wird z.Zt. untersucht. Grundsätzlich ist aber die Verwendung von Normkurven, die aus Mittelspannungs-Netzuntersuchungen stammen, für die Berechnung von gesamten Niederspannungsinselfen zulässig. Als Beispiel zeigt Bild 6 die in einer 14tägigen Messung aufgetretenen Minimal- und Maximalwerte. Dazu stellt die stärker ausgezeichnete Kurve die auf der Basis der Normkurven synthetisch ermittelte Belastung dar.

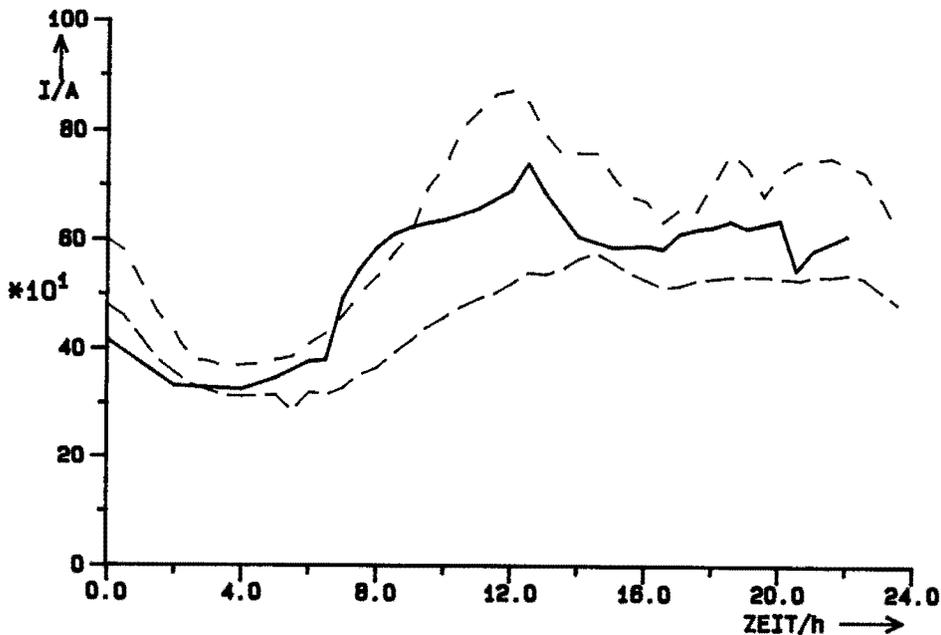


Bild 6: Lastberechnung und -messung einer Niederspannungsinselfen

Die berechnete Last und der Eintrag von Maximalwerten, die für die einzelnen Betriebsmittel nicht überschritten werden dürfen, ermöglichen dem Bediener eine Entscheidung über die Sicherheit des betrachteten Betriebszustandes. Durch eine systematische Datenaufbereitung kann der Lastverlauf zu jedem Zeitpunkt in jeder Station des Netzes vom Betriebsführer als Grundlage für

die Beurteilung der thermischen Beanspruchung der Betriebsmittel herangezogen werden. Dadurch wird der Informationsumfang gegenüber der bisher üblichen Methode der Messung von Maximalwerten erheblich verbessert. Bei Planungsaufgaben und Arbeits-schaltungen steht im allgemeinen genügend Zeit für solche Berechnungen zur Verfügung. Für die Wartung ist es interessant, ob bei Freischalten einer Netzstation die uneingeschränkte Versorgung der Netzlasten durch die benachbarten Stationen während des Wartungszeitraums möglich ist, oder ob ein Notstromaggregat bereitgestellt werden muß. Auch Belastungsverhältnisse nach Störungen durch Tagnachladung oder Dauerfreigabe von Speicherheizungen sind besser zu erfassen.

Bei der Planung, z.B. bei Anschluß eines zusätzlichen Verbrauchers im bestehenden Netz kann mit Hilfe der knotenbezogenen Lastprognose entschieden werden, ob die installierten Betriebsmittel für den Anschluß eines neuen Verbrauchers, dessen charakteristische Verbraucherkurve aus einer Normkurvendatei bekannt ist, ausreichend sind. Da aufgrund der zu installierenden Leistung des neuen Kunden auch die zu erwartende mittlere Leistung angegeben werden kann, ist der zu erwartende Lastgang an der nächsten Station und somit die Belastung des Versorgungskabels synthetisch zu ermitteln. Auch für extreme Wetterbedingungen können zuverlässige Aussagen gemacht werden.

Die Methode der Normkurvenbestimmung ermöglicht durch eine Analyse des Lastgangs, ob der zusätzliche Anschluß von Verbrauchern gleichen Typs zu einer Überlastung der vorhandenen Betriebsmittel zu bestimmten Tageszeiten führt oder vielleicht eine verbesserte Auslastung bewirkt. Wenn in diesem Fall die Prognose nicht durch vorhergehende Messungen an den betreffenden Stationen unterstützt werden kann, ist eine rein synthetische Überlagerung der verschiedenen Verbraucherkurven erforderlich. Dies ist insofern nicht schwieriger, da die Normkurven nur vom Typ der Verbrauchergruppe abhängen, nicht aber vom Meßort.

Die unterschiedliche Struktur der Niederspannungsnetze erlaubt nicht immer eine direkte Zuordnung der einzelnen Verbraucher zu

den übergeordneten Betriebsmitteln. Bei Strahlennetzen ist dies problemlos möglich, bei vermaschten Netzen kann nur die Belastung in den einzelnen Knotenpunkten sofort bestimmt werden. Für die Belastungsberechnung der ins Niederspannungsnetz einspeisenden Umspanner ist aber die Aufteilung der Last durch eine Lastflußrechnung zu bestimmen. Diese Methodik wird bisher schon zur Ermittlung der Spitzenbelastung verschiedener Betriebsmittel in den Versorgungsunternehmen angewandt.

Ch. Dörnemann, A. Kubbe

Bericht: EV 8844

3.1.4 Kurzfristige Einsatzoptimierung thermischer Kraftwerkssysteme

Eine wichtige Aufgabe in Betrieb und Planung von Kraftwerkssystemen ist die Kraftwerkseinsatzoptimierung, bei der neben einer Vielzahl von technischen Randbedingungen auch wirtschaftliche Nebenbedingungen aus vertraglichen Vereinbarungen oder aus umweltpolitischen Auflagen berücksichtigt werden müssen. Zur Lösung dieses Problems mit einer großen Zahl von kontinuierlichen und ganzzahligen Variablen werden in der Literatur neben heuristischen Lösungsmethoden auch verschiedene mathematische Lösungsverfahren basierend auf der Dynamischen Programmierung, der gemischt ganzzahligen Linearen Programmierung und der Lagrange Relaxation vorgeschlagen. Die beiden ersten Verfahren eignen sich in der Regel nicht für sehr große Optimierungssysteme, da der Umfang an benötigter Rechenzeit und Speicherplatzkapazität für große Systeme schnell in unpraktikable Größenordnungen steigt. Das Lagrange Relaxationsverfahren dagegen eignet sich insbesondere für große Systeme, da bei diesem Verfahren vom Ansatz her eine nur suboptimale Lösung gesucht wird. Dies ist auch im Hinblick auf die praktische Erfahrung sinnvoll, da es sich bei dem Problem um ein "flaches" Minimum der Kostenfunktion handelt, so daß Lösungen in der Nähe des mathematischen Optimums den praktischen Erfordernissen genügt.

Durch Formulierung und Lösung des dualen Problems läßt sich die Güte der erzielten suboptimalen Lösung als Differenz zwischen den Kosten der dualen Lösung und den Kosten des Ausgangsproblems angeben.

Auf der Basis der Lagrangen Relaxation wurde ein Verfahren entwickelt, daß zusätzlich zu den Randbedingungen, wie Lastdeckung, rotierende Reserve, Mindeststillstands- und -betriebszeiten, Leistungsgrenzen und Anfahrkosten, auch Energiegrenzen für den betrachteten Zeitraum berücksichtigt. Damit können auch Energiegrenzen in der Kurzfristoptimierung vorgegeben werden, die als Ergebnis aus einer langfristigen Energieoptimierung resultieren. Das Verfahren besteht aus 3 Phasen (Bild 7):

- 1) Lösung des dualen Problems mittels Lagranger Relaxation
- 2) Modifikation des Blockeinsatzes bis Reserve- und Lastanforderungen zu allen Zeitpunkten erfüllt sind
- 3) Wirtschaftliche Lastaufteilung bei festem Blockeinsatz unter Berücksichtigung der Energieebenenbedingungen

Das Hauptmerkmal der Phase eins des Verfahrens besteht darin, daß durch die duale Formulierung das Problem in blockspezifische Unterprobleme entkoppelt wird. Jedes Unterproblem kann mittels Dynamischer Programmierung effektiv gelöst werden, wobei alle blockspezifischen Bedingungen eingehalten werden. Die für die Last- und Reservebedingung zu den Zeitpunkten t definierten Lagrange Multiplikatoren δ_t und μ_t gehen als Parameter in das Unterproblem ein und werden iterativ mittels eines Subgradientenverfahrens verändert. Der Subgradient kommt an Stelle des Gradienten zur Anwendung, da die Zielfunktion nicht an allen Stellen stetig differenzierbar ist. Theoretisch konvergiert das Verfahren nach einer unendlichen Zahl von Iterationsschritten gegen das Optimum. Für die praktische Lösung wird der Iterationsprozeß nach einer endlichen Zahl von Iterationen abgebrochen. Bei den untersuchten Modellbeispielen war eine Zahl von 40 bis 100 Iterationen ausreichend.

Durch den vorzeitigen Abbruch ist bedingt, daß die Reservebedingung zu einigen Zeitpunkten nicht erfüllt ist. In der zwei-

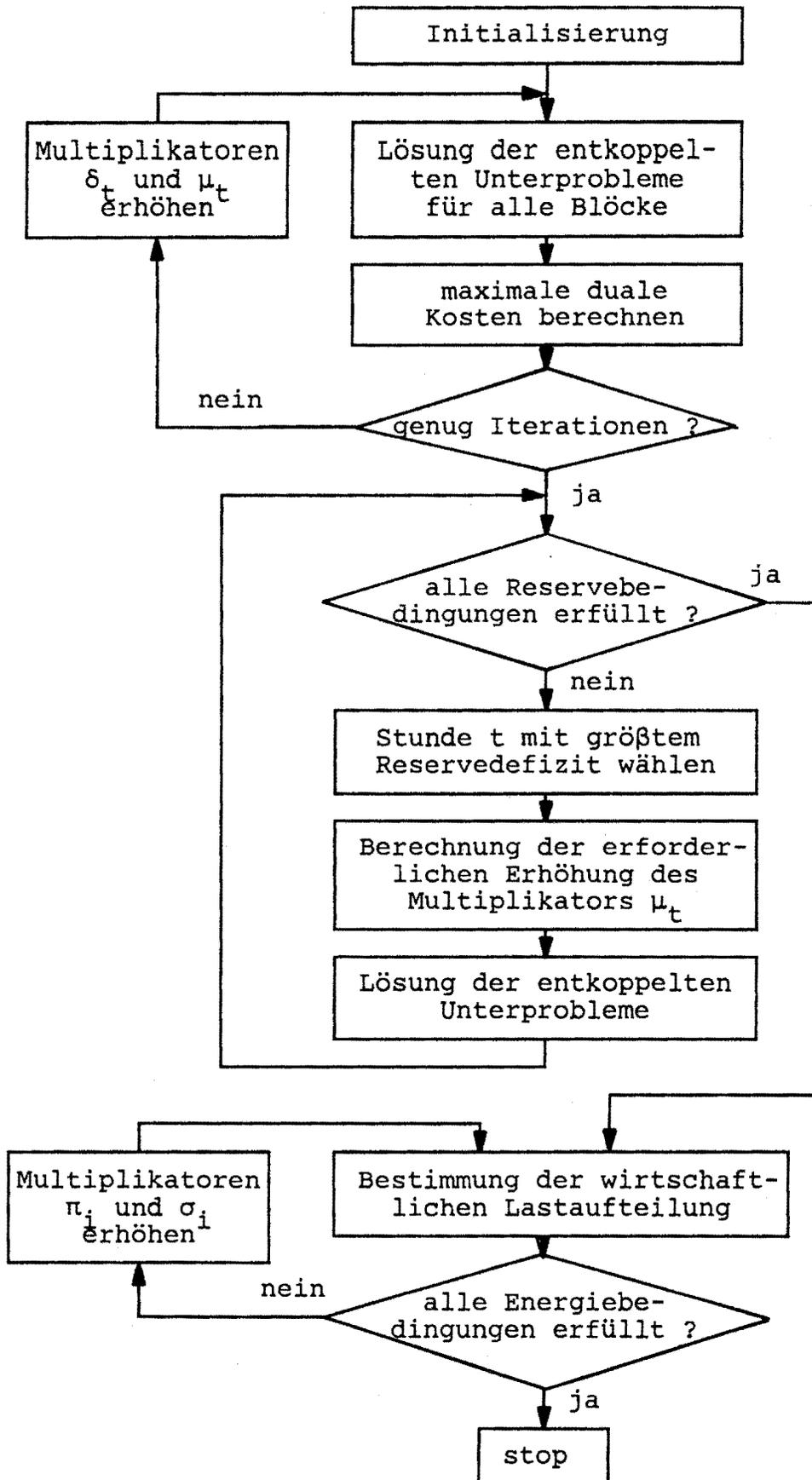


Bild 7: Flußdiagramm des Verfahrens für die Kraftwerkseinsatzoptimierung

ten Phase des Verfahrens wird daher der Blockeinsatz iterativ so verändert, daß alle Reserveungleichungen erfüllt sind. Dazu wird jeweils die Stunde t mit dem größten Reservedefizit ausgewählt und die erforderliche Erhöhung des Lagrangen Multiplikators zur Erfüllung der entsprechenden Reservebedingungen analytisch berechnet. Dabei wird durch probeweises Lösen des blockspezifischen Unterproblems gewährleistet, daß alle blockspezifischen Bedingungen eingehalten werden. Dieser Algorithmus wird durchgeführt bis die Reserveanforderungen zu allen Zeitpunkten erfüllt werden. In den Testrechnungen waren 5 bis 10 Iterationen in der zweiten Phase des Verfahrens erforderlich, um alle Reservebedingungen einzuhalten.

In der dritten Phase wird bei festem Blockeinsatz die wirtschaftliche Lastaufteilung durchgeführt, wobei die Lastbedingung eingehalten wird. Die Energiebedingungen werden durch iterative Anpassung der zugehörigen Multiplikatoren π_i berücksichtigt.

Testrechnungen zeigen, daß die suboptimale Lösung des beschriebenen Verfahrens den praktischen Erfordernissen genügt. Die Güte der Lösung kann durch die Dualitätslücke, das ist die Kostendifferenz zwischen der dualen Lösung (Phase 1) und der zugehörigen Lösung des Ausgangsproblems (Phase 3), angegeben werden. In Bild 8 ist die Dualitätslücke für eine Modellrechnung für jeden Iterationsschritt 1 bis 100 graphisch dargestellt. Um eine Genauigkeit der Lösung von 0.5% zu Erreichen genügen in diesem Fall ca 50 Iterationsschritte. Die Rechenzeit beträgt bei diesem Testmodell, bestehend aus 30 Kraftwerksblöcke bei einem Lösungszeitraum von 24 Stunden, etwa 240 Sekunden auf einer MicroVax II.

H. Slomski

Bericht: EV 8845

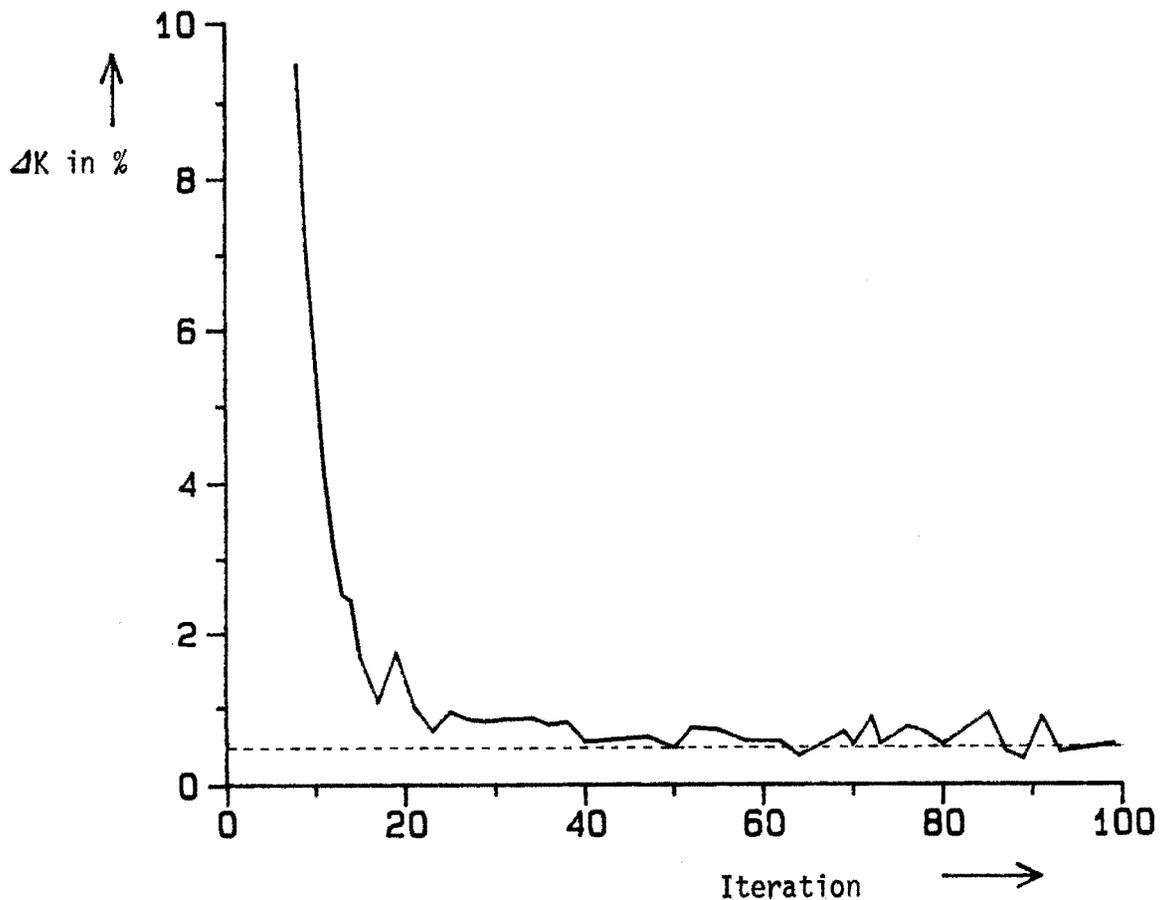


Bild 8: Konvergenzverlauf der Phase 1 des Verfahrens

3.1.5 Programm zur Simulation von Lastverteileraufgaben

Die Aufgabe der Lastverteilung besteht darin, die Kraftwerke eines Verbundunternehmens so einzusetzen, daß die Netzlast genau gedeckt wird, die sichere Versorgung gewährleistet wird und die Betriebskosten minimal sind. Dabei ist auf Grundlage der Lastprognose der Blockeinsatz für einen ausreichend langen Zeitraum im voraus zu planen. Die Schaltungenenieur werden bei diesen Aufgaben durch mehr oder weniger aufwendige Rechenprogramme unterstützt, wobei man sich auch heute noch in starkem Maße auf die Erfahrung der Schaltungenenieur stützt.

Für die Ausbildung der Studenten zum Elektroingenieur ist es sicherlich sinnvoll und wichtig, solche Aufgaben im Rahmen von Praktikumsversuchen oder Seminaren kennenzulernen. Dazu ist ein

Simulationsprogramm entwickelt worden, mit dem die Aufgaben in einer Lastverteilerzentrale simuliert werden können. Es soll ein Einblick in die praktische Anwendung von Optimierungsverfahren gewonnen werden sowie anhand von Fallstudien typische Tätigkeiten des Lastverteilers simuliert werden. Die Aufgabe des Benutzers besteht darin, den Blockeinsatz eines Kraftwerks-parks für einen bestimmten Zeitraum mit Hilfe von Optimierungsprogrammen zu planen, um dann anschließend den tatsächlichen Einsatz der Kraftwerksblöcke mit Hilfe des Simulationsprogrammes zu simulieren. Dabei muß zusätzlich auf unvorhergesehene Ereignisse wie Blockausfälle oder starke Lastschwankungen reagiert werden. Im einzelnen sind folgende Komponenten in dem Simulationsprogramm realisiert (Bild 9):

- a) Lastmodell mit stochastischer Lastschwankung um eine vorgegebene Lastprognose
- b) Optimierungsmodell für die wirtschaftliche Lastaufteilung mit oder ohne automatischer Berücksichtigung von einzuhaltender Minutenreserve (Regelreserve)
- c) statisches Kraftwerksmodell mit Berücksichtigung von Leistungsgrenzen, maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeiten, Mindeststillstandszeiten, Mindestbetriebszeiten, nichtlineare Wärmeverbrauchskurven (Kostenfunktionen), Anfahrkosten und Anfahrkonstanten
- d) stochastische Blockausfallmodell
- e) manuelle Steuerung des Blockeinsatzes und der -leistung
- f) kosten- und energiemäßiges Bilanzmodell

Als Kraftwerkstypen sind thermische Dampfkraftwerke (Kohle, Gas, Kernenergie), Gasturbinen, Pumpspeicherkraftwerke und Verbundeinspeisungen vorgesehen. Eingabe, Ausgabe und Ablauf des Programms werden durch bedienerfreundliche Menütechnik gesteuert. Ergebnisse einer durchgeführten Simulation, wie Lastverläufe der Netzeinspeisungen, Betriebs- und Anfahrkosten usw., werden in Form von Tabellen und Graphikausgaben dargestellt. Das Programm ist auf einer MicroVax II installiert.

H. Slomski

Berichte: EV 8837, EVP 8811

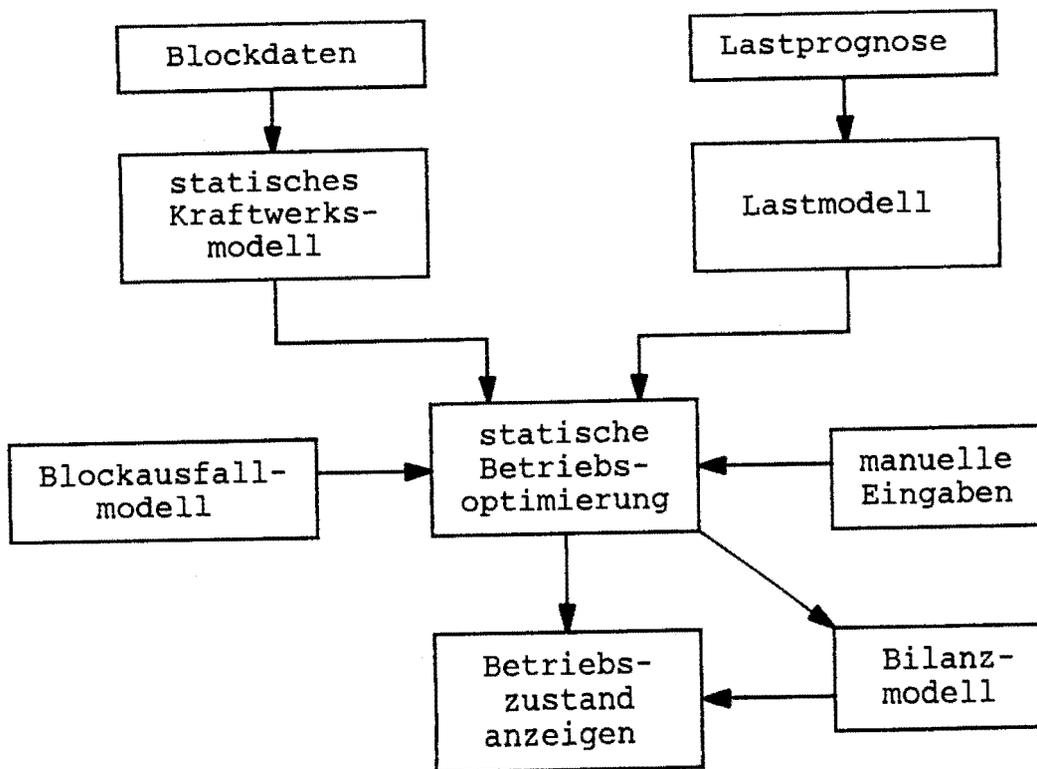
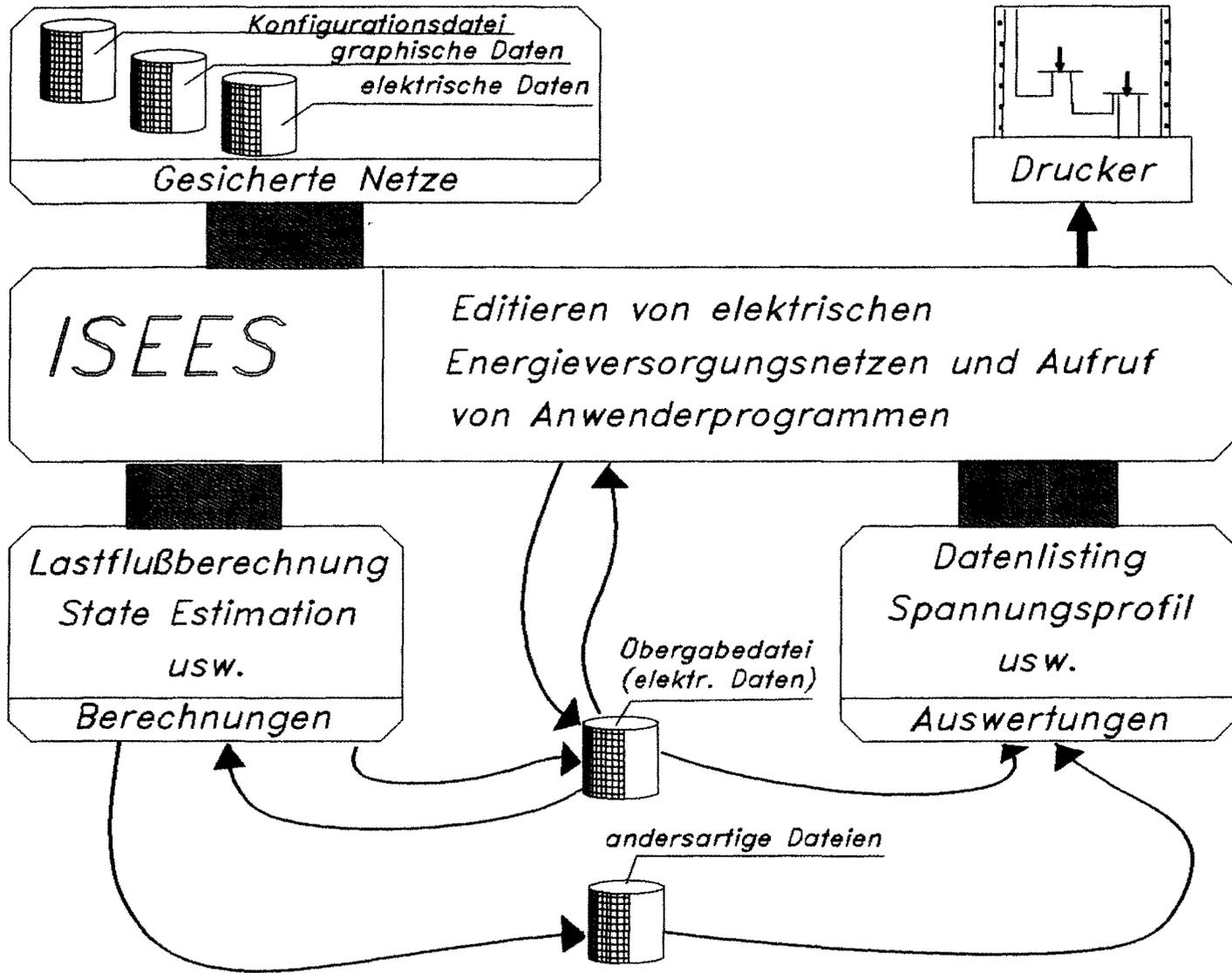


Bild 9: Simulationsprogramm für Lastverteileraufgaben

3.1.6 Netzberechnung auf Arbeitsplatzrechnern

Mit der zunehmenden Verbreitung von Arbeitsplatzrechnern und deren wachsender Leistungsfähigkeit gewinnt die Möglichkeit der schnellen und komfortablen Netzberechnung am Arbeitsplatz an Bedeutung. Dabei ist sowohl der Einsatz in Forschung und Lehre als auch die Verwendung in der Planung von Energieversorgungsnetzen von Interesse. Zu diesem Zweck wurde das Programm ISEES (interaktive Simulation elektrischer Energieversorgungssysteme) entwickelt, das als Bindeglied für verschiedenartige Software zur Netzberechnung auf Arbeitsplatzrechnern einsetzbar ist und daher die Benutzeroberfläche dieser Software bildet. So werden dem Benutzer standardmäßig ein Netzeditor zur graphischen Erstellung und Überarbeitung von Energieversorgungsnetzwerken, die Werkzeuge für die Verwaltung der Netze auf Festplatten oder Disketten sowie die Möglichkeit der Ausgabe des Netzbildes und der Netzdaten auf dem Drucker angeboten. Weiterhin können Programme zur Netzberechnung (Lastflußrechnung, Estimation, Kurzschlußrechnung usw.) in die Benutzeroberfläche integriert wer-

Bild 10: Die Struktur von ISEES



den. Die Struktur des Gesamtsystems ist im Bild 10 dargestellt.

In allen Teilen des Programms wurde besonders auf die leichte Erlernbarkeit der Funktionen geachtet. Daher werden sämtliche Programmteile über Pull-Down-Menüs aufgerufen. Zusätzlich bietet ISEES dem Anwender eine kontextsensitive Hilfsfunktion an. Auf Anforderung wird eine Hilfsseite zur gerade aktuellen Funktion eingeblendet.

Ein wesentlicher Bestandteil des Programms ist die Option der graphischen interaktiven Netzdatenerfassung. Ein Energieversorgungsnetz wird zunächst auf dem Bildschirm "gezeichnet", d.h. die Netztopologie wird erfaßt, wobei Bildformate zulässig sind, die um ein Vielfaches größer als der Bildschirm sind. Das Netz wird dabei aus Netzelementen einer hohen Abstraktionsebene (Knoten, Zweige, statische Kapazitäten) zusammengesetzt, wodurch die Zeit für die Erstellung der Netztopologie aufgrund des Baukastenprinzips außerordentlich kurz ist. Die Erfassung der Netzparameter (Knotendaten, Zweigparameter) erfolgt daran anschließend über sogenannte Erfassungsmasken. Dabei handelt es sich um Formulare, die nach dem Anwählen des zu bearbeitenden Netzelementes auf dem Bildschirm erscheinen. Diese Formulare werden nun vom Anwender entsprechend der Netzdaten ausgefüllt, wobei jederzeit eine Korrektur fehlerhafter Daten, auch nach Abschluß der Parametererfassung, in demselben Formular möglich ist.

Die vollständig erfaßten und in einer Datei abgelegten Netzdaten bilden die Ausgangsbasis für alle unter der Option "Berechnungen" zusammengefaßten Rechenverfahren. Hier findet sich eine Auswahl aller Rechenprogramme, die vom Benutzer in die Oberfläche eingebunden wurden. Hat man z.B. eine Lastflußrechnung in das ISEES-System integriert, so kann man diese wie eine programmeigene Funktion zur Ausführung bringen. Die Lastflußrechnung liest nun die aktuelle Netzdatei und führt auf dieser Basis Berechnungen durch. Die Ergebnisse können wiederum in der aktuellen Netzdatei eingetragen werden, wodurch sie den Ergebnisprogrammen und der Option "Zeichnen" zugänglich werden.

Nach einer erfolgten Berechnung kann man sich die Ergebnisse entweder mit dem Programmteil "Zeichnen" oder unter dem Menü-

punkt "Ergebnisse" ansehen. Bei der Ausgabe der Ergebnisse unter der Option "Auswertungen" hängt die Qualität der Darstellung von den eingebundenen Ergebnisprogrammen ab, gestattet damit aber auch eine eigenständige Gestaltung der Präsentation der Ergebnisse und eine Anpassung an vorhandene Verhältnisse und Geräte. Standardmäßig bietet ISEES unter dem Menüpunkt "Zeichnen" die topologiebezogene Ergebnisdarstellung an, indem die aktuellen Netzdaten in das Netzbild eingetragen werden. Gerade diese Art der Ergebnisdarstellung ermöglicht einen schnellen Überblick während der Modifikation des Netzes. Außerdem ist es möglich, unter dem Menüpunkt "Ergebnisse" die Netzdaten in tabellarischer Form auszugeben.

Die im Bild 10 dargestellten Optionen "Berechnungen" und "Auswertungen" sind vom Anwender beliebig erweiterbar. Jedes weitere Rechen- oder Auswertungsverfahren, das in einem ausführbaren Programm implementiert ist, kann durch Modifikation einer Initialisierungsdatei mit Hilfe eines vorhandenen Editors in diese Optionen eingebunden werden. Zur Kommunikation dieser Programme mit der Benutzeroberfläche müssen diese die Schnittstellendefinition zu ISEES einhalten.

Grundsätzlich ist ISEES auf jedem zum IBM-PC-Standard kompatiblen Arbeitsplatzrechner lauffähig, der mit einer Festplatte oder zwei Diskettenlaufwerken ausgestattet ist. Dabei werden keine Einschränkungen an vorhandene Graphikkarten gemacht. Über den Menüpunkt "Voreinstellungen" kann ISEES weitestgehend konfiguriert werden und so z.B. die parallele Druckerschnittstelle vereinbart werden.

Bei der Realisierung des Systems wurde besonderer Wert auf einen minimalen Speicherplatzbedarf gelegt. Dies ermöglicht z.B. Netzberechnungen mit bis zu 200-knotigen Energieversorgungsnetzen. Die Rechenzeit für Netzberechnungen ist je nach Art und Ausstattung des Arbeitsplatzrechners verschieden, wobei auch ein eventuell vorhandener mathematischer Co-Prozessor ausgenutzt werden kann.

3.1.7 Entwicklung eines on-line Prozeßdateninformations- und Steuerungssystems für elektrische Netze

Der Betrieb elektrischer Netze ist mit einer Fülle von Detailinformationen verbunden. Daher ist die zentrale Führung elektrischer Übertragungs- und Verteilungsnetze heute aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und der Ausfallsicherheit nur noch mit Hilfe eines rechnergestützten Informations- und Steuerungssystems möglich.

Die Aufgabe eines solchen Systems besteht darin, den Zustand des elektrischen Netzes in einer optisch übersichtlichen Form im Prozeßabbild, der Netzbildgraphik darzustellen. Die Aufmerksamkeit des Bedieners soll gerade bei außergewöhnlichen Betriebszuständen auf das Wesentliche gelenkt werden. Dies kann durch Aufteilung des Prozeßabbildes in hierarchisch gestaffelten Informationsebenen erreicht werden, die bei einer Alarmmeldung automatisch aufgerufen werden und den Ursache-Wirkungs-Zusammenhang aufzeigen. Ein besonderes Problem bei bestehenden Systemen ist die Anpassung des Prozeßabbildes in der Leitwarte an die reale Netzkonfiguration bzw. die Ersterfassung von Prozeßdaten. Im folgenden wird ein Konzept eines Instrumentes zur Prozeßdatenerfassung vorgestellt, das gerade unter dem Aspekt Netzneueingabe bzw. Netzerweiterungen erstellt wurde.

Wird die Netzdatenerfassung hierarchisch am Netzaufbau (Netz, Station, Schaltfeld, Schaltgerät bzw. Betriebsmittel) orientiert (Bild 11), so können folgende physikalische Gegebenheiten eines elektrischen Netzes genutzt werden, um den Eingabeaufwand zu minimieren:

- Die Menge der Netzelemente (Betriebsmittel) ist begrenzt. Die einzelnen Elemente unterscheiden sich oft nur in den elektrischen Kenngrößen.
- Schaltfelder (im folgenden als Netzelementgruppe bezeichnet) weisen oft eine Konfiguration auf, die mehrmals im Netz verwendet wird.

Implementiert man bei der Realisierung des Netzbildeditors die Möglichkeit, Netzelemente bzw. Netzelementgruppen unabhängig

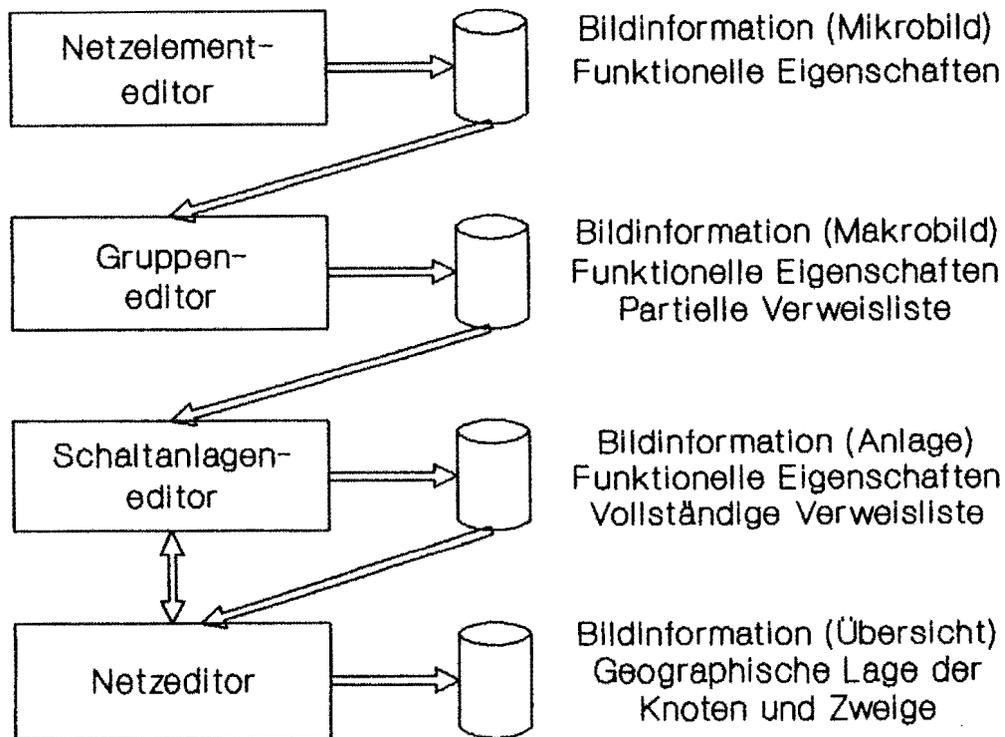


Bild 11: Konzept des Netzbildeditors

von einem bestimmten Netz zu generieren und diese in Dateien abzulegen, so kann im Idealfall eine Schaltanlage aus bereits erfaßten Netzelementgruppen zusammengesetzt werden. Ein weiterer wesentlicher Aspekt bei der Realisierung dieses Editorenkonzeptes ist die Einbettung der elektrischen und graphischen Prozeßdatenerfassung in eine geeignete, graphisch interaktive Bedienperipherie, die eine sinnvolle Benutzerführung und eine umfassende Fehlerüberprüfung gewährleistet.

Ein neu zu definierendes Netzelement wird zunächst in hintereinander geschalteten Menüebenen spezifiziert, in denen ihm funktionelle und elektrische Eigenschaften zugewiesen werden. Anschließend erfolgt die graphische Eingabe des Netzelementes. Die Möglichkeit, selbst das graphische Aussehen der kleinsten Struktureinheit (Netzelement) zu beeinflussen, kann dazu genutzt werden, um z.B. 'Netzelementzeichensätze' zu generieren, die abhängig vom gewünschten Darstellungsformat gewählt werden können.

Die maximale Dimension eines Schaltfeldes resp. einer Netzelementgruppe ist durch ein Eingaberaster vorgegeben. Der Benutzer hat die Möglichkeit, ein Netzelement aus der Liste bereits erstellter Netzelemente auszuwählen und beliebig innerhalb des Eingaberasters zu positionieren. Nach Beendigung der Eingabe erfolgt eine automatische Erstellung der Verbindungen zwischen den Netzelementen. Diese kann vom Benutzer akzeptiert bzw. manuell korrigiert werden. Zur Beschreibung dieser Verbindungen wird auf Grundlage des aus der Literatur bekannten Verweiskonzeptes programmintern eine Liste erzeugt, die die potentielle Topologie innerhalb der Netzelementgruppe widerspiegelt. Die Verweisliste wird neben den Informationen über Anzahl und Art der verwendeten Netzelemente für jede Netzelementgruppe in einer separaten Datei abgelegt.

Aus den so generierten Netzelementgruppen werden mit dem Stationseditor die einzelnen Schaltanlagen eines Netzes zusammengesetzt. Dabei werden die zu den einzelnen Netzelementgruppen gehörigen Topologieinformationen vervollständigt. Die Kenntnis der potentiellen Topologie eines Netzes ermöglicht dann eine ereignisgesteuerte Anzeige, die dem Benutzer unmittelbar den Ursache-Wirkungs-Zusammenhang einer Störung im Netzbetrieb erläutern kann.

Zu jedem Netz wird programmintern eine Netzbeschreibungsdatei erzeugt, die die Schnittstelle zwischen dem technischen Prozeß und der graphischen Anzeige darstellt. Vom Prozeß aus werden die Prozeßdaten in die Netzbeschreibungsdatei übergeben, die dann vom Prozeßdateninformationssystem zeitsequentiell ausgewertet wird.

Im Rahmen der ersten Entwicklungsstufe konnte der Netzelement-, der Netzelementgruppen- und der Stationseditor entwickelt werden. Gegenstand der weiteren Arbeit ist die Realisierung der on-line Prozeßanzeige.

D. König, U. Schlücking

Berichte EV 8834, EVP 8812

3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieübertragungssystemen

3.2.1 Das dynamische Verhalten supraleitender Energiespeicher

Die Anwendung von Supraleitern in der elektrischen Energieversorgung hat durch aktuelle Arbeiten neue Impulse bekommen. Mit dem Einsatz von supraleitenden Energiespeichern (SMES) zur Verbesserung des dynamischen Verhaltens wird auch für die Simulation der Kurzzeitdynamik die Modellierung der Leistungsregelung notwendig, da über diesen Energiespeicher die Spannungs- und Leistungsregelung gekoppelt werden.

Mit dem erstellten Simulator kann die Wirkung der SMES in der Kurzzeit- und Mittelzeitdynamik des Einmaschinenmodells untersucht werden. Da im Betriebsdiagramm des Supraleiters Wirk- und Blindleistung unabhängig voneinander eingestellt werden können, wird der Steuerwinkel der GTO-Thyristoren, die den Strom im Supraleiter führen, aus zwei Eingangssignalen abgetastet. Die Drehzahl des Generators bestimmt über einen Proportionalregler die Einstellung der Wirkleistung. Die Spannung wird zur Einstellung der Blindleistung über einen Tiefpaßfilter ebenfalls mit einem Proportionalglied geregelt. Der SMES wird durch 1 DGL für den Strom im Supraleiter beschrieben. Durch die Reglereinstellung kann die im SMES gespeicherte Energie stationär auf einen festen Wert eingestellt werden, so daß der Supraleiter nach einer Störung motorisch oder generatorisch reagieren kann. Wegen der Spannungsregelung arbeitet der SMES dauerhaft wie eine variable Blindleistungskompensation. Die physikalischen Randbedingungen des Supraleiters werden durch eine Begrenzung des Spulenstroms und eine maximale Stromänderungsgeschwindigkeit berücksichtigt. Zur Dämpfung der Netzurückwirkungen wird am Ausgang des Thyristorsatzes ein aktives Filter betrieben, das im Modell durch je ein Tiefpaßfilter für die Wirk- und Blindleistung des SMES repräsentiert wird.

Der supraleitende Energiespeicher wird an einem Kraftwerk mit einer Leistung von 820 MVA eingesetzt. Eine spannungsabhängige Last wird von dem Kraftwerk und über eine Verbundleitung aus

dem übergeordneten Netz versorgt. Erste Untersuchungen zeigen einen stark pendeldämpfenden Effekt des SMES, der von dem Pendeldämpfungsgerät unterstützt wird. Der Ausgleichsvorgang wird durch eine Kurzunterbrechung, durch die kurzzeitig ein Inselnetz entsteht, angeregt. Ein SMES mit dem maximalen Energieinhalt von 150 MJ und einer Entladezeit von 10s hat den gleichen dämpfenden Einfluß auf die maximale Amplitude der Polradpendelung wie das Pendeldämpfungsgerät, das System geht jedoch nach kürzerer Zeit in den stationären Zustand zurück. Das Spannungsverhalten wird durch den Supraleiter deutlich besser. Der Grund liegt in der Blindleistungsregelung, die das Pendeldämpfungsgerät nicht leisten kann.

Die Ergebnisse zeigen, daß eine Entladezeit des SMES von 10s für eine deutliche Verbesserung der Kurzzeitstabilität und der Spannungsqualität bereits eine Speicherkapazität von über 500MJ erfordert. Mit kleineren Entladezeiten sind, wie das Bild 12 zeigt, aufgrund der größeren Stromänderungsgeschwindigkeit schon mit relativ kleinen Kapazitäten erhebliche Stabilitätsgewinne zu erzielen.

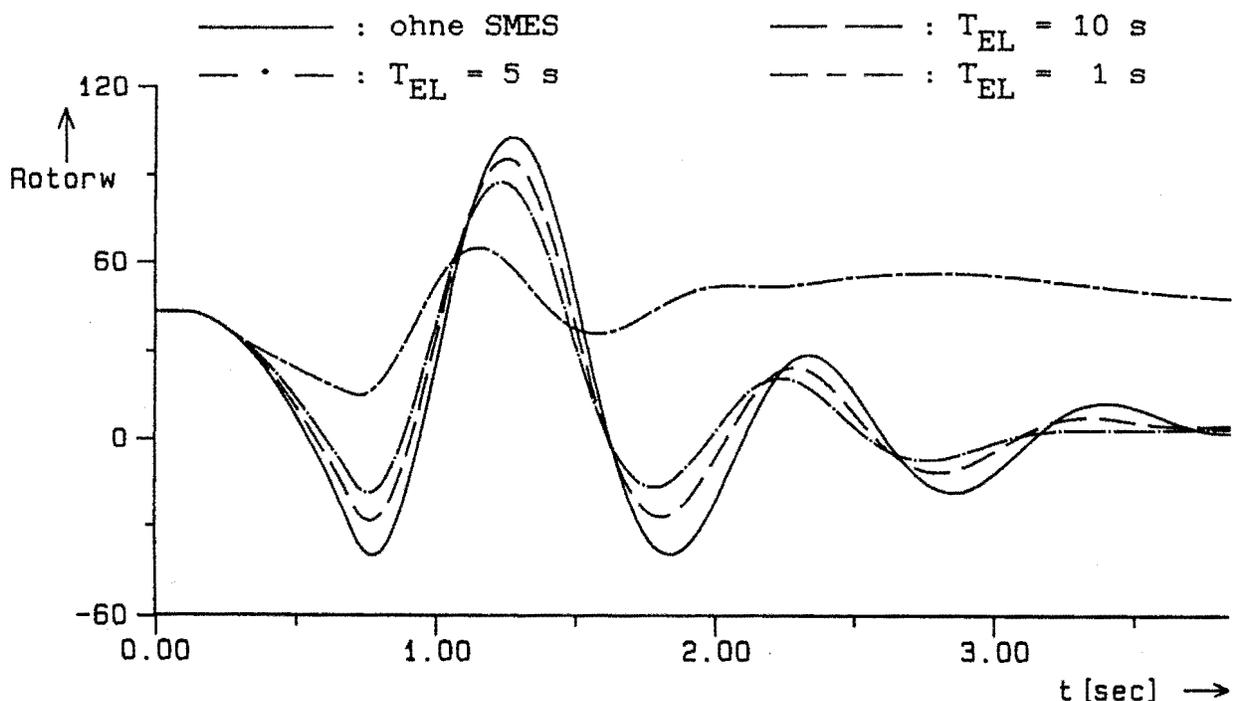


Bild 12: Einfluß der Entladezeit eines 300MJ-SMES auf den Rotorwinkel des Generators

Das hat zur Folge, daß sich der SMES fast vollständig entladen kann. Die Polradpendelungen sind nach etwa 2s weitgehend abgeklungen. Der so dimensionierte SMES ist besonders für die Dämpfung von Leistungspendelungen im Sekundenbereich geeignet.

Der zeitliche Wirkungsbereich des SMES ist durch die minimale Entladungszeit der Spule gegeben. Durch den filigranen Aufbau von Supraleitern sind heute Entladungszeiten von etwa 8s realisierbar. Kürzere Zeiten sind zwar technisch erreichbar, verteuern den Supraleiter aber deutlich. Durch den SMES wird das Systemverhalten im Kurzzeitbereich beeinflußt. Mit einer geeigneten Triggerung der Stromrichter, die den Spulenstrom führen, kann die Blindleistung stufenlos in Abhängigkeit der zu regelnden Spannung induktiv oder kapazitiv bis zum maximalen Strombeitrag eingestellt werden. Der SMES wirkt damit spannungsstabilisierend. An den Generatorklemmen unterstützt er den Spannungsregler.

In der Nähe von Verbrauchern eingesetzt, glättet der SMES im Stellbereich dauerhaft die Spannung und hebt damit den spannungsabhängigen Selbstregeleffekt des Netzes auf. Das dynamische Netzverhalten wird dadurch in der Regel verschlechtert. Dem steht die Verbesserung der Spannungsqualität gegenüber. Für die gesamte Bewertung der dynamischen Stabilität ist der mögliche Stabilitätsgewinn durch die Erhöhung der Polradspannung zu beachten.

Im Gegensatz zu der dauerhaften Blindleistungskompensation ist die Bereitstellung oder Aufnahme von Wirkleistung zeitlich begrenzt. Der Zeitbereich reicht jedoch aus, um nach einer Störung die Wirkleistungsbilanz bis zur Reaktion der Primärregelung auszugleichen. Der Eingriff des Primärreglers kann damit weicher erfolgen, so daß der Maschinensatz schonender betrieben wird.

P. Stöber

Berichte: EV 8839, EVP 8814

3.2.2 Numerische Optimierung der dynamischen Simulation im Kurz- und Mittelzeitbereich

Im Jahresbericht 1987 wurde über ein allgemeines Simulationsprogramm für dynamische Vorgänge im Kurz- und Mittelzeitbereich berichtet. Um die Effizienz der Simulation und somit die CPU-Rechenzeit zu optimieren, wurden verschiedene, numerische Verfahren und Lösungsansätze untersucht. Durch die detaillierte Generatormodellierung im Kurzzeitbereich werden sehr kleine Zeitkonstanten benötigt, so daß das Differentialgleichungssystem als steif bezeichnet werden muß. Die Wahl des Integrationsverfahrens wird hierdurch für die Optimierung der Rechenzeit entscheidend, da die maximale Integrationsschrittweite im Kurz- und Mittelzeitmodus durch die Genauigkeit und die Stabilität des Verfahrens bestimmt wird.

Für die Lösung des gekoppelten Gleichungssystems ergeben sich verschiedene Möglichkeiten. Durch die getrennte Lösung beider Gleichungssysteme wird eine größere Flexibilität im Lösungsalgorithmus erzielt, so daß dieser Ansatz bevorzugt wird.

Aus den zahlreichen Verfahren, die für die Lösung der Differentialgleichungen für Stabilitätsberechnungen eingesetzt werden, haben sich die impliziten Verfahren durchgesetzt. Die Vorteile des impliziten Trapezverfahrens für Stabilitätsberechnungen konnten durch Vergleichsrechnung bestätigt werden. Durch das in der ersten Version verwendete Prädiktor-Korrektor-Verfahren war die maximale Integrationsschrittweite durch die Eulerintegration des Prädiktorschritts auf die kleinste Modellzeitkonstante begrenzt.

Eine deutliche Verbesserung der Genauigkeit und Effizienz der Simulation wurde durch die Algebraisierung der Differentialgleichungen mit dem impliziten Trapez-Verfahren und deren sequentielle Lösung mittels einer Gauß-Seidel-Iteration erreicht. Diese Vorgehensweise zeigte deutliche Vorteile gegenüber einer Berechnung von Matrizen und deren Inversen, was die Berücksichtigung von Begrenzungen und Nichtlinearitäten in den Regelkreisen erschwert. Dieser Lösungsweg ist so flexibel wie eine ex-

plizite Integration und bietet eine einfache Berücksichtigung von Grenzen und Nichtlinearitäten.

Die implizite Eigenschaft des Trapezverfahrens verlangt die Berechnung von Schätzwerten sowohl für algebraische Größen als auch für bestimmte Zustandsgrößen, die durch Iterationen mit alternierender Netzberechnung zur Konvergenz gebracht werden. Für den allgemeinen Fall ergibt sich aus drei Gründen eine iterative Berechnung für jeden Zeitschritt:

- Das implizite Trapez-Verfahren benötigt eine bzw. einige Iterationen.
- Die Lösung der Netzgleichungen ist aufgrund der Generatorschenkeligkeit und der Lastmodellierung nicht explizit darstellbar.
- Durch den getrennte Lösungsansatz entsteht ein Schnittstellenfehler, der nur durch Iterationen eliminiert werden kann.

Es ist numerisch vorteilhafter, bei der iterativen Lösung der Differentialgleichungen jeweils eine Netzberechnung durchzuführen, da somit der Schnittstellenfehler direkt eliminiert wird. Der für die Berechnung des gekoppelten Gleichungssystems eingesetzte Lösungsalgorithmus hat folgenden Ablauf:

0. Stationäre Lastflußberechnung und Initialisierungen
1. Schätzung der benötigten Werte für $t+h$
2. Explizite Berechnung der individuellen Frequenzen und Polradwinkel
3. Netzberechnung
4. Lösung der Modell-Differentialgleichungen
5. Lastmodellierung
6. Konvergenztest: für keine Konvergenz nächste Ite. => 3.
7. Nächster Zeitschritt $t = t+h$ weiter bei 1.

Dieser Lösungsalgorithmus ermöglicht zusammen mit der Anwendung des Trapezverfahrens eine Reduktion der Rechenzeit um mehr als 50% gegenüber dem Lösungsansatz mit dem Prädiktor-Korrektor-

Verfahren der ersten Version. Für die Optimierung der Simulation werden im wesentlichen folgende Maßnahmen eingeführt:

- Estimation der Startwerte durch lineare Extrapolation
- Explizite Berechnung der Polradwinkel vor der Netzberechnung
- Ausnutzung der Schwachbesetztheit bei der Netzberechnung mit dem Knotenpotentialverfahren
- Einführung einer asynchronen Netzreferenz
- Konvergenzüberprüfung nur anhand der Statorströme

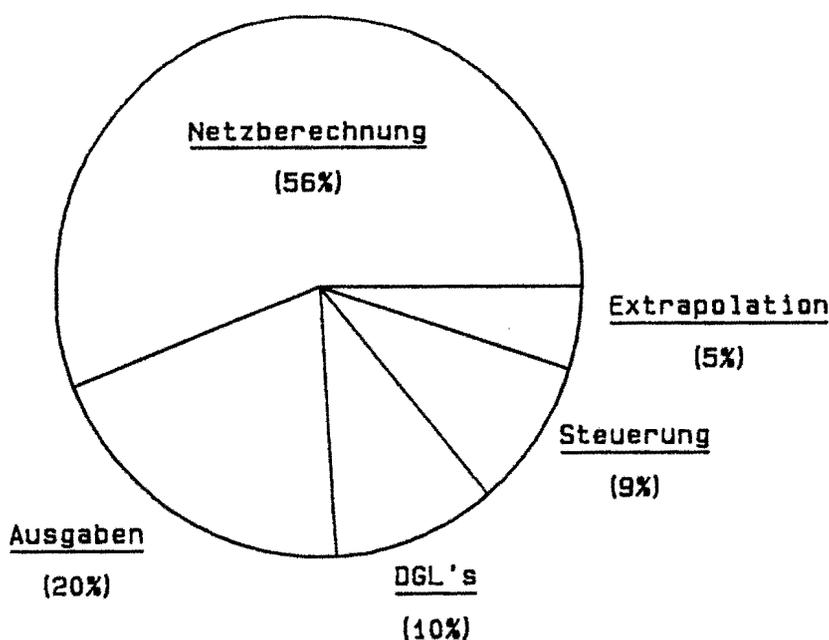


Bild 13: Rechenzeitaufteilung im Kurz-Mittelzeitmodell

Um den Bedarf an Rechenzeit zu klären, wurde aus zahlreichen Simulationen eines 50-knotigen Netzes mit 12 Einspeisungen eine mittlere Rechenzeitaufteilung erstellt. Bild 13 zeigt deutlich die prozentuale Aufteilung der Gesamtrechenzeit auf die Lösung des Differentialgleichungssystems, Estimation von Startwerten, Ablaufsteuerung, Berechnung der Ausgabewerte und Netzberechnung einschließlich Lastmodellierung. Die Erstellung der Ergebnisdatei und die Netzberechnung nehmen den größten Anteil der Rechenzeit im Anspruch. Tests haben gezeigt, daß durch die Anwendung eines linearisierten anstatt eines exponentiellen Lastmodells eine Reduktion der Rechenzeit bei der Netzberechnung um 20% erreicht wird. Die Ursache hierfür liegt in der numerischen Auswertung der Exponentenfunktion.

Die Berechnung der dynamischen Modelle mit ihrem Anteil von 10% an der Gesamtrechenzeit ist minimal. Diese Tatsache zeigt, daß der Einsatz detaillierter Modelle (z.B. für die Spannungsregelung) für die Rechenzeit nicht von Bedeutung ist.

Simulator	CPU-Zeit (s) für 60 s Echtzeitsimulation	
	9-knotiges Netz	50-knotiges Netz
erste Version	49.22	247.91
neue Version	26.91	85.83

Tabelle 1: Rechenzeitvergleich für 60 s Simulation

In Tabelle 1 sind die Rechenzeiten für eine Simulation von 60 s mit der ersten und der optimierten Version für eine Laststörung in einem 9-knotigen Netz mit 3 Einspeisungen sowie für einen Blockausfall in einem 50-knotigen Netz mit 12 Einspeisungen angegeben. Die Rechenzeiten wurden in einer MicroVAX II mit dem Betriebssystem VMS 4.6 registriert.

J. Lemaitre

Berichte: EV 8836

3.2.3 Parameteridentifizierung von Spannungs- und Primärregelkreisen

Die dynamische Simulation eines komplexen Energieversorgungssystems mit zahlreichen Reglereinrichtungen und unterschiedlichen Systemkomponenten wie Turbinen, Generatoren, Übertragungsnetz bis hin zum Verbraucher setzt eine homogene Modellierung voraus.

Ein vorrangiges Problem bei der Einsetzung der komplexen Modelle in der Simulation ist die geeignete Parametrierung. Da die

Daten aus Herstellerangaben häufig unvollständig oder infolge von Wartung und Nachoptimierung der Regelkreise unsicher sind, ist für eine zuverlässige Simulation eine meßtechnische Parametererfassung unter Betriebsbedingungen unerläßlich. Dieses ist gerade für die Parameterbestimmung der wichtigen Regelkreise der Generatorspannungs- und Turbinenregelung erforderlich, da diese Komponenten die Genauigkeit der Simulation im Kurz- und Mittelzeitbereich stark beeinflussen.

Bei der experimentellen Systemanalyse erstellt man das mathematische Modell eines Systems aus Messungen. Ein- und Ausgangssignale werden für dieses Verfahren gemessen und mittels einer Identifikationsmethode so ausgewertet, daß der Zusammenhang zwischen Ein- und Ausgangssignalen in einem mathematischen Modell ausgedrückt wird. Das Ergebnis dieser Identifikation ist dann ein experimentelles Modell. Im Gegensatz zu dem theoretischen Modell enthält das experimentelle Modell als Parameter nur Zahlenwerte, deren funktionaler Zusammenhang mit den physikalischen Daten des Systems i.a. unbekannt bleibt.

Im Rahmen der dynamischen Simulation kann die experimentelle Analyse als eine Ergänzung zur theoretischen Modellbildung eingesetzt werden. Für die Modellierung der Systemkomponenten liegen aufgrund der intensiven Forschung auf dem Gebiet der dynamischen Studien der letzten Jahre zahlreiche standardisierte Modelle vor, deren Parameter mittels einer experimentellen Analyse mit großer Zuverlässigkeit ermittelt werden können. Durch die Kenntnis der Modellstruktur sowie der vorliegenden Information der theoretischen Modellbildung kann die Genauigkeit der experimentellen Modellbildung erhöht werden. Eine geeignete Kombination der theoretischen und experimentellen Methoden führt zu einer höheren Modellgenauigkeit und somit zu einem zuverlässigen Einsatz der dynamischen Simulation für Systemstudien.

Es existieren eine Reihe von Verfahren, die für die Identifikation des mathematischen Modells anhand der gemessenen Ein- und Ausgangssignale eingesetzt werden. Zahlreiche Untersuchun-

gen bestätigten, daß die statistischen Parameterschätzverfahren für die Parameterestimation bei linearen Modellansätzen mit einer Eingangs- und einer Ausgangsgröße sehr gut geeignet sind, insbesondere auch dann, wenn die gemessenen Größen mit Störsignalen überlagert sind.

Für die Parameteridentifikation wird davon ausgegangen, daß Struktur und Ordnung des Modells in Form einer Modellgleichung bekannt sind, und die zugehörigen Modellparameter identifiziert werden müssen. Als Beschreibungsform des mathematischen Modells wird für die Parameteridentifikation die Darstellung im z -Bereich zugrunde gelegt. Hierdurch ist eine große Allgemeinheit für die Modellstruktur erreicht, da diese im wesentlichen durch die Modellordnung definiert ist. Weiterhin erscheint die diskrete Systembeschreibung gerechtfertigt, da einerseits die gemessenen Größen in diskreter Form vorliegen und andererseits die Parameterschätzung für Modelle mit diskreten Signalen sowohl theoretisch als auch praktisch einfacher und auch weiter entwickelt ist.

Die Koeffizienten der z -Übertragungsfunktion werden durch einen rekursiven Least-Squares-Algorithmus bestimmt, der als ein robustes und genaues Verfahren bei verrauschten Signalen bestätigt werden konnte. Aus den Koeffizienten dieser Funktion ist noch der Zusammenhang mit den Modellparametern, der durch die Übertragungsfunktion im Frequenzbereich definiert ist, herzustellen. Hierfür ist die Rücktransformation der identifizierten z -Übertragungsfunktion in den Frequenzbereich erforderlich. Für diese rechnergestützte Transformation ist die Methode der Partialbruchzerlegung geeignet. Liegt die Partialbruchzerlegung vor, so können die einzelnen Partialbrüche mit Hilfe von Korrespondenztabelle in den Frequenzbereich transformiert werden. Die Übertragungsfunktion liegt somit in analytischer Form im Frequenzbereich vor. In einem letzten Schritt werden die Parameter einer vorgegebenen Regelstrecke aus den Koeffizienten der identifizierten Modellübertragungsfunktion berechnet. Dies wird mit einem Newton-Raphson-Verfahren durchgeführt, welches sich wegen der guten Konvergenz und der einfachen Programmierung

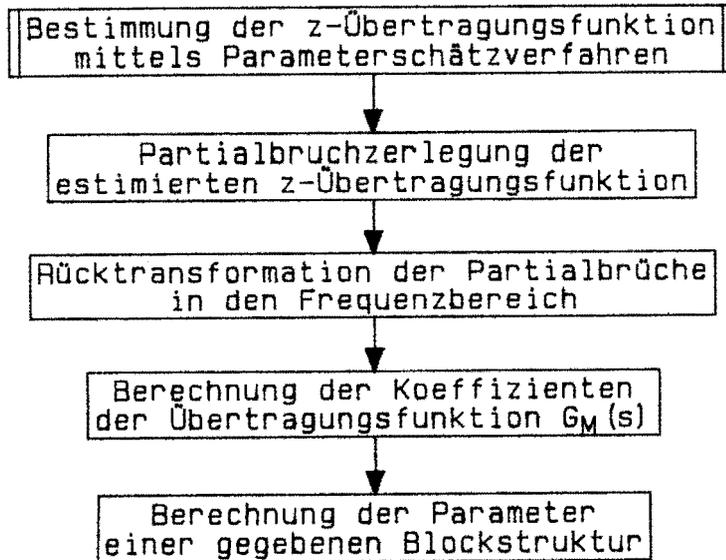


Bild 14: Ablaufdiagramm zur experimentellen Bestimmung der Modellparameter

anbietet. Der Ablauf der Rechenschritte bei der Parameteridentifikation mit dem beschriebenen Verfahren ist im Bild 14 gezeigt.

J. Lemaitre

Berichte: EV 8813, EVP 8803

3.2.4 Indizes für die Spannungsstabilität

Zur Beurteilung der Spannungsstabilität von Energieübertragungssystemen werden in der Literatur verschiedene Kenngrößen vorgeschlagen. Diese sollen während der Betriebsführung Aufschluß über die Spannungsstabilität geben. Algorithmen zur Berechnung dieser Stabilitätsindizes sind für den on-line Einsatz konzipiert. Zum einen sollen sie schon frühzeitig das Entstehen einer kritischen Spannungssituation anzeigen, zum anderen sollen sie auch bei der Ausbreitung einer Störung die Lokalisierung von gestörten Netzbereichen erlauben und die Betriebsführung in die Lage versetzen, auf eine Verschlechterung der Spannungshaltung rechtzeitig, in angemessener Form und

am richtigen Ort, z.B. durch gezielte Lastabwurfmaßnahmen, zu reagieren. In den bisherigen Untersuchungen wurden derartige Kenngrößen an Beispielnetzen auf ihre Brauchbarkeit hin untersucht. Dabei wurden insbesondere das Verhalten der Indizes bei Verwendung der zugrundegelegten Netz- und Lastmodellierung dem bei abweichender Modellierung gegenübergestellt und die Eigenschaften als frühzeitiger Indikator für einen kritischen Spannungszustand beleuchtet.

Das Problem der Spannungsstabilität wird häufig mit dem der übertragbaren Leistung assoziiert, wobei in erster Linie betriebliche Grenzen das Netzverhalten bei Lasterhöhung bestimmen. In die hier untersuchten Indizes gehen solche betrieblichen Randbedingungen nicht ein. Sie sind auf die absolute Stabilitätsgrenze, nämlich auf die maximal übertragbare Leistung, ausgerichtet und kommen deshalb durchweg zu zu optimistischen Ergebnissen. Gleichermaßen sind sie nicht in der Lage, das bevorstehende Erreichen von Grenzen der Blindleistungseinspeisung frühzeitig zu erkennen, da ihnen die entsprechende Information fehlt.

Die meisten Kenngrößen zur Beschreibung der Spannungsstabilität beruhen auf der Übertragungs- und Lastcharakteristik, $S_G(U)$ und $S_L(U)$, und laufen entweder auf die Existenz einer Lastflußlösung (Schnitt von Übertragungs- und Lastcharakteristik) oder die Beschreibung der Sensitivität von Übertragungs- und Lastcharakteristik auf Spannungsänderungen hinaus. Es handelt sich um knotenbezogene Kenngrößen, die sich in der Untersuchung in bezug auf Aussagekraft und Aufwand als günstiger gegenüber globalen (z.B. Sensitivität der Jakobi-Determinante) erwiesen haben. Schwerpunkt der künftigen Arbeit wird die lastorientierte Beschreibung der Spannungsstabilität sein. Sie beinhaltet die meßtechnische Identifikation von Last- und Übertragungscharakteristik an Lastknoten aus Betriebsmeßdaten.

Berichte: EV 8802, EV 8827

A. Kubbe

3.2.5 Identifikation der Spannungs- und Frequenzabhängigkeit der Lasten

Im Berichtszeitraum wurden Messungen zur Identifikation der Spannungs- und Frequenzabhängigkeit der Lasten fortgeführt. Dazu wurden Meßrechner zur Detektion und Aufzeichnung von Spannungs- und Frequenzänderungen mit zugehörigen Strom- und Leistungsverläufen in verschiedenen Stationen installiert. Bild 15 zeigt die Auswertung von ca. 180 spannungsgetriggerten Signalverläufen für eine 110/10 kV Station (mittlere Leistung 16 MW). Dabei ist die Anzahl der Aufzeichnungen über den Koeffizienten

$$k_p = \Delta P / \Delta U \quad k_q = \Delta Q / \Delta U \quad [\% / \%]$$

aufgetragen. Die Mittelwerte $k_p = 1.7$ und $k_q = 5.3$ entsprechen denen früherer Messungen an vergleichbaren Stationen. Die

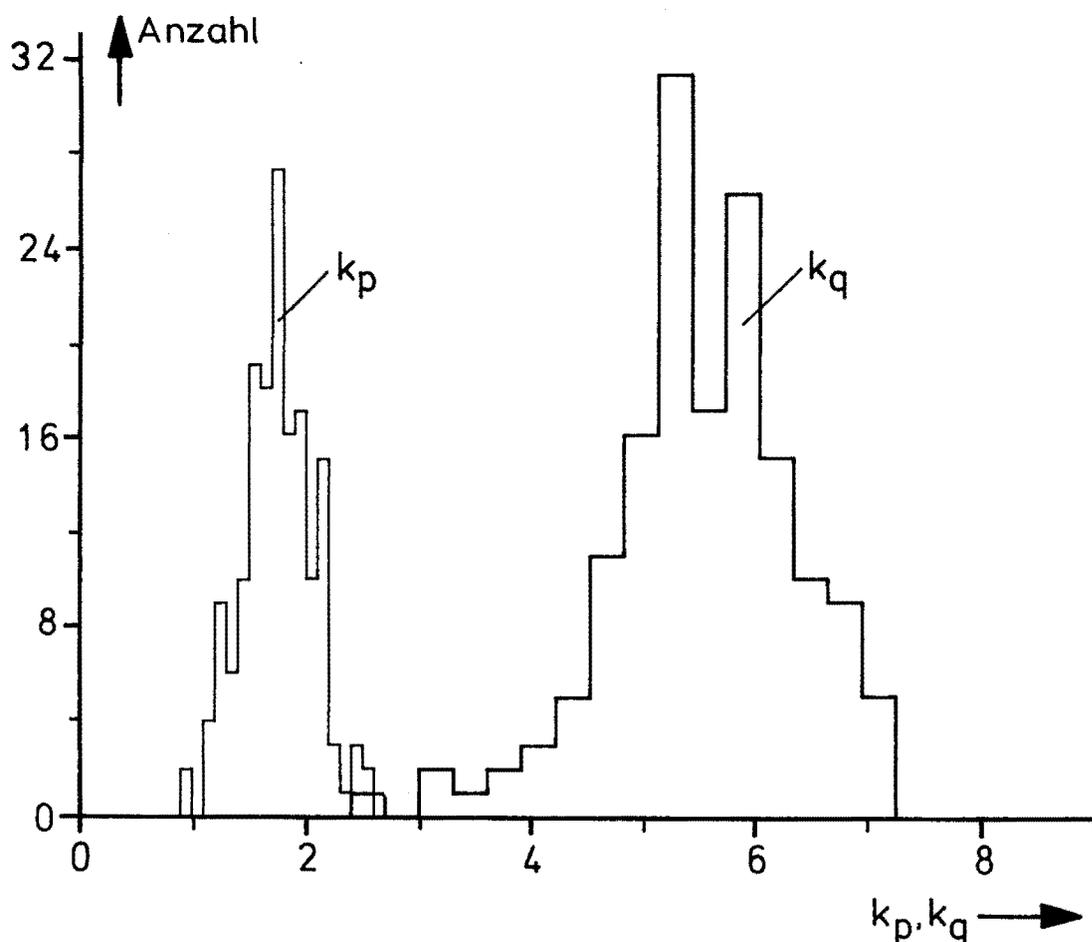


Bild 15: Anzahl der spannungsgetriggerten Signale über den zugehörigen identifizierten Koeffizienten k_p und k_q

Streuungen ergeben sich durch die variable Lastzusammensetzung und die Unsicherheit in der Identifikation, da verbraucherseitiges Zu- und Abschalten das mit der Spannungs- oder Frequenzänderung korrelierte Nutzsignal überlagert. Für die Sensitivität des Stromeffektivwerts auf Spannungsänderungen wurde ein typischer Wert von 1 %/‰ identifiziert. Für Messungen aus dem überlagerten Hochspannungsnetz mit mehreren angeschlossenen 110/10 kV Stationen liegen noch keine Daten mit vergleichbarer Dichte vor, jedoch ist nach den bisherigen Erfahrungen die Sensitivität der Leistungen und insbesondere des Stroms niedriger anzusetzen.

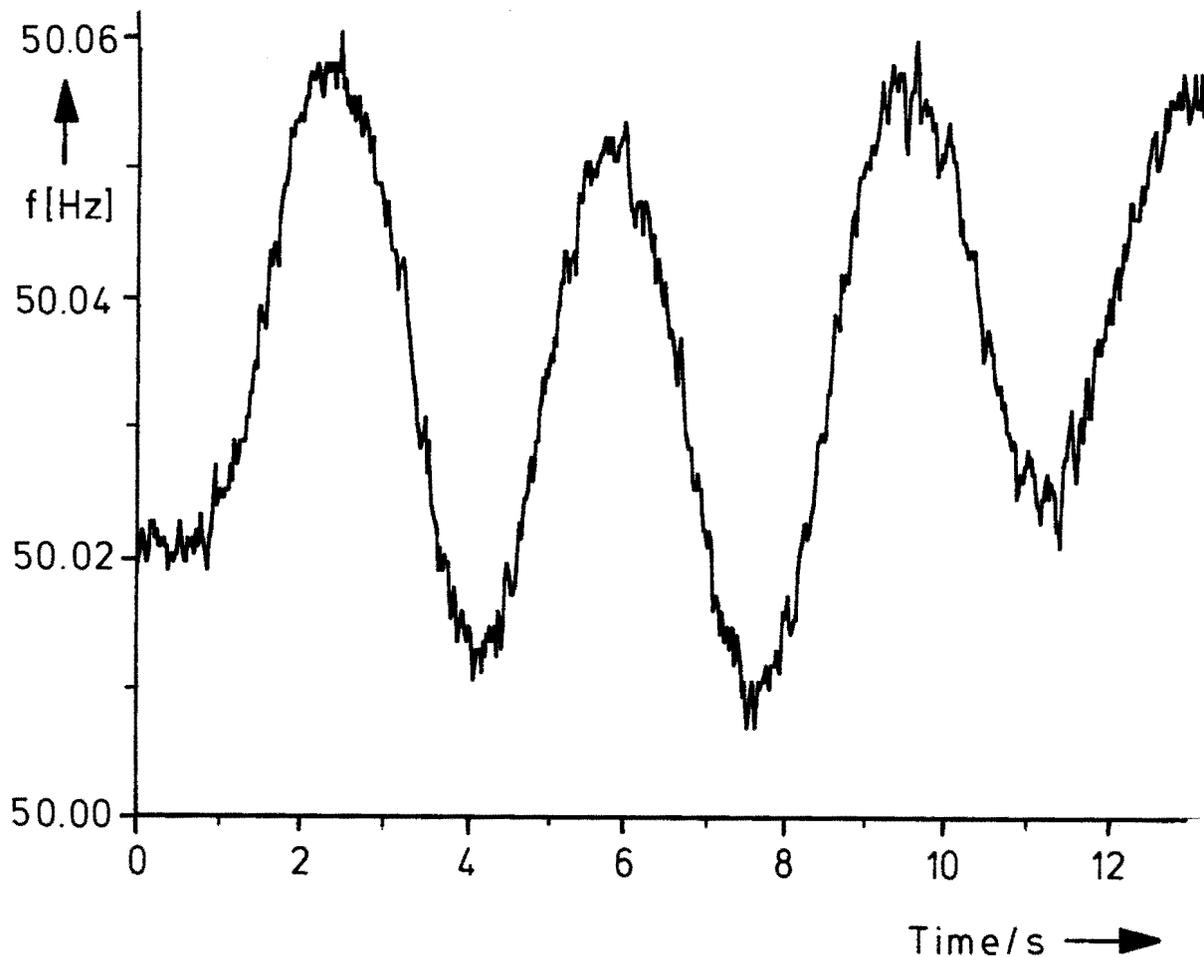


Bild 16: Beispiel eines Frequenzverlaufs, 12.11.88, 13:30

Die Schätzung der Frequenzabhängigkeit der Lasten aus Betriebsmeßdaten kann nur als sehr unzuverlässig bezeichnet werden. Zwar sind mehrmals wöchentlich Frequenzänderungen von bis zu 80 mHz (Bild 16) im Kurzzeitbereich detektierbar, aber das Rau-

schen der Last, das sich im Bereich mehrerer Prozent bewegen kann, überdeckt die erwartete frequenzabhängige Leistungsänderung. Hier müssen größere Frequenzänderungen abgewartet werden.

A. Kubbe

3.3 Schutz- und Leittechnik

3.3.1 Kurzschlußschutz mit Einschaltstabilisierung

Für den Kurzschlußschutz in Mittelspannungsnetzen des Steinkohlenbergbaus wird ein digitales Schutzkonzept vorgestellt, daß im Gegensatz zur Überstromauslösung in der bisherigen statischen Relais-technik eine selektivere Abschaltung des Fehlers gewährleistet. Eine Verbesserung der Selektivität des Schutzes ist schutztechnisch z.B. durch Einführung eines Differential-schutzes bzw. Distanzschutzes zu erreichen. Aus technischer Sicht würde der Differentialschutz den Anforderungen an die Schutztechnik unter Tage aufgrund der kurzen Kabel- bzw. Leitungslängen am besten gerecht. Bei diesem Schutzprinzip müßte aber insbesondere für den Untertagebetrieb die zusätzliche Informationsverbindung als Nachteil bewertet werden. Aus diesem Grunde wird ein Distanzschutzkonzept entwickelt, das durch die meßtechnische Ausrüstung den schutztechnischen Anforderungen besser gerecht wird.

Aus einer Untersuchung der für den Steinkohlenbergbau typischen Netze können für die Konzeption des Distanzschutzes folgende Vereinfachungen für den Fehlerfall vorgenommen werden:

- Die Leitungskapazitäten können gegenüber dem Leitwert des Fehlerwiderstands vernachlässigt werden.
- Die Impedanz des hinter der Fehlerstelle liegenden Netzes ist im wesentlichen durch die Lastimpedanz bestimmt und kann daher ebenfalls vernachlässigt werden.
- Der Einschwingvorgang ist aufgrund der Zeitkonstanten kleiner als eine viertel Periodendauer und muß daher nicht berücksichtigt werden.

Aus diesen Gründen überwiegt im Meßsignal der Störungsanteil der Oberschwingungen. Daher ist es vorteilhaft, für die Impedanzanalyse die Fourier-Technik anzuwenden. Eine schnelle rekursive Berechnung der Strom- und Spannungsphasoren ist dabei durch die diskrete Fourier-Transformation (DFT) und eine Rechteckfensterung der Abtastwertefolgen $f(t_k)$

$$\underline{F}(h,k) = \frac{1}{N} \sum_{i=K-N+1}^{k+N} f(i) e^{-j \frac{2\pi i}{N}} - f(k-N) e^{-j \frac{2\pi(k-N)}{N}}$$

mit der Harmonischen h und der Fensterbreite N gegeben. Für den digitalen Distanzschutz wird die komplexe Impedanz

$$\underline{Z}(1,k) = R(1,k) + jX(1,k) = \left[\frac{\underline{U}(1,k)}{\underline{I}(1,k)} \right]$$

aus den komplexen Strom- und Spannungsphasoren berechnet. Der Impedanzzeiger $\underline{Z}(1,k)$ wird nun mit dem Auslöse-diagramm nach Bild 17 verglichen. Hierin ist der Betriebsbereich hauptsächlich durch den Einfluß der Last \underline{Z}_L gegeben. Da beim normalen Betrieb die Kabelkapazitäten nicht mehr zu vernachlässigen sind, muß hier vom vollständigen Leitungersatzschaltbild ausgegangen werden. Aus diesem Grunde enthält der Betriebsbereich auch negative Reaktanzen. Wichtig für die Fehlererkennung ist aber allein der Fehlerbereich.

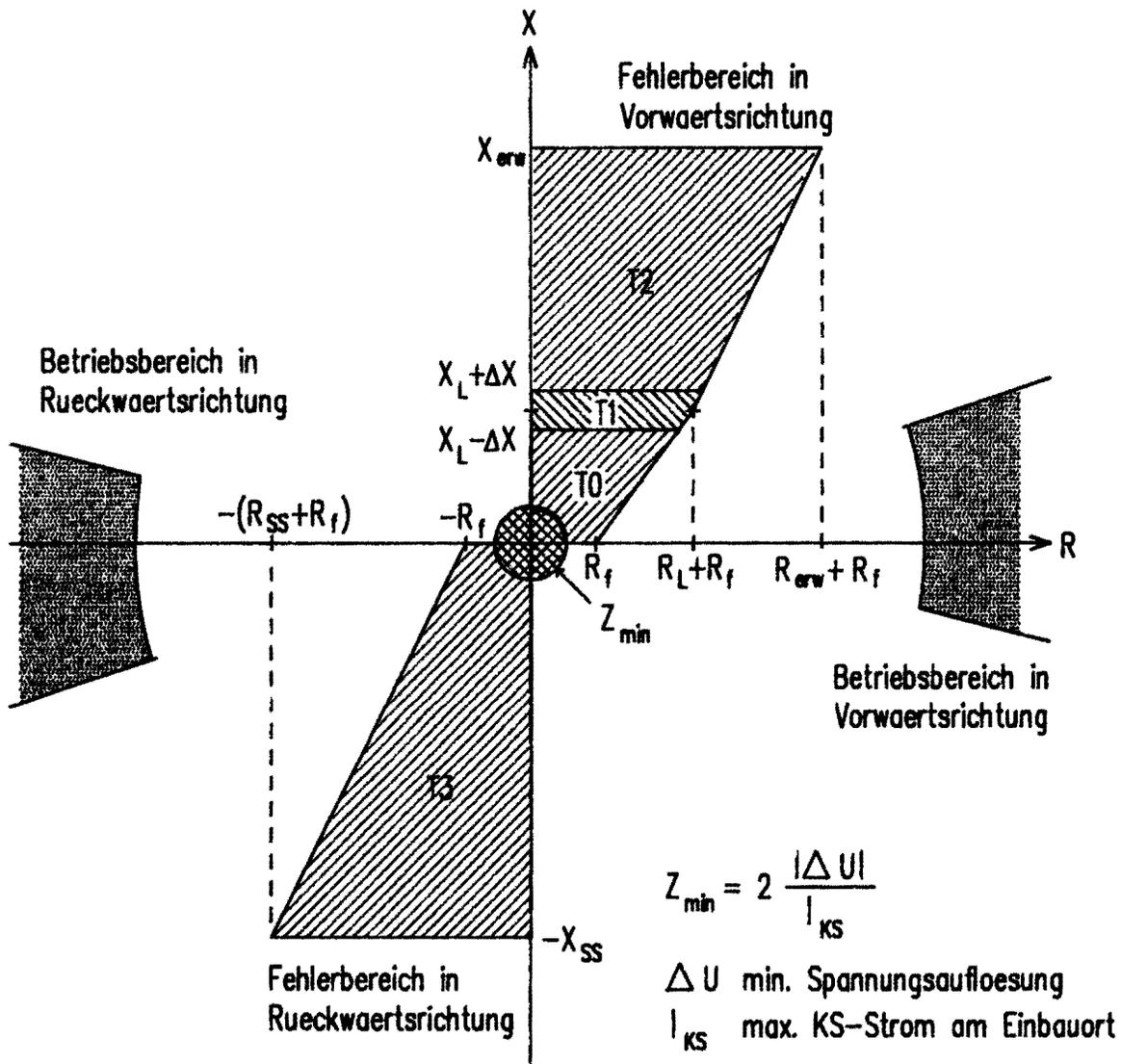
Beim "satten" Kurzschluß liegt der Zeiger auf der Impedanzgeraden X_L/R_L der Leitung. Um einen möglichen Fehlerwiderstand zu berücksichtigen, muß diese Gerade um den Wert R_f in Resistanzrichtung verschoben werden. Die Grenzen des Fehlerbereichs in Vorwärtsrichtung sind damit für den eigentlichen Schutzbereich (Staffelzeit T_0) durch

$$R_{(X)} = R_f + X \frac{R_L}{X_L} \quad \text{mit} \quad X = X_L - \Delta X$$

für den erweiterten Schutzbereich (Staffelzeit T_2)

$$R(X) = (R_L + R_f) + (X - X_L) \frac{R_{erw} - R_L}{X_{erw} - X_L} \quad \text{und} \quad X = X_{erw}$$

gegeben. Dabei können Meßfehler im Übergangsbereich (Staffelzeit T_1) durch ΔX berücksichtigt werden.



- ungestoerter Netzbetrieb
- gestoerter Netzbetrieb mit Fehlerbereichsortung
- gestoerter Netzbetrieb ohne Fehlerbereichsortung

T0...T3 zeitgestaffelte Fehlerbereichsabschaltung

Bild 17: Auslösecharakteristik des Kurzschluß-Distanzschutzes

Die Grenzen des Fehlerbereichs in Rückwärtsrichtung (Staffelzeit T_3) sind festgelegt durch

$$R(X) = -R_f + X \frac{R_{SS}}{X_{SS}} \quad \text{und} \quad X = -X_{SS}$$

Der Kreis um den Ursprung, der die Meßgenauigkeit bei Nahfehlern darstellt, entsteht beim Spannungszusammenbruch durch Auflösungsgrenzen und Nichtlinearitäten der Wandler. Liegt der Impedanzzeiger in diesem Kreis, muß unselektiv in Schnellzeit (T_0) abgeschaltet werden. Um diesen Bereich so klein wie möglich zu halten, wird bei der Erfassung von Spannungen und Strömen mit einer Meßbereichsumschaltung zur Verbesserung der Dynamik gearbeitet.

Für den Einsatz im Bergbau ist zusätzlich eine Einschaltstromstabilisierung vorzusehen, so daß z.B. der Rush-Strom eines Transformators nicht zu einer Fehlauflösung führt. Die Überlegungen hierzu beruhen auf Messungen des Rush-Stroms in einem Bergwerk. Hier wurde der Leiterstrom beim Zuschalten eines leerlaufenden Transformators gemessen, der über ein Stichkabel mit dem Schaltfeld (Meßort) verbunden war. Bild 18.a zeigt den gemessenen Stromverlauf, der durch einen exponentiellen Verlauf der Hüllkurve und eine einseitige Verlagerung durch einen Gleichanteil gekennzeichnet ist. Die Größe der Amplitude ist dabei abhängig vom Einschaltaugenblick.

Die Anpassung des Schutzrelais erfolgte durch Simulation der vom Signalanalyser in Echtzeit durchgeführten Phasorberechnung der Grundschwingung und ersten Oberschwingung. Das im Bild 18.b dargestellte Ergebnis zeigt, daß der Strombetrag der 50Hz-Komponente $|\underline{I}(1,k)|$ über dem Grenzwert I_{KS} liegt und somit die Kurzschlußauslösung anregt. Zusätzlich kann aber ein Strombeitrag bestehend aus der 100Hz-Komponente $|\underline{I}(2,k)|$ in gleicher Größenordnung analysiert werden (Bild 18.c). Diese in den übrigen Betriebszuständen höchstens schwach auftretende erste Oberschwingung ist also gut zur Identifikation eines Einschaltvorgangs geeignet. Dazu wird das Verhältnis von Ober- und Grundschwingung gebildet und mit einem vorgegebenen Grenzwert

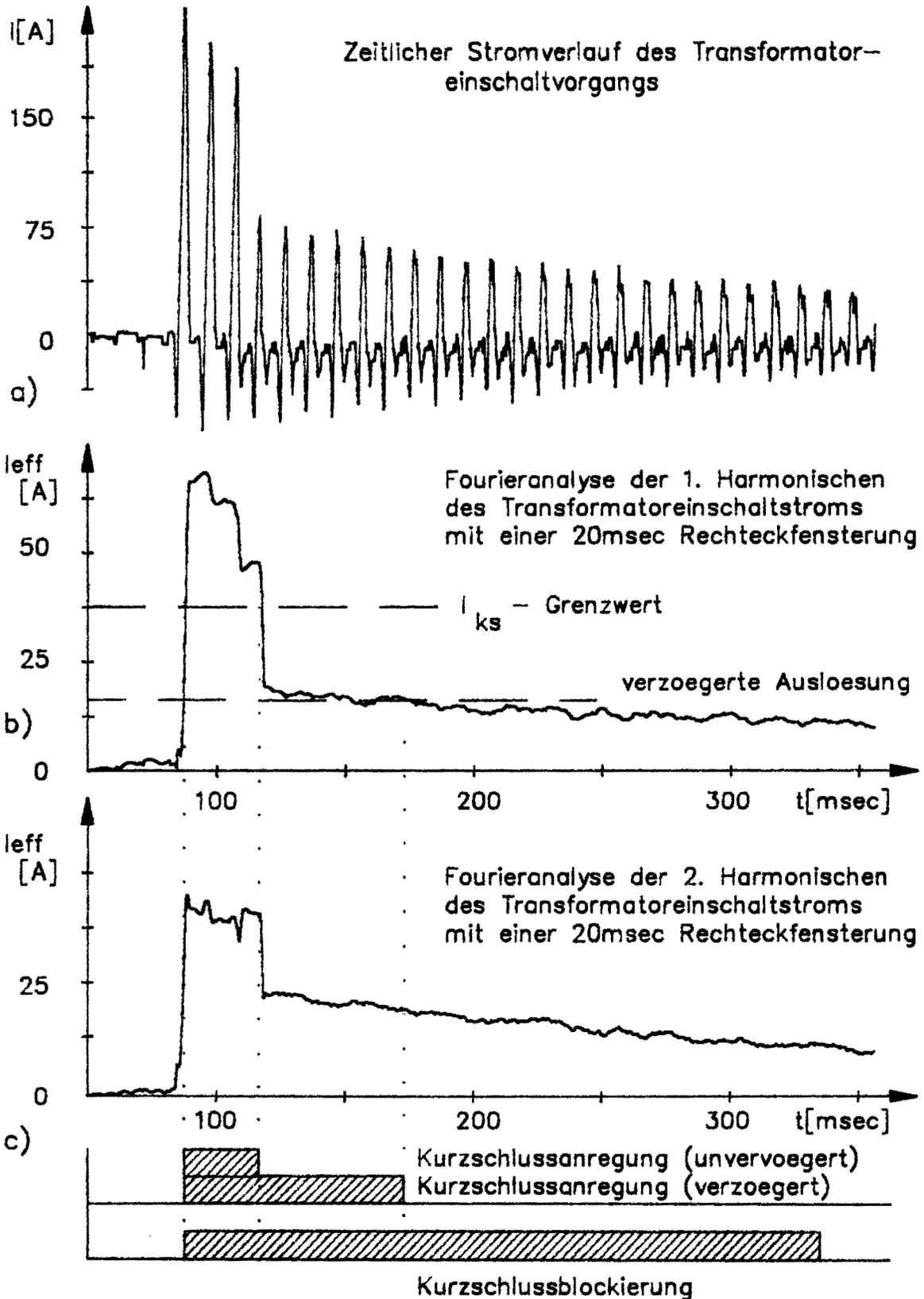


Bild 18: Einschaltstromstabilisierung des Kurzschlußschutzes

von z.B. 50% verglichen. Liegt der Quotient über dieser Grenze, wird die Kurzschlußauslösung blockiert. Der daraus resultierende zeitliche Verlauf der logischen Relaiszustände, hier KS-An-

regung und KS-Blockierung, ist in Bild 18.d abgebildet. Durch die hier gezeigte Auswertung des Amplitudenverhältnisses $|\underline{I}(2,k)|$ zu $|\underline{I}(1,k)|$ ist die Einschaltstromstabilisierung also gewährleistet.

W. Ebbinghaus

Bericht: EV 8848

Dieses Projekt wird vom Bundesministerium für Forschung und Technologie gefördert.

3.3.2 Integrierte und eigenständige Störwerterfassungssysteme in der Energieversorgung

Die Aufzeichnung und Analyse von Störungsabläufen in Energieversorgungsnetzen gewinnt zunehmend an Bedeutung. Engere Vermaschung, zunehmende Einkopplung von Störsignalen durch angeschlossene Verbraucher und erhöhte Ansprüche an die Versorgungssicherheit sind hier beispielsweise genannt. Am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung werden zur Störwerterfassung zwei unterschiedliche Konzepte verfolgt, die beide für ihren speziellen Einsatzbereich charakteristische Merkmale aufweisen. Dies ist einmal ein eigenständiges Störwerterfassungssystem (siehe 3.3.3) und eine in ein Schutz-/Leittechniksystem (siehe 3.3.4) integrierte Störwerterfassung. Zum Vergleich dieser Verfahren werden die charakteristischen Eigenschaften der Systeme zusammengestellt.

Folgende Merkmale kennzeichnen die Störwerterfassung, die in die Schutz-/Leittechnik integriert ist:

- An jedem Schalter werden alle für diesen Schalter vorliegenden Informationen durch den Abzweigschutzrechner erfaßt und aufgezeichnet.
- Im Netzknotenrechner werden die Daten verwaltet und ein Ereignisprotokoll für eine Sammelschiene aufgezeichnet.

- Der Leitreechner sammelt und protokolliert alle Informationen und stellt sie für den Bediener dar.
- Eine Anregung der Störwerterfassung erfolgt bei einem im schutztechnischen Sinne definierten Fehler.
- Verteilte Informationen werden nicht in Echtzeit verknüpft.
- Die Informationsübertragung zwischen Abzweigschutz, Netzknotenrechner und Leitreechner ist auf die Erfordernisse der Leittechnik zugeschnitten und in der Übertragungskapazität begrenzt.
- Im Anschluß an eine Störung können Informationen von den Rechnern abgefragt und zur Analyse des Fehlerorts und der Fehlerart verwendet werden.
- Durch die verteilte Struktur ist eine je nach betriebenem Aufwand abweichende Zeitinformation in der Aufzeichnung möglich.

Ein eigenständiges Störwerterfassungssystem kann durch folgende Eigenschaften charakterisiert werden:

- Das Gerät erfaßt Analog- und Binärwerte und stellt Ereignisprotokolle (Zeit, Triggerung) auf.
- Ein hoher Synchronisationsgrad und eine umfangreiche nicht nur auf eine Meßstelle beschränkte Informationserfassung sind bereits in einem kompakten Gerät vorhanden.
- Eine gezielte Auswahl und Erfassung beliebiger Ereignisse ist möglich. Es existiert keine Beschränkung bei der Aufzeichnung auf Schutzfunktionen.
- Es sind hohe Datentransferraten möglich, da nicht auf die mit der durch die Leittechnik zur Verfügung gestellten und belasteten Informationskanäle zurückgegriffen werden muß.
- Das System ist mobil. Es gibt keine Investitionsbindung, wenn eine gewünschte Netzanalyse durchgeführt wurde.

Der Einsatzbereich eines eigenständigen Störwerterfassungssystems ist daher vor allem immer punktuell zu sehen, wenn z.B. durch Netzkonfigurationsänderungen undefinierte Ereignisse zu erwarten oder bereits eingetreten sind. Die breite, nicht auf

Schutzanregungen beschränkte Informationsbasis bietet die besten Voraussetzungen, bestimmte bisher nicht genau bekannte Ereignisse zu analysieren. Dies kann ein Schutzsystem nicht leisten, da immer eine durch die Schutzalgorithmen vorgegebene Auswahl aller Ereignisse getroffen wird. Fehler, die im Schutzalgorithmus nicht definiert sind, werden nicht erfaßt. Die Triggerung im eigenständigen Störwerterfassungssystem ist variabel, es stellt sich hier das Problem, eine Auswahl geeigneter Aufzeichnungsbedingungen für die jeweilige Situation zu finden.

Die Störwerterfassung im Schutz-/Leitsystem ist für den normalen Netzbetrieb vorgesehen, wo die auf Schaltzustandsänderungsprotokolle reduzierten Meldungen als Datenbasis für entsprechende Maßnahmen nach Störungen vorteilhafter sind. Eine auf die wesentlichen Elemente konzentrierte Information ist hier gerade in Hinsicht auf Alarmbehandlung, Schaltmaßnahmen und Netzwiederaufbau besser. Allgemein ist eine Auswertung der aufgezeichneten Analogwerte nicht erforderlich, da die Ergebnisse der Auswertung durch die Schutzrelais bereits in der Form des Ereignisprotokolls eines Netzknotenrechners vorliegen. Damit bietet diese Form der Störwerterfassung genau die notwendigen Informationen für eine weitere Verarbeitung in der Leittechnik.

Eine Überprüfung des Schutzes durch den Schutz ist nicht vollständig möglich, weil nur bisher bekannte und berücksichtigte Fehler erfaßt werden. Eine spezielle Auswahl bestimmter Ereignisse unter Verwendung mehrerer zusammengefaßter Informationen ist ebenso nicht möglich, da die vorhandenen Datenkanäle der Leittechnik dies nicht leisten können.

Wenn ein integriertes Schutzsystem ähnliche Merkmale wie ein autarkes Störwerterfassungssystem aufweisen soll, so sind erhebliche Ergänzungen im Bereich der Datenverarbeitung, der Datenkommunikation und der Ablaufsteuerung bzw. Zeitsynchronisation vorzunehmen, was mit erheblichen Kosten verbunden ist.

Beide Systeme bieten unter Berücksichtigung unterschiedlicher Anwendungsbereiche verschiedene Vorteile. Ein typischer Einsatz

ist eine Kombination beider Geräte in einer Auf- oder Umbauphase eines Netzes. Das eigenständige Störwerterfassungssystem wird nach einer Entwicklungsphase aus dem Netz wieder entfernt, das integrierte Störwerterfassungssystem deckt dann die verbleibenden Aufgaben ab.

D. Blume, W. Horenkamp, F. Eickhoff

3.3.3 Störwerterfassung und on-line Analyse in elektrischen Energieversorgungsnetzen

Die Aufgaben der Störwerterfassung sind die permanente, selektive Überwachung der Netzzustandsgrößen und der Aufzeichnung der Störungsverläufe bei Abweichungen vom normalen Betriebszustand sowie eine Überwachung und Aufzeichnung von kritischen Betriebszuständen oder Systemzustandsänderungen, die nicht in allen Fällen zur Auslösung von Schutzeinrichtungen führen (siehe 3.3.2).

Störwerterfassungssysteme werden heute vorwiegend dezentral an kritischen Punkten im Netz eingesetzt. Die analogen und binären Meßdaten werden vor Ort nach einer durch eine Störung bedingten Anregung aufgezeichnet und anschließend im Rahmen der Störungsanalyse zentral ausgewertet. Sind in einem Netzbezirk mehrere Störwerterfassungsgeräte installiert, so besteht der Wunsch diese Geräte zu vernetzen, um bei einer Störung auch Aufzeichnungen von "nicht triggernden" Geräten zur Störungsanalyse heranziehen zu können. Daneben ist die schnelle Störungsbehebung mit Hilfe vorhandener leittechnischer Einrichtungen und Störwerterfassungssysteme wünschenswert. Die als Übertragungseinrichtungen zur Verfügung stehenden Fernwirkanlagen, leittechnischen Einrichtungen oder Fernsprecheinrichtungen ermöglichen nicht die zur on-line Störungsanalyse und Störungsbehebung erforderlichen Geschwindigkeiten zur Meßdatenübertragung. Die Begrenzung auf wesentliche, zur schnellen Störungsanalyse erforderlichen Informationen bedingt eine intelligente Datenvorverarbeitung in dezentral eingesetzten Störwerterfassungsgeräten. Das entwickelte Störwerterfassungssystem (Bild 19) er-

füllt diese Voraussetzungen mit Hilfe von softwaremäßig implementierten Triggerkriterien zur Störungsanalyse und Meßdatenvorverarbeitung.

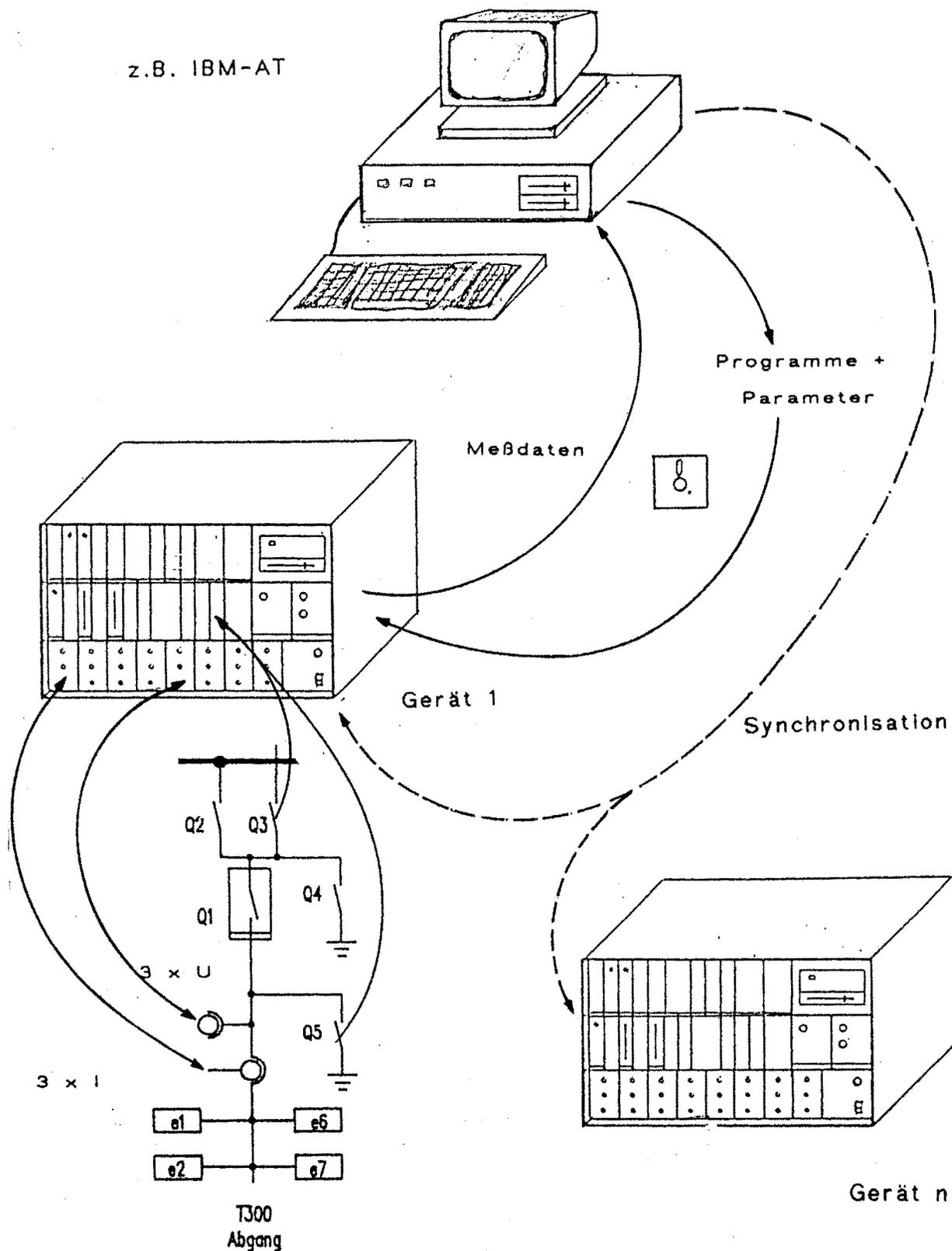


Bild 19: Konzept der Störwerterfassung mit Beispielnetz

In diesem Zusammenhang ist der Einsatz von wissensbasierten Systemen zur schnellen Störungserkennung und Schwachpunktanalyse ein wichtiger Aspekt. Tritt eine Störung auf, identifiziert das System den Fehler und schlägt Maßnahmen zur Behebung (z.B. Umschaltungen) vor. Nach der Fehlerbeseitigung werden die gesamten aufgezeichneten Informationen der Zentrale übermittelt und nach ausführlicher Fehleranalyse dem wissensbasierten System zugeführt. Mit Hilfe dieser Daten kann bei späteren Fehlern eine bessere Eingrenzung der Fehlerursachen erfolgen.

Die Installation und Inbetriebnahme dieser Überwachungseinrichtungen erfordert eine Vielzahl, vom Anwendungsfall abhängigen Einstellungen und Parametrierungen der Systeme. Die richtige Systemkonfiguration hat einen entscheidenden Einfluß auf die zuverlässige und sichere Erkennung von Störungen oder kritischen Betriebszuständen. Eine benutzerfreundliche, problemorientierte Sprache zur Formulierung von Aufzeichnungsbedingungen trägt wesentlich zur sicheren und zuverlässigen Aufzeichnung bei. Aus den genannten Gründen wurde eine für diese Aufgabe konzipierte Sprache entwickelt (siehe Programmbeispiel). Sie besteht aus einfachen Grundelementen und erfüllt die geforderte Voraussetzung zur Behandlung von Echtzeitbedingungen. Die Sprache ist in vier Funktionsblöcke mit unterschiedlichen Aufgaben unterteilt:

- **Zuweisungsblock**, Definition von Konstanten
- **Globalblock**, Formulierung von Zustandsänderungen
- **Makroblock**, für die einmalige Angabe von mehrfach benötigten Funktionsteilen
- **Aufzeichnungsbedingungen**, hier werden die Aufzeichnungskriterien durch Verknüpfung der binären Systemzustände mit den Ergebnissen der analogen Triggerkriterien eingegeben

Die Ergebnisse der analogen Triggereinheit werden in eine binäre Form überführt (triggernde Meßstelle, Triggertyp). Die Zusammenfassung der binären Systemzustände mit den Ergebnissen der analogen Triggerkriterien kann als Zustandsvektor der zu überwachenden Anlage aufgefaßt werden. Dieser Zustandsvektor wird anhand der Aufzeichnungsbedingungen ausgewertet. Die Aus-

wertung ist in bezug auf die Rechenzeit problematisch, da für Aufzeichnungsbedingungen mit Zeitargumenten (siehe Programmbeispiel, 2. Aufzeichnungsbedingung) nicht nur der aktuelle Systemzustand, sondern auch die Vorgeschichte der Zustandsgrößen berücksichtigt werden muß. Mit dem entwickelten Compiler-Interpreter-Konzept wurde die Umsetzung von Aufzeichnungsbedingungen realisiert. Der Compiler übersetzt die Aufzeichnungsbedingungen in einen Satz von Binärvektoren. Die Auswertung dieser Vektoren erfolgt in dem für die Steuerung zuständigen Rechner mit einem speziellen Interpreter.

Das folgende Beispiel zeigt ein Programmausschnitt für eine Aufzeichnungsbedingung des in Bild 19 dargestellten Netzausschnittes, wobei nur dann eine Aufzeichnung erfolgt, wenn der Abgang T300 eingeschaltet wird und der Nullspannungstrigger einen vorgegebenen Grenzwert länger als 0,2 Sekunden überschreitet.

```
*=====*
```

```
*      Beispielprogramm zu Bild 19  Abgang T300      *
```

```
*=====*
```

```
*      1) Definition von Konstanten                  *
```

```
*      Der Zeitvariablen "ZEIT_1" wird ein Wert von 0.2  *
```

```
*      Sekunden zugewiesen.                          *
```

```
      ZUWEISUNG !
```

```
          ZEIT_1 = 0.2 !
```

```
      ENDZUWEISUNG !
```

```
*=====*
```

```
*      2) Zusammenfassende Untersuchungen für Schaltfolgen und  *
```

```
*      Schutzeinrichtungen.                               *
```

```
*      1. Aufzeichnungsbedingung:                       *
```

```
*      Alle Elemente, die die Teilzeichenkette "Q" enthalten, *
```

```
*      werden auf eine unbedingte Soll/Ist-Zustandsänderung  *
```

```
*      geprüft.                                           *
```

```
*      GLOBAL !
```

```
          A : Q?_S [E] .u. Q? [E/A] !
```

```
      ENDGLOBAL !
```

```
*=====*
```

```
*      3) Makro-Definition                               *
```

```
*      Makro für Leistungsschalter - Trenner - Kombination.  *
```

```
*      MAKRO !
```

```
          MAK1(?) [E] : ( Q2? .o. Q3? ) .u. Q1? !
```

```
      ENDMAKRO !
```

```
*=====*
```

```
* 4) Allgemeine Aufzeichnungsbedingungen *
```

```
* *
```

```
* 2.Aufzeichnungsbedingung: *
```

```
* Aufzeichnen, wenn Leistungsschalter Q1 und Trenner Q2 *
```

```
* oder Leistungsschalter Q1 und Trenner Q3 eingeschaltet *
```

```
* sind und der Nullspannungstrigger der Schalteinheit *
```

```
* "T_300" einen vorgegebenen Grenzwert länger als *
```

```
* 0.2 Sekunden überschreitet. *
```

```
* *
```

```
ANFANG !
```

```
  A : T_300 .u. T_NULL .u. MAK1(T_300) [A/E t > ZEIT_1] !
```

```
ENDE !
```

```
*=====*
```

D. Blume, W. Horenkamp

Berichte: EV 8808, EV 8843

3.3.4 Ein integriertes Schutzsystem für Untertagenetze des deutschen Steinkohlenbergbaus

Die Grundlage eines am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung entwickelten integrierten Schutzsystems ist eine hierarchische Struktur, die sich aus einem Leitreechner (LR), den Netzknotenrechnern (NKR) und den Abzweigschutzrechnern (AZR) zusammensetzt. In jeder Ebene des Systems fallen bestimmte Aufgaben an, die entweder lokal oder übergreifend gelöst werden müssen. Aus diesem Grunde sind die einzelnen Komponenten informationsmäßig miteinander verbunden.

Der Leitreechner stellt in der Hierarchie des Netzschutzes das oberste Element dar und muß über die folgende Ausstattung verfügen:

- mehrere serielle Datenverbindungen
- grafikfähiges Terminal
- Druckeranschluß für die Protokollierung
- Hauptspeicher 640 kByte
- Massenspeicher für Langzeitaufzeichnungen z.B. Festplatte oder Diskettenlaufwerk.

Gemäß diesen Spezifikationen wurde in der Entwicklung ein Arbeitsplatzrechner der Bauart PC-AT als Leitrechner eingesetzt.

Der Softwareaufbau für den Leitrechner ist im wesentlichen den Anforderungen des Anwenders anzupassen. Die Grundlagen für jedes Anwenderprogramm im Leitrechner bildet der aktuelle Prozeßdatenspiegel (ISU). Er besteht aus einer speziellen Datenstruktur, über welche die gesamte Kommunikation abgewickelt wird. Der Prozeßdatenspiegel umfaßt Datenstrukturen der Netzknotenrechner, die als Unterstruktur die Daten ihrer Abzweigschutzrechner enthalten. Dadurch kann eine Kommunikation ohne Kenntnisse bestimmter Daten erfolgen.

Die globale Kommunikation wird grundsätzlich nach den Spezifikationen aus dem Bergbaublatt 22444 abgewickelt. Damit ist zunächst eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung aufzubauen, die dann durch geeignete Hardware zu einem eigensicheren Informationsnetz ausgebaut wird.

In der derzeitigen Ausbaustufe wird ein Netzknotenrechner für den Anschluß von maximal 8 Abzweigschutzrechnern ausgelegt. Der Netzknotenrechner (Bild 20) besteht aus einem Standardbusystem mit einer Prozessorkarte auf der Basis des Prozessors 80186. Als Peripherie sind drei Karten für eine serielle Datenübertragung an die Abzweigschutzrechner und an das globale Netz vorgesehen. Auf jeder der drei Karten befinden sich drei serielle Schnittstellen. Weiterhin wird eine Speicherkarte für die spezielle Software benötigt. Der Netzknotenrechner besteht somit aus 5 Karten im Europakartenformat.

Die Software des Netzknotenrechners ist im wesentlichen in die folgenden Funktionsblöcke unterteilt:

- lokale Kommunikation zwischen AZR und NKR
- Leitsystemkommunikation zwischen AZR, NKR und LR
- Netzknotenrechnerfunktion
- Testfunktion.

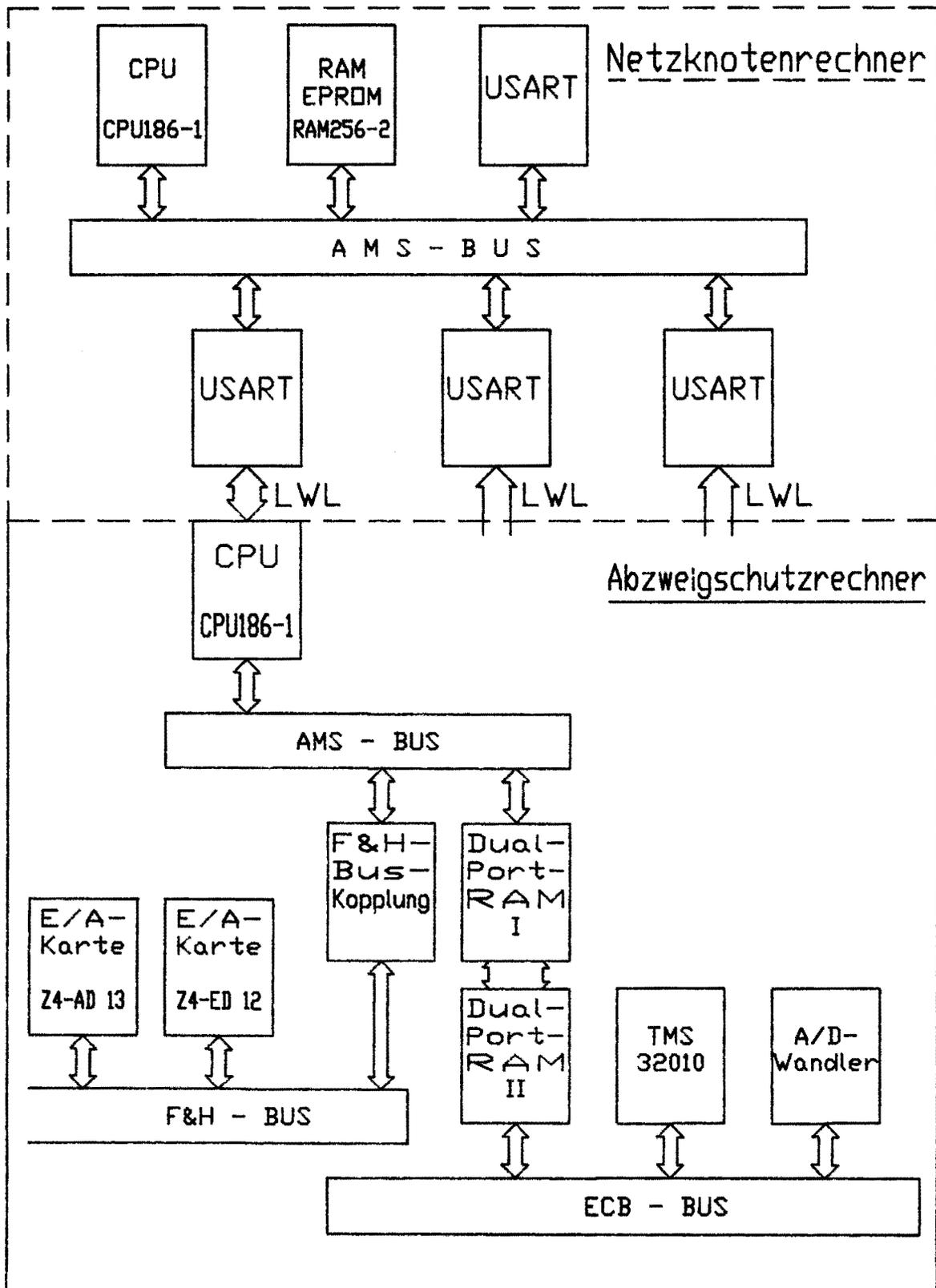


Bild 20: Aufbau des übergeordneten Schutzsystems

Die lokale Kommunikation wird über die seriellen Schnittstellen zu den jeweiligen Abzweigschutzrechnern durchgeführt. Dazu werden Lichtwellenleiter eingesetzt, um eine störungsfreie und potentialgetrennte Verbindung zu erhalten. Folgende Informationen sind aus betrieblicher und schutztechnischer Sicht notwendig:

- Fehlerzustand des Primärsystems
- Zeigergrößen von Spannungen, Strömen und Leistungen
- Bedingungen für die Aufzeichnung von Daten nach Störungen
- Parameterinformation.

Die Datenstruktur ist so angelegt, daß alle vorhandenen Daten in Unterstrukturen zusammengefaßt sind. Diese Unterstrukturen werden dann als Speicherauszug vollständig an den Leitreechner übertragen. Jeder Abzweigschutzrechner erhält einen eigenen Datenbereich im Netzknotenrechner und ebenso soll der Netzknotenrechner mit seinen relevanten Parametern in einer Unterstruktur des Leitrechners vollständig repräsentiert werden.

Der Abzweigschutzrechner besteht ebenso wie der Netzknotenrechner aus einem Standardbussystem mit einer Prozessorkarte auf der Basis des Prozessors 80186. Für die Meßwerterfassung sind Strom- (0...5A) und Spannungszwischenwandler (20...220V) eingesetzt. Eine 16 kanalige A/D-Wandlerkarte wandelt die analogen Signale für die weitere Verarbeitung mit der Signalprozessorkarte auf der Basis des Prozessors TMS 32010 um. Die so aufbereiteten Daten werden über die Dual-Port-Ram-Karte, welche den TMS-BUS an den AMS-Bus koppelt, an die CPU-Karte übergeben. Die 80186-CPU übernimmt die eigentlichen Schutzfunktionen. Die vorgeschaltete Peripherie dient ausschließlich der Meßwerterfassung und Meßwertaufbereitung.

Die analogen Meßsignale setzen sich folgendermaßen zusammen:

- | | |
|-----------------------------|--------------------------|
| - Außenleiter-Erdspannungen | U_{1E}, U_{2E}, U_{3E} |
| - Sternpunktspannung | U_{NE} |
| - Schutzleiter | U_{SL} |
| - Außenleiterströme | I_1, I_2, I_3 |
| - Sternpunktleiterstrom | I_N . |

Die Bearbeitung der Schutz- und Überwachungsfunktionen wird rechnerintern gestaffelt nach Prioritäten asynchron ausgeführt. Zur selektiven Erkennung eines Fehlers im Netz ist, um den Rechenaufwand zu minimieren, die Prüfung aufgeteilt in eine notwendige und eine hinreichende Bedingung. Während der im ungestörten Netz verbleibenden Rechenzeit werden Funktionen geringerer Priorität wie Selbsttest des Abzweigschutzrechners, Plausibilitätstest der Meßdaten, Rückmeldung des Relais- bzw. des Schaltfeldstatus usw. durchgeführt. Im Störfall wird für die Bearbeitung der Schutzaufgaben die gesamte Rechenzeit zur Verfügung gestellt. Zur Zeit sind folgende Schutzfunktionen realisiert:

- Kurzschlußschutz für zwei- oder dreipolige Fehler mit und ohne Erdberührung
- Erdschlußschutz für einpolige Fehler oder Doppelerdschluß
- Schutzleiterüberwachung
- Überstromschutz
- Schieflast.

Nach einer Abschaltung unterstützt der Abzweigschutzrechner im off-line Betrieb die Fehlerortung sowie die Störungsanalyse der Netzstörung.

M. Jaspert

Dieses Projekt wird vom Bundesministerium für Forschung und Technologie gefördert.

3.3.5 Wissensbasierte Systeme im Bergbaunetzschutz, Einsatz zur Netzüberwachung und Steuerung

Der Einsatz wissensbasierter Systeme in der Netzleittechnik wird in zunehmendem Maße weiterentwickelt. Dabei stellen sich folgende Fragen:

- Welche Daten sind für den Einsatz derartiger Systeme erforderlich.
- Wie können diese Daten beschafft werden.

- Wie kann dieses System in die vorhandene Netzleittechnik integriert werden.

An dem im Rahmen des Forschungsprojektes "Integrierter Netzschutz im Steinkohlenbergbau" entwickelten Informationssystem soll der Stand der Arbeiten zum Einsatz wissensbasierter Systeme in der speziellen Netzform eines Bergwerks beschrieben werden.

Im Bergbaubereich stellt der Einsatz eines Informationssystems ein neues Konzept dar und ermöglicht dadurch erstmalig eine vollständige Überwachung des Netzes und der Energieverteilung. Die Kombination der Schutz- und Leittechnik ermöglicht ein System, in dem alle Anforderungen eines wissensbasierten Systems direkt in das Konzept mit eingearbeitet werden können. Damit besteht ein wesentlicher Einsatzvorteil im Vergleich zu anderen Netzbereichen, wo eine vorhandene Leittechnikstruktur mit einem wissensbasierten System verknüpft werden muß.

Eine Datenbasis für wissensbasierte Systeme enthält mindestens die folgenden Komponenten:

- Beschreibung der Netztopologie
- Beschreibung des aktuellen Schaltzustandes
- aktuelle Lastverteilung (durch Lastflußberechnung oder Messung)
- diverse Regeln für Schaltabläufe, Fehleranalyse usw.

Die Netztopologie wird zentral im Leitreechner abgelegt und gibt die mögliche Netzkonfiguration mit den Elementen Einspeisung, Sammelschiene, Verbindung ohne/mit einem Schalter/mit zwei Schaltern und Abgang wieder. Für eine mögliche Schutzeinstellung durch Fernparametrierung muß diese Datenbank auch die wesentlichen Parameter der jeweiligen Elemente (Kabellänge, Kabelquerschnitt usw.) enthalten.

Das Informationssystem ist in der jetzigen Struktur (siehe 3.3.4) vor allem für die Erfüllung leittechnischer Aufgaben (Fernüberwachung, Datenerfassung, Fernbetätigung, Fernpara-

metrierung) ausgelegt. Eine mögliche schnelle Informationsverbindung aller Schutzsysteme für Schutzzwecke ist in diesem jetzt realisierten Konzept nicht vorgesehen.

Der aktuelle Netzzustand wird quasi sofort durch die Netzknotenrechner (interne Wartezeit, um mehrere Schaltvorgänge zu sammeln) oder auf Abfrage durch den Leitreechner aktualisiert, so daß jede Schaltzustandsänderung erfaßt wird.

Die aktuelle Lastverteilung wird als 15-Minuten-Mittelwert für jeden Schalter einzeln erfaßt. Ebenso ist auch eine sekundliche Abfrage aller Spannungswerte und Stromwerte an einer Sammelschiene möglich. Die Abfrage der aktuellen Einstellung aller Parameter der Schutzfunktionen durch den Leitreechner ist möglich und wird in diesem ständig gespeichert.

Jeder Netzknotenrechner stellt eine Ereignisaufzeichnung zur Verfügung, in der jedes die jeweilige Sammelschiene betreffende Ereignis mit Uhrzeit, Art und Herkunft abgelegt ist.

Damit sind bis auf entsprechende Regeln die wesentlichen Informationen für den Einsatz eines wissensbasierten Systems im Leitreechner zentral verfügbar.

Folgende Ziele werden durch den Einsatz von Informationstechnik im Bergbaunetz verfolgt:

- a) Energieverteilungsüberwachung und Optimierung (Schalterzustandsmeldung, Energieverbrauchsmessung, Lastfluß)
- b) Überwachung aller Komponenten zur Fehlererkennung im Sekundärsystem, Wartung (regelmäßige Abfragen aller Komponenten, spontane Meldungen)
- c) Erkennung, Ortung und Analyse von Fehlern im Primärsystem (aktuelle und historische Netzstruktur, Ereignisaufzeichnung, Regeln zur Fehlerortung, Regeln zur Fehleranalyse)

- d) Netzwiederaufbau oder Lastumschaltung im Betrieb und bei Störungen (aktuelle und historische Netzstruktur, Auswertung der Fehler, Lastfluß, Schaltrestriktionen)
- e) Fernparametrierung und optimale, auf die Netzkonfiguration angepaßte Schutzeinstellung (aktuell geschaltete Netzstruktur, Netzdatenbank)

Für diese Aufgaben ist der Einsatz von wissensbasierten Systemen möglich. Der Vorteil einer direkten Verknüpfung von Schutz- und Leittechnik ist hier unmittelbar zu sehen. Jedes Schutzsystem erfaßt neben der eigentlichen Schutzaufgabe präzise den aktuellen Lastverlauf an einem Abgang. Eine regelmäßige Abfrage gibt Aufschluß über den Zustand jeder Komponente. Es ist ohne eine Lastflußberechnung jederzeit bei einer Lastumschaltung durch eine sofortige Messung bestimmbar, ob Netzbereiche überlastet werden. Eine Unterstützung des Bedienpersonals in Fehlersituationen durch Informationen aus dem Leitrechner ist ebenso möglich.

Das entworfene integrierte Schutzsystem stellt für ein wissensbasiertes System alle Informationen zur Verfügung. Ein entsprechendes Konzept für ein derartiges System in Verbindung mit dem Leitsystem wird zur Zeit entwickelt.

F. Eickhoff

3.3.6 Kompaktes variables Meßwerterfassungssystem

Die Durchführung von Messungen in Energieversorgungsnetzen ist in vielen Fällen mit einem erheblichen Aufwand verbunden. Die Bereitstellung der Meßgrößen und die Anpassung des Meßsystems an die zu lösende Meßaufgabe kann durch Verwendung eines variablen, einfach zu bedienenden und kompakten Meßsystems erheb-

lich vereinfacht werden. Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen wurde eine Meßwerterfassungseinheit entwickelt. Bild 21 zeigt den Einsatz des Gerätes zur Strommessung in Niederspannungsverteilanlagen. Die Auswertung der Meßdaten ist auf jedem beliebigen grafikfähigen Rechner mit serieller Schnittstelle und Standard-Auswerte-Software möglich.

Die wesentlichen Eigenschaften des Systems sind:

- 8 analoge Eingangskanäle und 4 Binäreingänge
- integrierendes störunanfälliges Meßverfahren
- alphanumerische LCD-Anzeige mit Tastatur
- variable Eingangsbeschaltung durch Steckmodule
Wechselstrom: 5, 16, 25, 36, 64A
Gleichspannung: 0..1V, 0..5V, 0..10V
Gleichstrom: 0..5mA, 0..10mA, 4..20mA / Innenwiderstand 100 Ohm für den Anschluß von Meßwertumformern
- Galvanische Trennung der Eingänge untereinander und vom Digitalteil
- Begrenzung der Eingangsmeßbereiche zur Erhöhung der Auflösung (Lupenfunktion)
- Genauigkeit wählbar $< 0.5\%$ bei 8 Bit, oder $< 0,25\%$ bei 10 Bit
- variable Integrationszeit von 1 Sekunde bis 1 Stunde
- Ausgabe der Meßergebnisse eines vorgegebenen Kanals auf LCD-Anzeige in physikalischen Größen
- Aufzeichnungsdauer 1 Stunde bei einem Meßintervall von 1 Sekunde und 8 Eingangskanälen im internen Speicher
- Auslesen der Meßdaten parallel zur Aufzeichnung über V24-Schnittstelle, dadurch unbegrenzte Aufzeichnungsdauer
- Schnittstelle für den Anschluß externer Speichermodule
- Aufzeichnung und Unterbrechung von bis zu 16 Messungen zu vorgewählten Zeiten
- Fortführung der Messung nach Netzunterbrechung
- Eingebaute Echtzeituhr
- Synchronisation mit DCF77-Uhr möglich
- Fernbedienung über V24-Schnittstelle
- Synchronisation von bis zu 8 Geräten bzgl. Uhrzeit und Integrationszeit
- Relaiskontakte für Statusmeldungen

- Übertragung und Auswertung auf jedem Rechner möglich
- opt. Betrieb über Batterie oder Akku
- Störunanfällig durch Verwendung von CMOS-Bauteilen
- kompakter Aufbau, opt. Einbau in 19-Zoll-Rahmen

W. Horenkamp

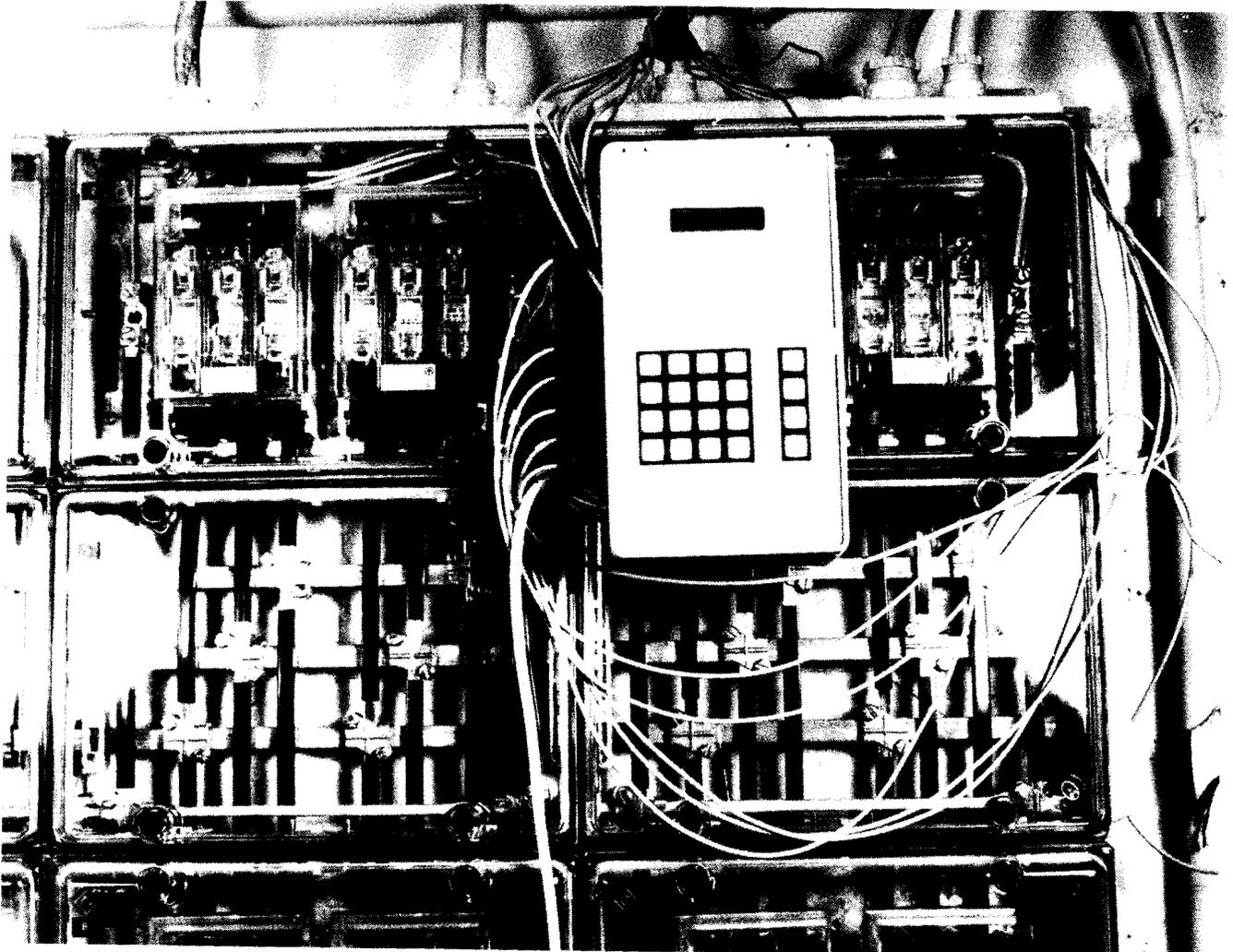


Bild 21: Strommessung in Niederspannungsverteilungen

4. VORTRÄGE

4.1 Beiträge für das Kolloquium

- 24.02.1988 Prof. Dr. Machowski, Universität Warschau, Polen
"Voltage Stability Assessment"
- 04.05.1988 Prof. Cegrell, Chalmers TH, Göteborg
"Power System Control - a challenge for tomorrow"
- 30.08.- H. Vargas M.Sc., Universität Chile,
31.08.1988 Santiago de Chile "Strategy on Emergency Control"
- 26.10.1988 Dr. Klingenberg, Siemens AG, Erlangen
"Innovationsschübe bei bildgebenden Verfahren der
medizinischen Diagnostik"

4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 18.01.1988 Ch. Dörnemann
"Knotenbezogene Lastprognose", Vortrag beim DFG-
Kolloquium an der RWTH Aachen
- 26.01.1988 E. Handschin
"Knotenbezogene Lastprognose für Verteilungsnetze",
Vortrag bei Brown Boveri AG, Köln
- 28.01.1988 W. Hoffmann
"Expertensysteme in der Netzleittechnik" Einfüh-
rungsvortrag zum Kolloquium "Anwendung von Exper-
tensystemen in der Leittechnik und der Anlagen-
technik" bei der ELEKTROMARK, Hagen
- 27.04.1988 E. Handschin
"Elektrotechnik: Innovationspotential an Rhein und
Ruhr", Vortrag VDE-Forum: "Elektrotechnik: Motor der
Zukunft", Essen

14.09.1988 P. Stöber

"Berücksichtigung der Spannungsabhängigkeit der Lasten in der Kurzzeitdynamik elektrischer Energieübertragungssysteme", Vortrag an der Universität Dortmund

21.11.1988 E. Handschin

"Dynamische Vorgänge in elektrischen Netzen", Einführungsvortrag zum FGH-Seminar: "Elektromagnetische Ausgleichsvorgänge in elektrischen Netzen", Deidesheim

5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN

- 08.01.1988 E. Handschin, H. Slomski
Besprechung bei Isar-Amper-Werke (IAW) mit Herrn
Dr. Becker und Herrn Dr. Burkhard über die Jahres-
optimierung thermischer Kraftwerke
- 11.01.1988 W. Hoffmann
Teilnahme an der Informations-Veranstaltung
"Energie - Demonstrationsprogramm der Kommission
der EG" in Bonn
- 15.01.1988 W. Hoffmann
Teilnahme an der Informationsveranstaltung "Erfah-
rungen mit ESPRIT",
in Mülheim
- 18.01.1988 E. Handschin, Ch. Dörnemann, W. Horenkamp
Teilnahme am DFG-Kolloquium "Neue leit- und schutz-
technische Verfahren in der elektrischen Energie-
versorgung" an der RWTH Aachen
- 21.01.1988 E. Handschin, D. König
Aussprachetag über die Anwendung von State
Estimation in der Netzleittechnik mit Herrn
Dr. Petroianu und Herrn Dr. Schaffer,
Brown Boveri AG in Ladenburg
- 22.01.1988 F. Eickhoff, W. Horenkamp, M. Jaspert, W. Tesch
Besichtigung des Kaltwalzwerkes 2 und der Conti-
glühe der Hoesch AG in Dortmund
- 28.01.1988 E. Handschin, W. Hoffmann
Teilnahme am Kolloquium "Anwendung von Expertensy-
stemen in der Leittechnik und der Anlagentechnik"
bei der ELEKTROMARK, Hagen

- 29.01.1988 E. Handschin, P. Stöber
Besprechung über den Einsatz von supraleitenden
Energiespeichern in der Energieversorgung mit
Herrn Prof. Komarek, Institut für technische Physik
des Kernforschungszentrums Karlsruhe
- 11.02.1988 E. Handschin
Besprechung mit Herrn Dr. Boos , Brown Boveri AG
Mannheim, Geschäftsbereich Leitungsbau
- 17.02.- E. Handschin
- 18.02.1988 Leitung der Sitzung der CIGRE WG 39.06 "Network
Training Simulators", in London
- 22.02.1988 E. Handschin, W. Hoffmann
Besprechung eines ESPRIT-Proposals mit Herrn
Prof. A. Germond, Frau D. Niebur, Herrn
Dr. Ph. Kinet und Herrn E. v. Reghelem in Dortmund
- 23.02.1988 E. Handschin
Leitung des AK-TR Forums der FGH "Netztrainings-
simulatoren" beim RWE Essen
- 23.02.1988 F. Eickhoff, W. Horenkamp
Teilnahme am AMBS-Workshop zum Thema "AMBS-Echt-
zeitbetriebssysteme" in München
- 24.02.- E. Handschin und Mitarbeiter
- 01.03.1988 Besuch von Herrn Prof. Dr. Machowski, Universität
Warschau, am Lehrstuhl EV Dortmund
- 26.02.1988 E. Handschin, H. Slomski
Besprechung mit Herrn Direktor Linke und
Herrn Sanders, VEW AG, über Kraftwerkseinsatz-
optimierung in Dortmund
- 01.03.1988 E. Handschin
Teilnahme an der AK-TR Sitzung in Erlangen

- 18.03.1988 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Herrn Dr. Crumbiegel und Herrn
Dr. Herms über die Konzeptionierung des integrier-
ten Schutzsystems
- 08.04.1988 E. Handschin und Mitarbeiter
Ortsbesichtigung des Bergwerks Osterfeld mit Herrn
Dr. Crumbiegel
- 08.04.- W. Hoffmann
- 09.04.1988 Teilnahme an der Abschlußtagung über das ESPRIT
II-Proposal in Chippenham
- 12.04.1988 E. Handschin
Teilnahme an der VDE-Beiratssitzung in Dortmund
- 19.04.- E. Handschin
- 21.04.1988 Teilnahme am AK-TR Seminar in Deidesheim
- 22.04.1988 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Herrn J.H. Harris, CEGB, London am
Lehrstuhl EV, Dortmund
- 27.04.1988 E. Handschin
Teilnahme am VDE-Forum in Essen zum Thema "Elektro-
technik - Motor der Zukunft"
- 28.04.1988 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Herrn Dr. Crumbiegel, BAG, am Lehr-
stuhl EV, Dortmund
- 03.05.1988 E. Handschin
Leitung der Vorstandssitzung der VDE-Zweigstelle
Dortmund bei AEG
- 05.05.1988 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Herrn Prof. Cegrell, TH Göteborg,
am Lehrstuhl EV, Dortmund

- 06.05.1988 E. Handschin
Teilnahme an der Sitzung des deutschen Arbeitskreises zum CIGRE Studienkomitee SC 39 in Frankfurt
- 09.05.1988 E. Handschin, W. Horenkamp, Ch. Dörnemann
Besprechung mit Herrn Dr. Freund und Mitarbeitern zum Thema "Knotenbezogene Lastprognose" bei den Technischen Werken Stuttgart
- 10.05.1988 E. Handschin, W. Horenkamp
Besuch der Fa. Johne & Reilhofer in München
- 18.05.- E. Handschin, W. Ebbinghaus
19.05.1988 Teilnahme an der ETG-Fachtagung "Sternpunktbehandlung in 10 und 110 kV-Netzen" in Braunschweig
- 20.05.1988 E. Handschin
Besprechung mit Herrn Dr. Pels Leusden, AVU, in Gevelsberg
- 27.05.1988 E. Handschin, W. Hoffmann
Besprechung mit Herrn Prof. Glavitsch, ETH Zürich, zum Thema "Expertensysteme in der elektrischen Energieversorgung" am Lehrstuhl EV, Dortmund
- 31.05.1988 W. Horenkamp, B. Krause
Durchführung von Messungen bei der BASF in Ludwigshafen
- 09.06.1988 E. Handschin
Teilnahme an der Sitzung des GMA/ETG Fachausschusses "Netzregelung" in Frankfurt
- 13.06.- W. Horenkamp
16.06.1988 Teilnahme am Seminar "VMS-Betriebssysteme" bei Digital Equipment in Köln

- 22.06.1988 E. Handschin
Teilnahme an der VDE-Beiratssitzung bei AVU in
Gevelsberg
- 23.06.1988 E. Handschin und Mitarbeiter
Arbeitsbesprechung mit Herr Jerebic, Firma Funke &
Huster, über Einsatzmöglichkeiten der Datenübertra-
gungskomponenten
- 24.06.1988 W. Ebbinghaus, F. Eickhoff, M. Jaspert
Begutachtung des Forschungsprojektes "Integriertes
Schutzsystem" mit Herrn Prof. Winkler am Lehrstuhl
für elektrische Energieversorgung
- 05.07.1988 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Herrn Heinz, Herrn Fehling und
Herrn Windmüller bei der AVU in Gevelsberg über
"Netzleittechnik im Mittelspannungsnetz"
- 11.07.1988 E. Handschin und Mitarbeiter
Gründungsversammlung der IEEE-Student-Branch Ruhr-
gebiet in Bochum
- 13.07.1988 W. Ebbinghaus, F. Eickhoff, M. Jaspert
Besprechung mit Herrn Gruber und Herrn Schäfer,
Bergbauversuchsstrecke Dortmund-Derne, über Zulas-
sungsbedingungen für ein integriertes Schutzsystem
im Bereich des Bergbaus
- 14.07.1988 E. Handschin, W. Horenkamp
Besuch der Firma Johne & Reilhofer in München

- 14.07.1988 F. Eickhoff, M. Jaspert
Ortsbesichtigung mit Herrn Dr. Crumbiegel und
Herrn Passmann für den Probeeinbau der entwickelten
Komponenten des Schutzsystems
- 21.07.1989 Ch. Dörnemann, A. Kubbe
Teilnahme am Kolloquium "Distribution Analysis" an
der Universität Duisburg
- 22.08.- W. Hoffmann
26.08.1988 Teilnahme am "Symposium on Expert System's
Application to Power Systems" in Stockholm und
Helsinki
- 28.08.- E. Handschin
02.09.1988 Teilnahme an der CIGRE-Konferenz 1988 in Paris
- 05.09.- E. Handschin
08.09.1988 Teilnahme am IFAC-Symposium "Power System
Modelling" in Brüssel
- 13.09.1988 E. Handschin, W. Horenkamp, K.-D. Tesch
Durchführung von Messungen im Bahnnetz der SBB,
Schweiz
- 16.09.1988 E. Handschin
Besuch des Instituts für elektrische Energieversor-
gung der Universität Darmstadt anlässlich des
25-jährigen Bestehens
- 20.09.- E. Handschin
21.09.1988 Teilnahme an der Sitzung des GMA/ETG Fachaus-
schusses "Netzregelung" in Vianden
- 26.09.1988 E. Handschin
Besprechung mit Herrn Prof. van der Merwe am
Lehrstuhl EV, Dortmund

- 24.10.1988 E. Handschin
Sitzung der Herausgeber für das Archiv der Elektrotechnik, Springer-Verlag, Berlin
- 25.10.1988 E. Handschin, P. Stöber
Besprechung mit Herrn Prof. Komarek, Herrn Dr. Jüngst und Herrn Dr. Maurer, KfK Karlsruhe, über supraleitende Energiespeicher am Lehrstuhl EV, Dortmund
- 27.10.1988 W. Ebbinghaus, F. Eickhoff
Messungen im Bergwerk Osterfeld und Informationsaustausch mit Herrn Dr. Crumbiegel und Betriebspersonal über Störungsanalysemethoden
- 31.10.1988 E. Handschin
Sitzung des Vorstandes der VDE-Zweigstelle Dortmund bei Asea Brown Boveri AG, Dortmund
- 04.11.1988 E. Handschin
Teilnahme an der AK-TR-Sitzung der FGH in Hannover
- 21.11. - E. Handschin, D. Blume
24.11.1988 Teilnahme am AK-TR Seminar "Simulation elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge" in Deidesheim
- 25.11.1988 E. Handschin und Mitarbeiter
Kolloquium über das BMFT-Forschungsprojekt "Entwicklung eines integrierten, modernen Schutzsystems für die Stromversorgung in Untertagenetzen des deutschen Steinkohlenbergbaus" mit Teilnehmern von der BAG und RAG
- 29.11.1988 E. Handschin und Mitarbeiter
Besuch der Firma Thielscher electronic in Duiburg
- 01.12.1988 E. Handschin
Teilnahme an der Sitzung des deutschen Arbeitskreises zum CIGRE Studienkomitee SC 39 bei der VEW AG in Dortmund

- 06.12.1988 E. Handschin
Teilnahme an der VDE-Hauptversammlung in Dortmund
- 08.12.- E. Handschin
- 09.12.1988 Leitung der Sitzung der CIGRE WG 39.06 "Network
Training Simulators" in Paris sowie Besichtigung
des EdF Training Simulators in Caen
- 12.12.1988 E. Handschin und Mitarbeiter
Besuch von Herrn Dr. Jüngst, KfK Karlsruhe, am
Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung
- 12.12.1988 W. Ebbinghaus, F. Eickhoff, M. Jaspert
Einbau der entwickelten Geräte für einen Versuchs-
betrieb im Bergwerk Osterfeld, Nordschacht

6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE

6.1 Veröffentlichungen

E. Handschin, U.G. Knight

"System Operation Training Simulators", CIGRE Session SC 39-01, Paris, 1988

This paper reports on the first part of a review of the role, present status, use and future development of training simulators. It outlines the broad scope and forms of training for system control duties and then details the types and functions of real time training simulators, including reference to modeling needs. Other potential uses of such simulators and their impact on simulator design are considered. The paper concludes with a summary of a questionnaire circulated to SC 39 and a preliminary analysis of 29 replies to that questionnaire.

F. Driehorn, E. Handschin, E. König, J. Lemaitre, Th. Reißing, H. Schmidt

"Monatliche Vorausbestimmung des Strombedarfs eines Hüttenwerks mit Hilfe eines Arbeitsplatzrechners", Stahl und Eisen 108 (1988), Heft 10/88, S.483-488

Verträge über die Lieferung elektrischer Energie an Großabnehmer sehen in der Regel die vorherige Anmeldung der in der folgenden Abrechnungsperiode bereitzuhaltenden maximalen Leistung vor. Von diesem angemeldeten Leistungsmaximum hängen einerseits die Stromkosten, andererseits mögliche Betriebsbehinderungen ab. Der Einsatz eines Arbeitsplatzrechners soll die Treffsicherheit der Leistungsprognose verbessern und durch genauere Anmeldung die Gesamtkosten vermindern. Er soll außerdem eine schnellere Überprüfung alternativer Produktionspläne auf ihren Leistungsbedarf hin ermöglichen und die Ermittlung von Ausweichmöglichkeiten bei einer später notwendig werdenden Produktionsänderung unterstützen.

E. Handschin, H. Wohlfarth

"Different Power System Stabilizer Properties under Unified Short- and Mid-Term Aspects", IFAC-Symposium - Power Systems Modelling and Control Applications, Brussels, Sep. 5 - 8, 1988

The worldwide use of power system stabilizers (PSS) for an improved damping of power oscillations has stimulated the development of various concepts concerning transfer function and input signal of PSS. Till now however there does not exist an overview over all practically used PSS systems taking the large bandwidth of network operating conditions into account. In a comparing study the paper highlights the different PSS-based interactions of generator, network, voltage- and turbine control. The combined investigation of short- and mid-term dynamics shows disadvantages of PSS properties with increasing degree of network disturbances. The results of non-linear time domain simulations show e.g. a sometimes detrimental effect of PSS to house load supply of the affected power plants. Considering frequency actuated load shedding concepts and the voltage dependence of loads, special PSS-types may produce long lasting power oscillations in multimachine power systems. The comparison of PSS finally yields a recommendation of the adequate choice of PSS under the mentioned aspects.

E. Handschin, Ch. Dörnemann

"Bus Load Modelling and Forecasting", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 3, May 1988, p. 627-633

The detailed knowledge of the individual bus load in electric distribution systems is important both in view of planning activities and system operation. The actual loading of the available equipment leads to an improved decision basis for the required system expansion. The operation of distribution system requires a rather high number of planned or forced switching operations. In order to prepare them it is necessary to know the hourly load behaviour at the substation level. The individual loads are calculated by using estimation methods to determine the future load behaviour analysing typical measurements

from the past. The mathematical problem is based on a linear model relating load measurements with normalised load curves (state variables) for the individual customer groups. The linear model is given by a prior knowledge of the normalised load curves and the fixed load composition at the substation level. Together with nonlinear models describing external influences such as temperature etc. it is possible to predict the load behaviour in any substation, based on the estimates of the normalised load curves.

6.2 Forschungsberichte

B. Nordieker, W. Hoffmann: "Vergleichende Untersuchung verschiedener Hochsprachencompiler für den IBM PC", EV 8846

W. Hoffmann: "Knowledge Engineering in Expertensystemen für die elektrische Energieversorgung", EV 8847

6.3 Diplomarbeiten

J. Ebert: "Transiente Stabilitätsberechnung zur Berücksichtigung der Spannungsabhängigkeit der Last", EV 8815

Th. Kohlstrung: "Leistungsregelung und Energiespeicherung im Einmaschinenmodell", EV 8839

Th. Niemand: "Einsatz der knotenbezogenen Lastprognose für die Netzleittechnik in Mittelspannungsnetzen", EV 8840

D. Blume: "Entwicklung einer Steuerung für die Erfassung von Störungen in Versorgungsnetzen", EV 8843

6.4 Studienarbeiten

M. Jakobi: "Entwicklung eines Softwarepaketes für den Kurzschlußschutz in Mittelspannungsnetzen des Steinkohlenbergbaus", EV 8807

O. Schröter: "Anfahrkostenminimierung bei der Kraftwerkseinsatzoptimierung mit Hilfe der dynamischen Programmierung", EV 8803

J. Bangert: "Entwicklung von Peripherieankopplungen an den AMS-Bus", EV 8811

Ch. Biermann: "Entwicklung und Prüfung von digitalen Filtern für Schutzanwendungen", EV 8809

Th. Niemand: "Entwicklung von verbraucherspezifischen Lastmodellen", EV 8805

M. Lauterbach: "Parameterestimation aus transienten Meßwerten am Netzmodell", EV 8813

D. Blume: "Entwurf und Realisierung eines Compilers für die Steuerung von Störwerterfassungssystemen", EV 8808

B. Nordieker: "Wissensbasiertes System für die Behandlung von Transformatorausfällen in Umspannstationen", EV 8820

A. Haccius: "Entwicklung einer programmgesteuerten Test- und Prüfeinrichtung", EV 8825

R. Potthoff: "Entwicklung der Schutzsoftware zur selektiven Erdschlußfassung auf einem Mikrorechner", EV 8826

D. Otto: "Kurzfristige Kraftwerkseinsatzoptimierung mit Energieebenenbedingungen mit Hilfe der Lagrangen Relaxation", EV 8817

J. Müller: "Entwurf der Software zur Kommunikation innerhalb eines Leitsystems", EV 8824

H. Speich: "Programmierung eines Algorithmus zur State Estimation in Netzen mit großen Lastschwankungen", EV 8841

U. Schlücking: "Entwicklung eines on-line Prozeßdateninformations- und Steuerungssystems für elektrische Netze", EV 8834

D. Donath: "Untersuchung von Spannungsstabilitätsindizes", EV8827

Ch. Scho: "Analyse von Tagesganglinien zur Berechnung typischer Verbraucherkurven", EV 8829

B. Bahlke: "Optimierung von Einflußmodellen für die knotenbezogene Lastprognose", EV 8828

A. Bürger: "Analyse und Klassifizierung von Störungen in elektrischen Energieversorgungssystemen", EV 8833

H. Prein: "Entwicklung eines Programms zur Simulation der Lastverteileraufgaben", EV 8837

M. Schulz: "Numerische Optimierung der Rechenzeit bei der Simulation im Mittelzeitbereich", EV 8836

M. Seynsche: "Entwurf einer Bedieneroberfläche für einen Leit-rechner im Bergbau", EV 8835

6.5 Programmbeschreibungen

J. Ebert: "Subtransientes und transientes Mehrmaschinensimulationsprogramm", EVP 8801

Ch. Biermann: "Entwicklung und Prüfung von digitalen Filtern für Schutzanwendungen", EVP 8802

M. Lauterbach: "Parameterestimation aus zeitdiskreten Signalen mittels eines Least-Square-Schätzverfahrens", EVP 8803

B. Nordieker: "Wissensbasiertes System für die Behandlung von Transformatorausfällen in Umspannstationen", EVP 8805

Th. Niemand: "Entwicklung von verbraucherspezifischen Lastmodellen", EVP 8806

B. Bahlke: "Optimierung von Einflußmodellen für die knotenbezogene Lastprognose", EVP 8807

Ch. Scho: "Analyse von Tagesganglinien zur Berechnung typischer Verbraucherkurven", EVP 8808

J. Müller: "Entwurf der Software zur Kommunikation innerhalb eines Leitsystems im Bergbaubereich", EVP 8809

M. Seynsche: "Entwurf einer Bedieneroberfläche für einen Leitreechner im Bergbau", EVP 8810

H. Prein: "SIMULA; Simulation von Lastverteileraufgaben", EVP 8811

U. Schlücking: "MEDIT, graphisch interaktive Netzdatenerfassung für eine Prozeßanzeige- und Steuerungssystem", EVP 8812

Th. Niemand: "Berücksichtigung von Verlusten und Temperatureinfluß für die knotenbezogene Lastprognose", EVP 8813

Th. Kohlstrung: "DYSIM; Leistungsregelung und Energiespeicherung im Einmaschinenmodell", EVP 8814

J. Lemaitre: "VERSIM; Insel- und Verbundnetzsimulation mit kohärentem Frequenz-Wirkleistungsmodell", EVP 8815

J. Lemaitre: "SWIMOD; Approximation to the swing modes of the power system", EVP 8816

J. Lemaitre: "STMSP; Insel- und Verbundnetzsimulation im Kurz- und Mittelzeitbereich", EVP 8817

7. Promotionen

Stöber, Peter: "Berücksichtigung der Spannungsabhängigkeit der Lasten in der Kurzzeitdynamik elektrischer Energieübertragungssysteme"

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

Tag der mündlichen Prüfung: 28.09.1988

Der Einfluß der Lasten, der die Stabilitätsgrenze in der Kurzzeitdynamik elektrischer Energieversorgungssysteme maßgeblich bestimmt, wird mit einem nichtlinearen, spannungsabhängigen Lastmodell untersucht. Der Vergleich mit den bisher eingesetzten konstanten, linearen oder quadratischen Lastmodellen ergibt, daß keines dieser Modelle stets ein zuverlässiges Ergebnis liefert.

Trägt man als Maß für die dynamische Stabilität die Polradauslenkung nach einer Störung im kartesischen Koordinatensystem über dem Wirklastparameter auf, gibt es für jeden Blindlastparameter einen Punkt (Scherenpunkt), an dem die Lasten einen optimalen Beitrag zur Stabilisierung des Systems leisten. Die relative Lage dieses Scherenpunktes kann aus der Wirkleistungsbilanz unmittelbar zu Beginn des Ausgleichsvorgangs bestimmt werden. Bewirkt eine Veränderung der Lastparameter auf der linken Seite des Scherenpunktes eine Verbesserung des Stabilitätsverhaltens, so führt die gleiche Parameteränderung auf der rechten Seite des Scherenpunktes zu einer Verschlechterung des Stabilitätsverhaltens.

Zur Reduktion des numerischen Aufwands wird das Mehrmaschinen-system mit stationären Netzgleichungen und vereinfachten Generatormodellen untersucht. Diese Vereinfachungen haben im Gegensatz zu Änderungen der Lastparameter nur geringen Einfluß auf die Simulation der Polradbewegungen. Damit wird ein in der Genauigkeit homogenes Modell des Kurzzeitverhaltens beschrieben, das die Komponenten Generator, Spannungsregelung, Pendeldämpfungsgerät, Lastmodell und Netzgleichungen enthält.