

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



J A H R E S B E R I C H T 1 9 8 7

J A H R E S B E R I C H T 1 9 8 7

Herausgegeben vom

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

Postfach 500 500
D-4600 Dortmund 50
Telefon (0231) 755-2396
Telex 822465 unido

REDAKTION: D. König, P. Stöber

VORWORT

Der vorliegende Jahresbericht gibt eine Übersicht über die im vergangenen Jahr an meinem Lehrstuhl durchgeführten Forschungs- und Entwicklungsarbeiten. Die rasche technische und technologische Innovation erzwingt auch für die an der Hochschule durchgeführten Arbeiten eine Konzentration auf eine genau beschriebene Anzahl von Projekten. Nur so ist es möglich, einen vernünftigen Kompromiß zwischen Neuigkeitsanspruch und technischer Realisierung zu finden. Verstärkt sind deshalb die Arbeiten im vergangenen Jahr in Richtung der Anwendung informationstechnischer Verfahren auf Planung und Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme ausgerichtet worden. Durch die enge Kopplung zwischen den beiden Begriffen Energie und Information entstehen neue schutz- und leittechnische Verfahren. Deren Überführung von der Forschung in die praktische Anwendung war auch im vergangenen Jahr ein wichtiges Ziel. Eine Reihe von Projekten sind erfolgreich zu Ende geführt worden und durchlaufen nun die Testphase, um sich in der Praxis zu bewähren. Von großer Bedeutung sind ebenso die durchgeführten Arbeiten auf dem Gebiet der Grundlagenforschung, um langfristig am wissenschaftlichen Erneuerungsprozeß aktiv teilnehmen zu können.

E. Handschin

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1. PERSONAL	7
2. LEHRBETRIEB	8
2.1 Vorlesungen	8
2.2 Seminar	9
2.3 Praktika	10
3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN	12
3.1 Software-Entwicklung für die Betriebs- führung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme	12
3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energiever- sorgungssystemen	34
3.3 Schutz- und Leittechnik	48
4. VORTRÄGE	66
4.1 Beiträge für das Kolloquium	66
4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern	67
5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN	68
6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE	75
6.1 Veröffentlichungen	75
6.2 Forschungsberichte	78
6.3 Diplomarbeiten	79
6.4 Studienarbeiten	80
6.5 Programmbeschreibungen	81
7. PROMOTIONEN	83

1. PERSONAL

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

Sekretariat: Frau I. Gasthaus

Akademische Gäste: Doz. Dipl.-Ing. D. Dang
Technische Universität für
elektrische Energiesysteme Jilin

Wiss. Mitarbeiter: Dipl.-Ing. E. Arias
Dipl.-Ing. J. Dennersmann
Dipl.-Ing. Ch. Dörnemann
Dipl.-Ing. F. Eickhoff
Dipl.-Ing. W. Ebbinghaus
Dr.-Ing. K. El-Homsi
Dipl.-Ing. W. Hoffmann
Dipl.-Ing. D. König
Dipl.-Ing. B. Krause
Dipl.-Ing. A. Kubbe
Dipl.-Ing. J. Lemaitre
Dipl.-Ing. P. Stöber
Dipl.-Ing. H. Slomski

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

Studentische Hilfskräfte: J. Ebert, M. Heine, M. Jakobi,
Th. Kohlstrung, R. Luttmann,
M. Landmann, U. Schlücking,
H. Speich, K. Wordtmann

2. LEHRBETRIEB

2.1 Vorlesungen

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Elektrische Energietechnik I (WS 1986/87)

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

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

Elektrische Energietechnik II (SS 1987)

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

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

Energieübertragungssysteme I (WS 1986/87)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik und Allgemeine Elektrotechnik im 7. Semester.

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

Energieübertragungssysteme II (SS 1987)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik und Allgemeine Elektrotechnik im 8. Semester.

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

Prof. Dr.-Ing. J. Voß

Elektrizitätswirtschaft und Kraftwerke I (WS 1986/87)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik und Allgemeine Elektrotechnik im 7. Semester.

Inhalt: Einführung in die Prozeßautomatisierung; Entwurf von Abtastregelkreisen; dynamisches Verhalten von Kraftwerken, Entwurf einer digitalen Regelung für ein Dampfkraftwerk.

Elektrizitätswirtschaft und Kraftwerke II (SS 1987)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik und Allgemeine Elektrotechnik im 8. Semester.

Inhalt: Wirtschaftliche Bewertung von Übertragungselementen und Kraftwerken; Planspiel "Elektrizitätswirtschaft".

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

Energieversorgung (WS 1986/87)

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 Energieversorgungssystemes

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) Untersuchung der Oberschwingungen von Thyristorstromrichtern

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.

3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN

Die im Berichtsjahr 1987 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 Strukturierte Parallelisierung von Berechnungsverfahren in der Netzleittechnik

Um Multiprozessorarchitekturen für die Berechnung elektrischer Netze in der Energieversorgung einzusetzen, ist eine geeignete Zerlegung der Algorithmen in parallel behandelbare Teilaufgaben erforderlich. Es versteht sich fast von selbst, daß Kriterien für die Struktur der Aufgabenteilung anwendungsorientiert sein müssen, will man sich nicht in Architekturen modischer Trends begeben.

Ausgangspunkt für die Untersuchungen sind Berechnungsverfahren (z.B. State Estimation, on-line-Lastfluß, Netzsicherheitsrechnung usw.) wie sie in der Netzleittechnik heute üblich sind. Für eine effiziente Behandlung eines der betrachteten Algorithmen durch ein Multiprozessorsystem ist dessen Zerlegung in

möglichst gleichartige, gleichlange Teilaufgaben wünschenswert. Da nahezu alle zu verarbeitenden Daten aus algorithmischer Sicht in irgendeiner Form an die Knoten des elektrischen Netzwerks gebunden sind, bietet sich hier eine Aufteilung nach physikalischen Gesichtspunkten an. Bei dieser Mischform von Verkehrslast- und Funktionsteilung wird jedem Prozessormodul die Berechnung der Daten einzelner oder einer Gruppe von Netzknoten fest zugeordnet. Damit bleiben die Datenquellen für die Prozessoren immer dieselben, während die parallel zu bearbeitenden Teilaufgaben durchaus austauschbar sind.

Modul 1	+ * + * * + * * * + * * +	* *	* *	* *	* *
Modul 2	* *	+ * * + * * * * + * +	* * *	* * *	
Modul 3	* * *	* *	+ * * * + * * * * * + * +	* * *	
Modul 4	* *	**	* *	+ * * * * + * * * + * * +	* *
Modul 5	* *			**	+ * * * + * * + * * + *

Bild 1: Strukturmatrix eines Netzwerkes mit 25 Knoten

Bei dieser Art der Arbeitsteilung innerhalb der einzelnen Algorithmen tritt aufgrund der Abhängigkeit der physikalischen Größen im elektrischen Netz eine Kopplung der Teilaufgaben auf, die eine Synchronisation der parallel arbeitenden Prozessoren zum Zwecke des Datenabgleichs erforderlich macht. Der Koppelgrad bestimmt sich aus der Topologie des zu berechnenden Netzwerkes sowie aus dem Grad der Parallelisierung und läßt sich anhand der Strukturmatrix (Bild 1), die eine Abbildung der Knotenadmittanzmatrix ist, gut charakterisieren. In der Abbildung ist exemplarisch eine Parallelisierung für 5 Prozessormodule vorgenommen, wobei jeder Prozessor die Berechnung für 5 Knoten übernimmt. Die Nebendiagonalmatrizen mit gekennzeichneten Elementen beschreiben darin eine Kopplung zu Nachbarpro-

zessoren und geben damit deren Kommunikationsbedarf an. Diese Prozessoren können auf die erforderlichen Informationen ihrer Nachbarn ungehindert d.h. zeitverzögerungsfrei zugreifen, wenn die Kommunikationsstruktur der Kopplung entspricht (Bild 2).

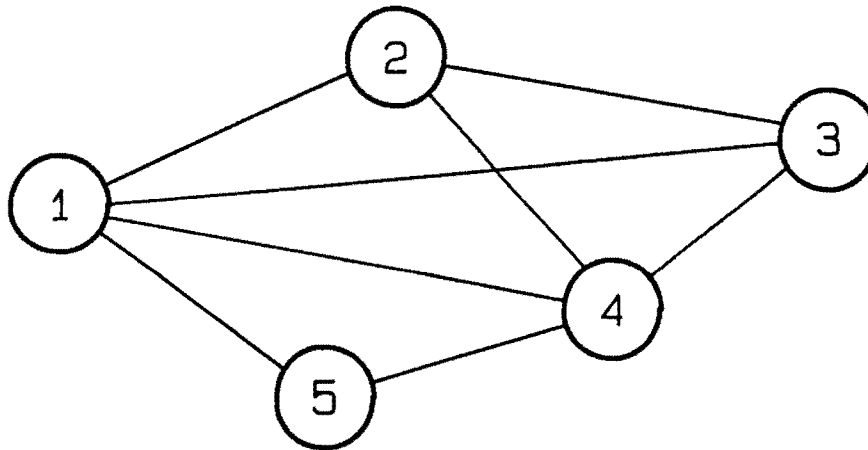


Bild 2: Kommunikationsstruktur der Prozessormodule

Neben dem Kopplungsgrad beschreibt die Strukturmatrix die Länge der Teilaufgaben, die proportional der Zahl der Nebendiagonalelemente in den einzelnen Abschnitten ist. Die sich bei dieser Art der Aufteilung ergebende ungleiche Auslastung der Prozessoren in den Phasen asynchroner Parallelarbeit läßt sich durch das Prinzip der "Nachbarschaftshilfe" mindern. Ein Prozessor, der seine Teilaufgabe gelöst hat, beteiligt sich an der Arbeit eines Nachbarn. Da bei einer gegebenen Aufgabe und Arbeitsteilung sowohl die Auslastung wie auch die Kopplung der Prozessoren bekannt sind, läßt sich der Umfang und die Richtung der Nachbarschaftshilfe eindeutig vorherbestimmen und bereits im Parallelprogramm für den jeweiligen Algorithmus implementieren.

Unter Anwendung der vorangenannten Prinzipien läßt sich bei der parallelen Behandlung der o.g. Algorithmen eine hohe Effizienz erreichen, d.h. daß die Beschleunigung eines parallelisierten Verfahrens gegenüber rein sequentieller Berechnung nahe an die Anzahl der verwendeten Prozessoren heranreicht.

Im Berichtszeitraum wurde begonnen, die bisher rein theoretischen, durch Simulation gewonnenen Ergebnisse durch Erprobung

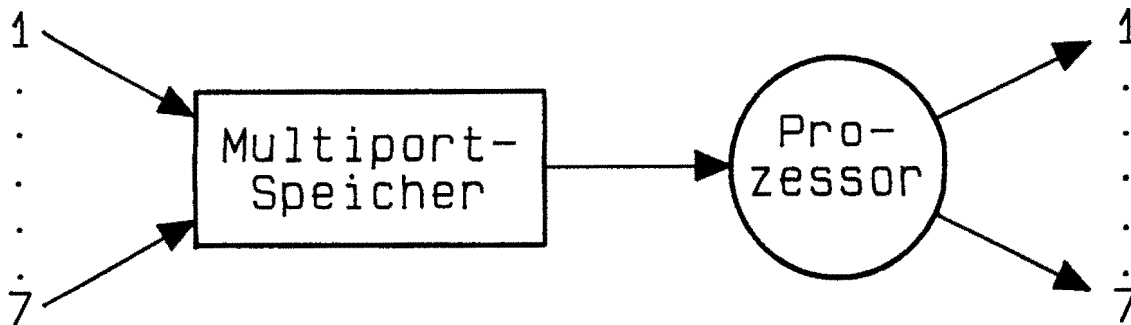


Bild 3: Prozessormodul des Baukastensystems DIRMU

der Algorithmen auf einem Multiprozessorrechner zu validieren. Als besonders geeignet für diese Art der Anwendung erwies sich dabei das modulare Multiprozessorsystem DIRMU, das am Institut für mathematische Maschinen und Datenverarbeitung der Universität Erlangen entwickelt wurde. Es besteht im wesentlichen aus den in Bild 3 dargestellten Elementen. Mit diesen Elementen lassen sich Multiprozessornetzwerke aufbauen, welche an die vorgegeben Anwendungen optimal angepaßt werden können. Eine Energieversorgungsnetztopologie wird direkt auf die Verbindungsstruktur der Modulrechner abgebildet. Derzeit untersucht wird das Lastflußproblem (Newton-Raphson-Algorithmus) sowie ein Verfahren der State Estimation (weighted least squares Verfahren). Mit dem Abschluß dieser Untersuchungen ist im kommenden Berichtsjahr 1988 zu rechnen.

D. König

3.1.2 Entwicklungsumgebung für die Erstellung eines wissensbasierten Systems zur Bewertung von Netzzuständen

Jede Komponentenentwicklung für ein komplexes System erfordert eine leistungsfähige, flexible Entwicklungsumgebung. Sämtliche für die Funktion der zu entwickelnden Systemkomponente wichtigen Informationen und Randbedingungen müssen innerhalb der Entwicklungsumgebung nachgebildet werden. Dies gilt auch und besonders bei der Realisierung wissensbasierter Systeme für die Aufgaben der Netzsicherheitsrechnung, da angesichts der großen

Zahl möglicher Netzzustände die Verifikation des wissensbasierten Systems analytisch nicht gelingt. Die Entwicklungsumgebung muß es ermöglichen, im Rahmen umfangreicher Simulationen die Leistungsfähigkeit des neuen Systems unter Beweis zu stellen. Im Rahmen der Arbeiten an einem wissensbasierten System für die Bewertung von Netzsituationen wurde eine solche Umgebung konzipiert und realisiert.

Den Hintergrund der Entwicklung eines wissensbasierten Systems für die Beurteilung des aktuellen Netzzustands bildet die erhebliche Zusatzbelastung des Prozeß-Leitrechners durch zyklisch ausgeführte Netzsicherheitsrechnungen. So erfordert z.B. die Sicherstellung des (n-1)-Prinzips die Durchführung einer großen Zahl von Simulationsrechnungen, die das Netzverhalten für jeden beliebigen Betriebsmittelausfall bestimmen. Zur Optimierung dieser Funktion werden in der Literatur verschiedene Verfahren vorgeschlagen, die die Ausfallsimulationen, mit Hilfe z.T. aufwendig hergeleiteter Prioritätslisten auf die wahrscheinlich kritischen Betriebsmittel einzuschränken versuchen (Bild 4). Die Problematik der Nutzung von Prioritätslisten

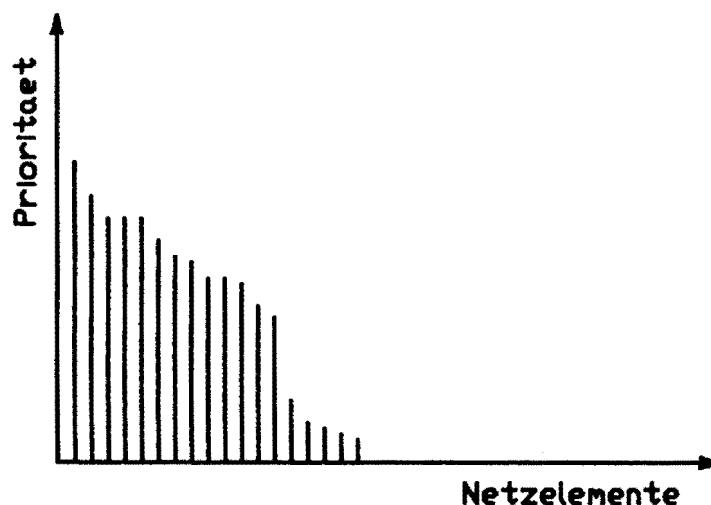


Bild 4: Prioritätsliste der Ausfälle in einem Energieversorgungsnetz

liegt in allen Fällen darin, daß diese sich auf einen konkreten Schaltzustand des betrachteten Netzes beziehen. Somit kann die auf der Basis einer Netzsituation berechnete Prioritätsliste

auch nach einer nur geringen Modifikation der Netzstruktur (z.B. Verlegung der Trennstelle in einem offen betriebenen Ring) ihre Gültigkeit verloren haben. Schwerwiegende Fehleinschätzungen des Einflusses einzelner Betriebsmittel auf das übrige Netz wären die Folge, wenn dies unberücksichtigt bliebe.

Ein wissensbasiertes System soll eingesetzt werden, um die aktuelle Netzsituation zu erfassen und dahingehend zu bewerten, ob sich die letzte Netzzustandsvariation z.B. in der Bestimmung einer neuen Prioritätsliste niederschlagen muß. Darüber hinaus erlaubt ein entsprechendes wissensbasiertes System die Implementierung von heuristischen Regeln zur situationsgebundenen Optimierung des Simulationsaufwands.

Grundlage der Untersuchungen ist zunächst eine einfache Prioritätsliste, wie sie sich als Statistik der Ergebnisse einer großen Zahl von vollständigen, jedes Betriebsmittel betrachtenden Ausfallsimulationen ergibt. Bild 5 gibt eine entsprechende Statistik wieder. Über die Informationen einer Prioritätsliste entsprechend Bild 4 hinaus gibt diese Aufschluß sowohl über die Folgen des Ausfalls jedes Betriebsmittels (lokale oder globale Bedeutung) als auch über die Beeinflussung eines Betriebsmittels durch den Ausfall anderer Systemelemente (Auslegung des Betriebsmittels). Deutlich sind all jene Betriebsmittelausfälle erkennbar, die ohne sicherheitsrelevante Folgen für das übrige Netz ablaufen und auf deren Simulation somit in Zukunft verzichtet werden kann.

Selbstverständlich ist die in Bild 5 dargestellte Statistik von der Netzsituation abhängig. Verschiedene Netzzustände, z.B. in-olge von routinemäßigen Wartungsarbeiten, müssen in der Aufstellung mehrerer dieser Statistiken ihren Niederschlag finden. Die Aufgabe der Steuerung der Ausfallsimulationen, wie sie zukünftig von einem wissensbasierten System gelöst werden soll, ist es, die jeweils anwendbare Prioritätsliste aus der Sammlung der verfügbaren Statistiken auszuwählen und gegebenenfalls durch die Berücksichtigung von Detailinformationen der aktuellen Netzsituation anzupassen und zu optimieren.

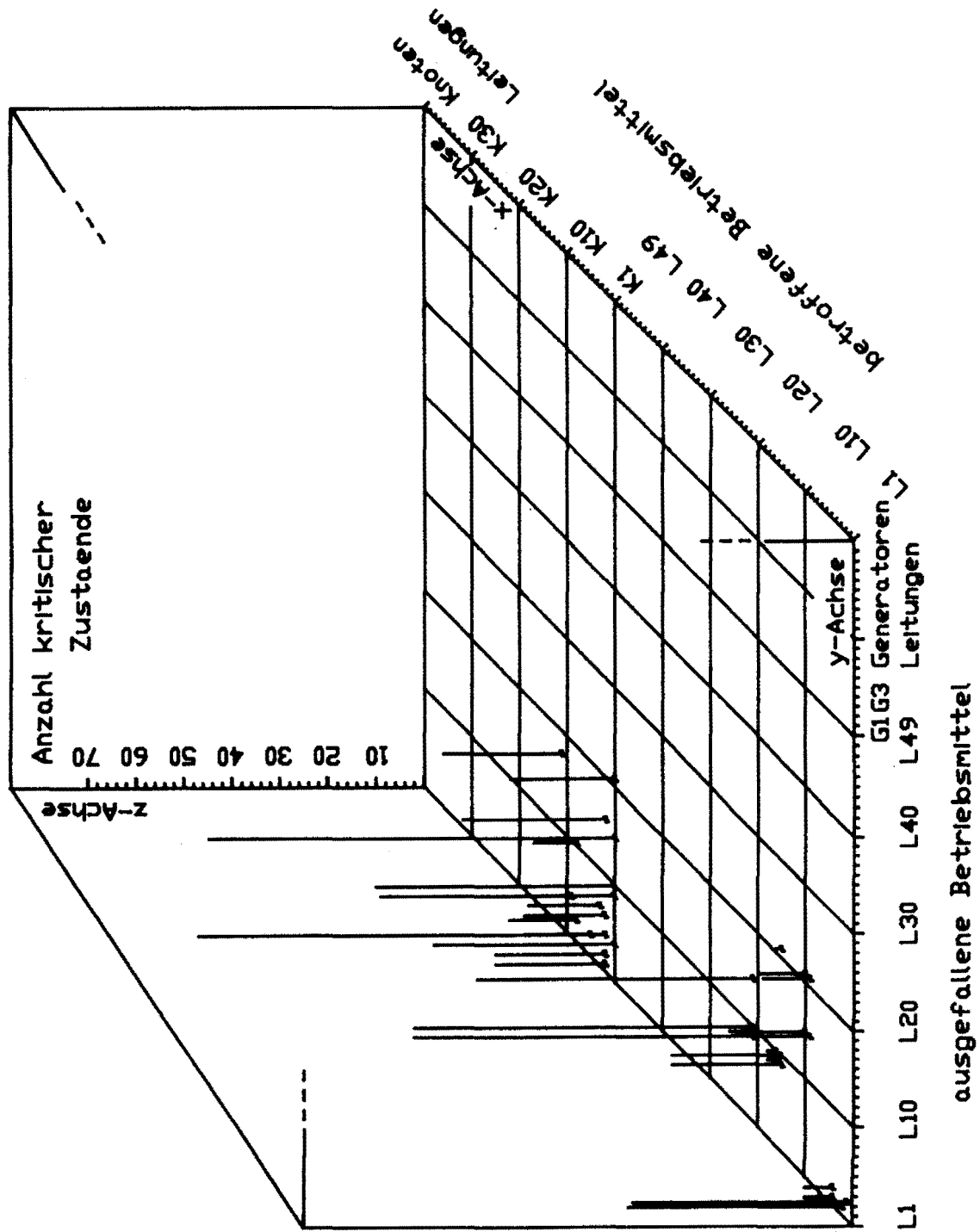


Bild 5: Darstellung der Ergebnisse von Ausfallsimulationen

Wesentlich für die Entscheidung zugunsten der AI-Programmiersprachen ist die Tatsache, daß die Bewertung von Netzsituationen und die Steuerung von Ausfallsimulationen auf der Basis der oben für eine Netzsituation beispielhaft dargestellten Statis-

tik die typischen Merkmale eines Anwendungsgebiets für wissensbasierte Systeme zeigt:

1. Die Bewertung einer Netzsituation ist ein logisch und topologisch bestimmtes Problem. Aufwendige numerische Funktionen sind nicht zu implementieren.
2. Die Regeln zur Steuerung von Ausfallsimulationen sind (noch) nicht vollständig bekannt.
3. Vorschriften, die es erlauben, aus durchgeführten Ausfallsimulationen zusammen mit aktuellen Detailinformationen Steuerungsmechanismen für zukünftige Simulationen abzuleiten, sind mit hoher Wahrscheinlichkeit heuristischer Natur.
4. Die rasche Realisierung von Prototypen der Simulationssteuerung ist wünschenswert.
5. Erfahrungen aus dem Umgang mit der Simulationssteuerung geben wichtige Hinweise auf die Gestaltung des Systems und müssen umgehend einbezogen werden können.

Das Bild 6 gibt die Gesamtstruktur des Entwicklungssystems einer wissensbasierten Steuerung von Ausfallsimulationen wieder. Deutlich sind auf dem Bild die Ausfallsimulation (zielgerichtete Aufbereitung der mathematischen Netzbeschreibung) und die beigeordnete Lastflußberechnung (schneller entkoppelter Lastfluß) incl. der Rückkopplung der Ergebnisse früherer Rechenläufe auf die wissensbasierte Simulationssteuerung zu erkennen. Letztere entscheidet vor der Simulation in jedem Einzelfall auf der Basis der aktuell verfügbaren Netzinformationen und der situationsabhängig aktivierten Prioritätsliste, ob die Simulation des Ausfalls eines Betriebsmittels zu rechnen ist oder nicht.

Die Richtigkeit einer Entscheidung des wissensbasierten Systems für oder gegen die Ausführung einer konkreten Simulation kann jeweils unmittelbar an Hand der Ergebnisse einer vollständigen

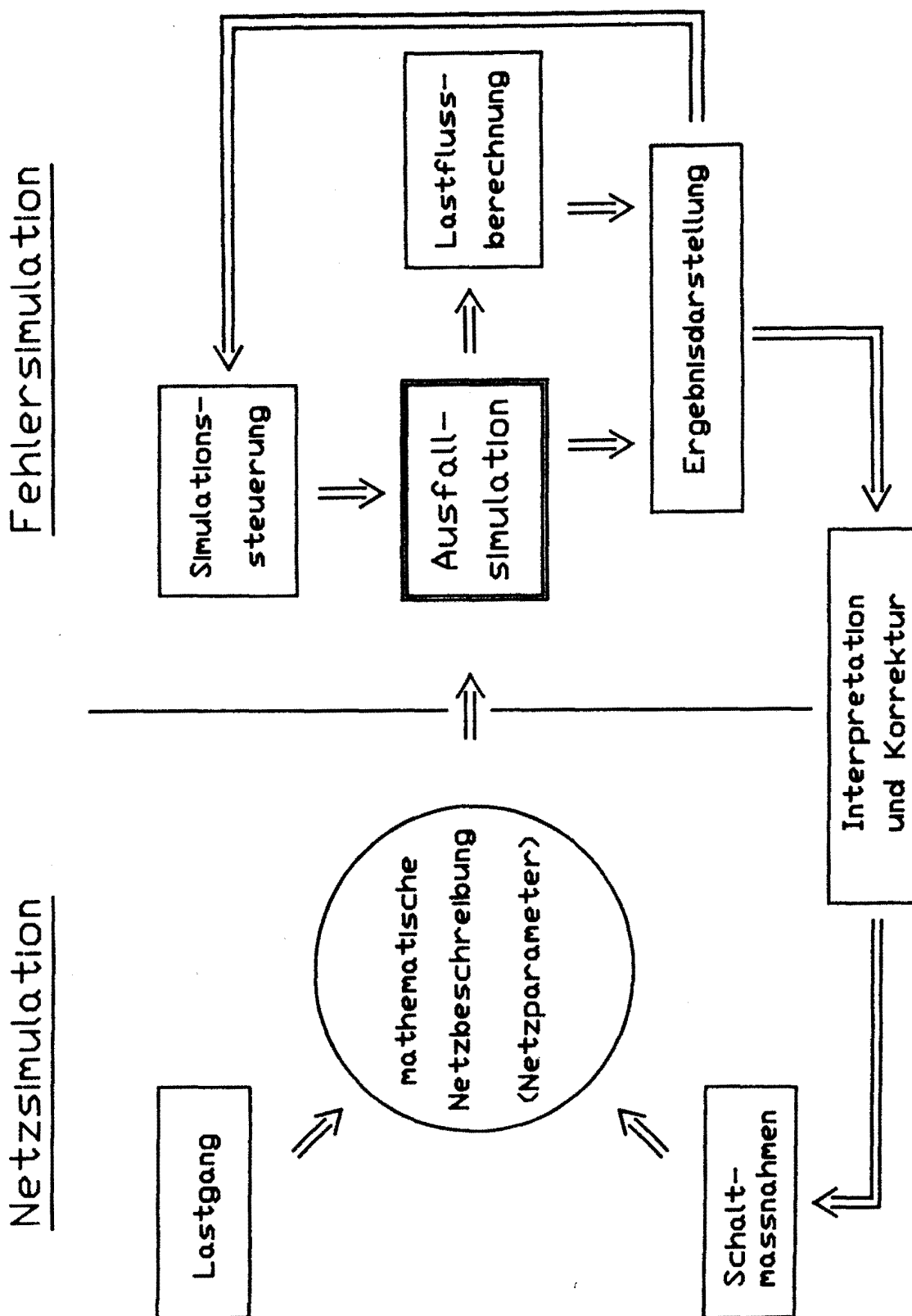


Bild 6: Struktur der Entwicklungsumgebung eines wissensbasierten Systems für die netzzustandsabhängige Steuerung von Ausfallsimulationen

Ausfallsimulation beurteilt werden. Voraussetzung jeder Aussage über die Funktionalität, ggf. auch verschiedener Realisierungen der Simulationssteuerung, in unterschiedlichen Netzsituationen ist jedoch die Ausführung von Tests auf einer ausreichend breiten Datenbasis.

Im on-line Einsatz erhalten die Netzsicherheitsrechnungen ihre Eingangsdaten aus der Zustandsschätzung oder direkt über die SCADA-Funktion. Aber auch bei langfristigen on-line Tests ist auf Grund der Seltenheit kritischer Situationen in dem Energieversorgungsnetz Westeuropas nicht gewährleistet, daß die für den Test notwendige Variationsbreite in den betrachteten Netzsituationen erreicht wird. In dem realisierten Entwicklungssystem tritt eine Netzsimulation an die Stelle des realen Netzes. Durch die Simulation eines realen Netzes auf einer PDP11/40 wurde eine ausreichend breite Datenbasis für die geplanten Untersuchungen verschiedener Steuerungsstrategien für Ausfallsimulationen geschaffen.

In einer ersten Stufe der Anwendung der Netzsimulation wurde mit der Untersuchung des Einflusses veränderlicher Netzstrukturen auf die erstellten Störungsstatistiken begonnen. Dabei ist die Frage zu beantworten, ob und wie viele unterschiedliche Ausfallstatistiken verwaltet werden müssen, um der jeweils aktuellen Netzsituation Rechnung zu tragen. Zur systematischen Untersuchung des Einflusses veränderter Lastsituationen und unterschiedlicher Schaltzustände in einem betrachteten Energieversorgungsnetz auf die Ergebnisse von Ausfallsimulationen bietet die implementierte Netzsimulation das erforderliche Höchstmaß an Flexibilität hinsichtlich der Einstellung der Parameter:

1. Differenzierung unterschiedlicher Lasttypen (Industrie, Haushalt, Nachtspeicherheizung etc.)
2. wahlfreie Mischung der Lasttypen und der Spitzenlast an jedem Knoten

3. Vorgabe des Simulationszeitraums mit automatischer Berücksichtigung der Einflüsse von Jahreszeit, Wochentag und Temperatur
5. Simulation verschiedener Schaltzustände des Netzes durch die zeitgerechte Abarbeitung eines vorgegeben Schaltplans
6. Differenzierungsmöglichkeit hinsichtlich des Kraftwerksverhaltens bei der Ausregelung von Verbrauchsschwankungen
7. Berücksichtigung einer Mindestreserveleistung bei Kraftwerken

Erste Testrechnungen haben die Erwartung bestätigt, daß es nicht erforderlich ist, für jeden denkbaren Schaltzustand oder gar für jede mögliche Belastungssituation des Energieversorgungsnetzes eine neue Statistik als Basis der Prioritätsliste aufzustellen. Vielmehr wurde deutlich, daß es ausreichend ist, sich auf die Betrachtung von Gruppen von Netzzuständen zu beschränken. Berücksichtigt man weiterhin die Tatsache, daß beim Betrieb elektrischer Energieversorgungsnetze aus betriebstechnischen Gründen nicht jede kombinatorisch mögliche Netzstruktur sinnvoll ist, so ergibt sich eine zusätzliche Einschränkung der von einer wissensbasierten Steuerung von Ausfallsimulationen zu verwaltenden Prioritätslisten.

In der zweiten Stufe der Entwicklung wird mittels einer auf einem IBM PC-XT implementierten PROLOG - Version ein wissensbasiertes System zur Beurteilung von Netzsituationen erstellt. Die Wissensbasis früher Prototypen enthält nur wenige jener Regeln, die nötig sind und die aktuelle Netzsituation, wie sie durch die beschriebene Netzsimulation dargestellt wird, zu beurteilen und eindeutig einer der zur Auswahl stehenden Prioritätslisten zuzuordnen. Erfahrungen im Umgang mit dem System zur Simulationssteuerung können auf Grund der besonderen Struktur deklarativer Programme in einfacher Weise evolutionär in die Wissensbasis der Simulationssteuerung einfließen.

Langfristig bietet eine Erweiterung der vorgestellten Entwicklungsumgebung die Möglichkeit, heuristische Lösungen auch für andere Probleme der elektrischen Energieversorgung, wie z.B. das Problem der Optimierung von Meß- bzw. Schutzsystemen oder das Problem der Meldungsverarbeitung mit Methoden der "Artificial Intelligence" zu entwickeln.

W. Hoffmann

EV 8712, EV 8723, EV 8730

3.1.3 Knotenbezogene Lastprognose

Die knotenbezogene Lastprognose dient der Vorhersage der zeitlichen Belastung im Nieder- und Mittelspannungsnetz. Die genaue Kenntnis der Belastung ist im Normalbetrieb nur von untergeordneter Bedeutung, aber zur Anweisung von Arbeitsschaltungen, zur Beeinflussung des Betriebszustandes sowie für Störungen ist eine zuverlässige Prognose der Belastungsverhältnisse wichtig. Die Prognose der elektrischen Last beruht neben der Kenntnis der Lastzusammensetzung an den einzelnen Netzknoten (z.B. Jahresenergieverbrauch) auf der Basis typischer Verbraucherkurven (Normkurven), die das elektrische Verhalten verschiedener Verbrauchergruppen während eines Tages widerspiegeln. Die Berechnung der Normkurven erfolgt mit Hilfe des linearen Bayes-Estimators in einem statischen Modell. Neben einer verfeinerten Berechnung der Normkurven wird durch die Einführung von zeitabhängigen Faktoren für die Einflußmodelle, in denen die verschiedenen Einflüsse (Temperatur etc.) auf die elektrische Last nachgebildet werden, eine genauere Prognose erzielt.

Von besonderer Bedeutung für die Prognoseberechnung ist die Datenbasis. Für eine gesicherte Normkurvenestimation ist eine Fülle von Meßdaten erforderlich. Die große Datenmenge stellt aber hinsichtlich Verarbeitungsgeschwindigkeit und Übersichtlichkeit ein Problem dar. Die eigene Entwicklung eines leistungsfähigen Programmsystems erlaubt eine für die Anwendung in

der elektrischen Energieversorgung notwendige schnelle Datenauswertung. Damit wird die angestrebte Automatisierung des Mittelspannungsnetzes weiter vorangebracht. Aufgrund der Vielzahl der Betriebsmittel im Mittel- und Niederspannungsnetz ist die anfallende Datenmenge sehr groß. Außerdem werden nicht an allen Stationen Messungen benötigt. Daher ist es sinnvoll, an ausgewählten Stationen mit einem portablen System Langzeitmessungen durchzuführen. Aufgezeichnet werden neben den Strömen einzelner Abgänge auch Einflußfaktoren wie Temperatur und Helligkeit.

Die gewählte Methode nach Bayes zur Berechnung der Normkurven hat sich als geeigneter Estimator bewährt. Dabei ist für den maximalen und minimalen Wert der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion des Zufallsvektors \underline{x} ein Schätzwert anzugeben. Bisher wurde für jedes \underline{x} nur ein Wertepaar Maximum-Minimum pro Tag (Werktag-Samstag-Sonntag) angegeben. Die dadurch bedingte Ungenauigkeit in der Schätzung des Zufallsvektors \underline{x} kann verringert werden, wenn für jeden Tageszeitpunkt (Meß- bzw. Prognosewert) ein Wertepaar Maximum-Minimum der Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion angegeben wird. Als Basis für die zeitabhängigen Abschätzungen dienen schon estimierte Normkurven, die aus vorhergehenden Berechnungen zur Verfügung stehen. Diese werden auch als Vergleichskurven benötigt, um bei erneuter Normkurvenbestimmung zu große Abweichungen zu früheren Berechnungen detektieren zu können. In diesem Fall ist zu analysieren, ob es sich bei den Abweichungen um geändertes Verbraucherverhalten oder nicht typische Lastsprünge handelt.

Durch die Auswertung weiterer Datensätze konnten die bisherigen Ergebnisse der Korrelationsrechnungen zwischen Abweichungen des Einflußfaktors und denen der Normkurven im wesentlichen bestätigt werden. Für die Helligkeit ist der früher berechnete kurzfristige Einfluß bis zu einer halben Stunde auf einzelne Verbrauchercurven nicht als allgemeingültig anzusehen. Sowohl in zeitlicher als auch quantitativer Hinsicht ergaben die Auswertungen geographisch weit voneinander entfernter Meßorte keine interpretierbaren Ergebnisse. Bei der Temperatur, dem größeren Einflußfaktor auf die elektrische Last, konnten die Ergebnisse

der früheren Korrelationsrechnung auch mit neuen Meßwerten abgesichert werden. Dies gilt für Haushalte und spezielle Dienstleistungsunternehmen. Für die Verbrauchergruppe der Speicherheizungen ergibt eine Korrelationsrechnung wie für die übrigen Verbrauchergruppen keinen für ein Einflußmodell brauchbaren Zusammenhang in zeitlicher Abhängigkeit. Durch die festgelegten Freigabezeiten ist eine Rechnung, die sich auf den stündlichen Temperatur- und Leistungsmeßwert stützt, unbrauchbar. Wie auch schon in der Literatur beschrieben, gehen die Temperaturen der vorangegangenen zwei Tage in den Einflußfaktor für die Heizung ein. Daher wurde der Einfluß der mittleren Temperatur von drei Tagen auf die benötigte Heizenergie untersucht, der sich als Einflußfaktor im entsprechenden Temperaturmodell niederschlägt.

Aufgrund der Korrelationsuntersuchungen wurden für die vorhandenen Verbrauchergruppen nur zwei unterschiedliche Modelle entwickelt. Auf der Basis der Abweichungen ΔT von der Temperatur an Standardtagen und den zugehörigen Lastabweichungen Δx von den Normkurven wird die Last \hat{x}_j an Nicht-Standardtagen berechnet als

$$\hat{x}_j(t) = \hat{x}_j^0(t) + f_j(t) \quad (1)$$

wobei der Korrekturterm $f_j(t)$ für Haushalte und spezielle Dienstleistungsunternehmen aus der Korrelationsrechnung gegeben ist als

$$f_j(t) = t_j(t) \sum_{k=0}^p R_j(t-k) \Delta T(t-k) \quad (2)$$

Der Wert p hängt von der Kreuzkorrelationsfunktion $R_j(\tau)$ ab. Da sich für die unterschiedlichen Tageszeiten verschiedene Abhängigkeiten nachweisen lassen, werden im ersten Schritt zwei Gewichtungsfaktoren $t_j(t)$ für die Nachtstunden ($t_j(t)=0.8$) resp. für den Tag ($t_j(t)=1.1$) unterschieden.

Für die Gruppe der Speicherheizung wird ein vereinfachtes Modell angenommen, in dem der Korrekturterm $f_j(t)$ berechnet wird

als

$$f_j(t) = \frac{2 \Delta T + 3 \Delta T_V + 1.5 \Delta T_{VV}}{6.5} t_j(t) \quad (3)$$

wobei die Werte ΔT_V und ΔT_{VV} die Abweichungen von den mittleren Temperaturen der beiden Vortage sind. Der Gewichtungsfaktor $t_j(t)$ beschreibt hier die Größe des Einflusses während der Hauptladezeit der Heizungen (nachts: 1) resp. während der kürzeren Nachladezeit am Tage ($t_j(t)=0.5\dots 1$). Er ist abhängig von der benötigten Heizenergie. Als Beispiel wird eine Prognose für einen kalten Winterwerktag in Bild 7 dargestellt. Hier sind auch die unterschiedlichen Anteile der einzelnen Verbrauchergruppen an der Gesamtleistung deutlich zu erkennen.

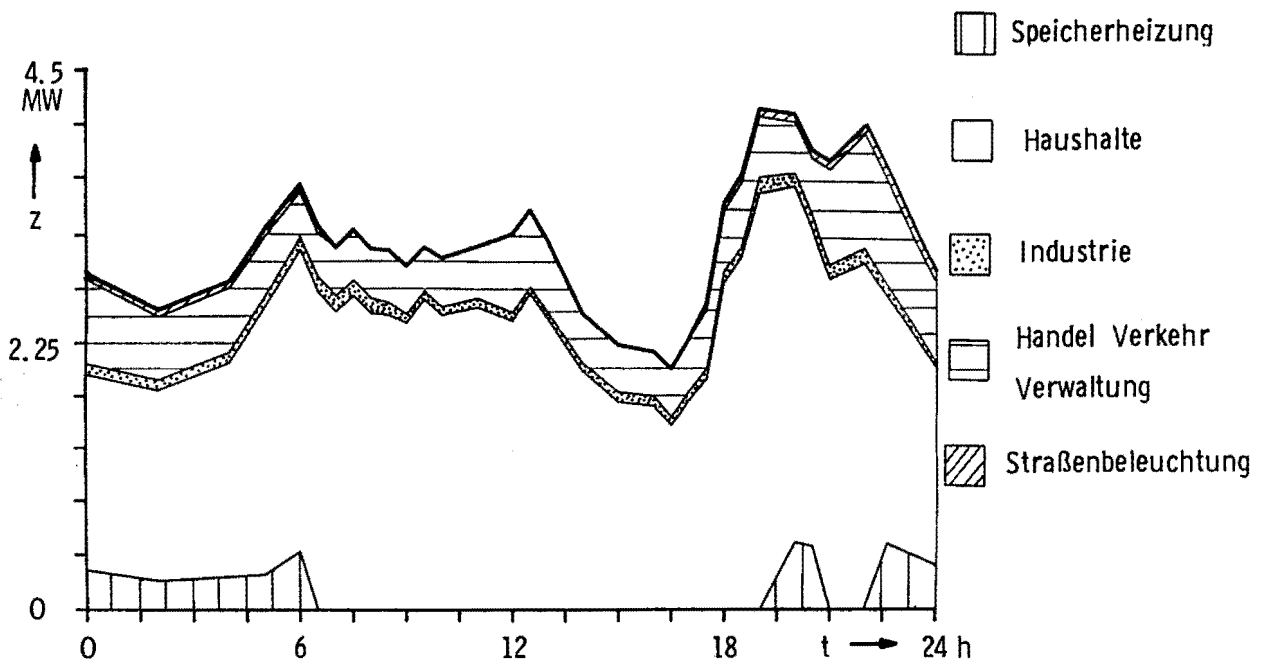


Bild 7: Prognose an einem Winterwerktag ($\Delta T=-8^{\circ}\text{C}$)

Durch die Normkurven ist aber nicht nur eine Prognose der Belastung im Nieder- und Mittelspannungsnetz möglich, sondern auch eine Lastanalyse. Im Hinblick auf die Steuerbarkeit von Lasten (z.B. Speicherheizung) kann anhand eines Schichtbildes der Einzellasten (vgl. Bild 7) ermittelt werden, welchen Anteil an der Knotenlast einzelne Lasten zu beliebigen Zeitpunkten haben. Es wäre denkbar, mit Hilfe eines Expertensystems auf der

Basis der Normkurven einen Überblick darüber zu erhalten, welche Auswirkungen das Zu- und Abschalten bestimmter Verbrauchergruppen mittels Rundsteuerimpulse auf das vorhandene Netz hat, um diese optimieren zu können.

Ch. Dörnemann

Berichte: EV 8757, EV 8758

Diese Untersuchung wird gefördert von der "Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG)" im Rahmen des Schwerpunktprogramms "Neue leit- und schutztechnische Verfahren in der Energieversorgung".

3.1.4 Auswertung von Zeitreihen aus Langzeitmessungen mit dem Programmsystem UNIMAP

Aufgrund der Vielzahl der Betriebsmittel im Mittel- und Niederspannungsnetz ist die anfallende Datenmenge sehr groß. Außerdem werden nicht an allen Stationen Messungen benötigt. Daher ist es sinnvoll, an ausgewählten Stationen mit einem portablen System Langzeitmessungen durchzuführen. Aufgezeichnet werden neben den Strömen einzelner Abgänge auch Einflußfaktoren wie Temperatur und Helligkeit. Mittels eines eigens konstruierten Gerätes können die Daten im 15-Minuten-Zeitraaster (Minimum, Mittelwert, Maximum) auf 16 Kanälen über einen Zeitraum von 2 Monaten auf eine Diskette geschrieben werden. Diese Disketten werden direkt bzw. über ein externes Lesegerät in den Arbeitsplatzrechner (IBM PC XT/AT) oder die Großrechenanlage eingelesen. Die aufgezeichneten Daten können dann mit Hilfe des entwickelten Auswerteprogramms UNIMAP gesichtet und bearbeitet werden.

Die Entscheidung, ein eigenes Programm zu entwickeln, wurde gestützt von einer Studie über die Datenauswertung in Niederspannungsnetzen mit Hilfe kommerzieller Programmpakete. Diese

besitzen zwar den Vorteil realisierter Datenbankkonzepte, aber die Verarbeitung war im speziellen Fall sehr mühsam, da die aufgezeichneten Daten erst für die Verarbeitung aufbereitet werden mußten. Die Bearbeitungszeit wurde dadurch nicht mehr akzeptabel.

Das entwickelte Programmsystem verfügt über folgende Bearbeitungsmöglichkeiten:

- a) Datenvorverarbeitung
- b) Datenbankverwaltung
- c) Meßdatenauswertung
- d) Ausgabeprofil erstellen

Die "Datenvorverarbeitung" ermöglicht neben dem Lesen der Daten von einer Meßdiskette und deren Plausibilitätsprüfung eine Übersicht über die Rohdaten mittels einer einfachen Blockgraphik, da nicht an jedem Arbeitsplatz graphikfähige Bildschirme zur Verfügung stehen. Hier können Meßausfälle und -fehler schnell erkannt werden.

Die "Datenbankverwaltung" ermöglicht eine übersichtliche Speicherung der Daten und enthält wichtige Funktionen der Datenpflege. Weiterhin werden charakteristische Daten des Meßprotokolls (Bezeichnung von Meßort sowie Meßgrößen und deren Zuordnung zu den Kanälen) eingegeben und in entsprechenden Datenbanken für die Zuordnung zu den einzelnen Meßwertreihen bereitgehalten.

Den Kernbereich bildet die "Meßdatenauswertung". Durch eine komfortable Selektion können aus der Menge der Daten beliebige Zeitreihen nach örtlichen, zeitlichen und physikalischen Kriterien schnell ausgewählt werden. Als örtliche Auswahlkriterien kommen z.B. Stationsnamen und Kanalnummern in Frage. Neben der Eingrenzung des Zeitraums (Wochentag, Tag, Monat, Jahr) ist die Spezifikation physikalischer Grenzwerte (z.B. Über- bzw. Unterschreitung vorzugebender Grenzen einer Meßgröße) möglich. Die durch die Selektion ausgewählten Zeitreihen können durch verschiedene arithmetische Verfahren bearbeitet werden. Wesentlich

hierbei ist die Berechnung charakteristischer Netzlastkenngrößen (Belastungsfaktor, Ungleichförmigkeitsgrad etc.). Darüberhinaus besteht die Möglichkeit, die Daten mehrerer Kanäle zeitgleich zu summieren. Dies wird z.B. genutzt für die Berechnung der gesamten Stationslast sowie bei der Summation von Streckenlasten, die zu Ringen zusammengeschlossen sind. Die Bildung mittlerer Tagesganglinien, wie sie zur Berechnung der typischen Verbraucherkurven notwendig ist, erfolgt durch arithmetische Mittelwertbildung zeitgleicher Meßdaten der entsprechend auszuwählenden Tage. Auch Differenzenbildung zweier mittlerer Tagesganglinien ist möglich, im Spezialfall die Berechnung der Differenzkurve zweier Tagesganglinien.

Zu "Ausgabeprofil erstellen" gehören Ausgabemöglichkeiten auf einem Plotter oder Drucker. Über Eingabemasken werden die entsprechenden Parameter zur Ausgabesteuerung an die Ausgabeeinheit weitergegeben, sodaß die auf dem Bildschirm dargestellten Auswertungen auch in schriftlicher Form vorliegen können.

Ch. Dörnemann, D. König

Bericht: EVP 8710

3.1.5 Langfristige Kraftwerkseinsatzoptimierung thermischer Kraftwerke

In den Unternehmen der Elektrizitätsversorgung stellen sich komplexe Fragen zur Kraftwerkseinsatzplanung, Brennstoffdisposition, Wartungsplanung, Vertragsgestaltung mit Stromlieferanten usw., die nur mit einem leistungsfähigen Optimierungsprogramm effektiv gelöst werden können. An so ein Programm werden hohe Forderungen gestellt. Zum einen sind die für die Planungsfragen relevanten Bedingungen möglichst detailliert zu berücksichtigen, andererseits ist eine kurze Berechnungszeit gefordert, um z.B. mehrere Varianten in kurzer Zeit rechnen zu können. Zur Erfüllung dieser Forderungen wurde ein Rechenprogramm entwickelt, das das Optimierungsproblem in zwei Schritten löst.

Im ersten Schritt wird mittels der gemischt ganzzahligen Linearen Programmierung die kostenoptimale Aufteilung der sich aus der Lastprognose ergebenden gesamten Tagesenergie auf die blockspezifischen Tagesenergien berechnet. Hierbei werden die in Bild 8 dargestellten technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen berücksichtigt. Gegenüber einer Energieaufteilung auf Wochen oder Monate bietet die Aufteilung auf Tagesbasis den Vorteil, daß auch signifikante Einflüsse kurzfristiger Nebenbedingungen, wie Mindestzeiten für Stillstand und Betrieb, mit im

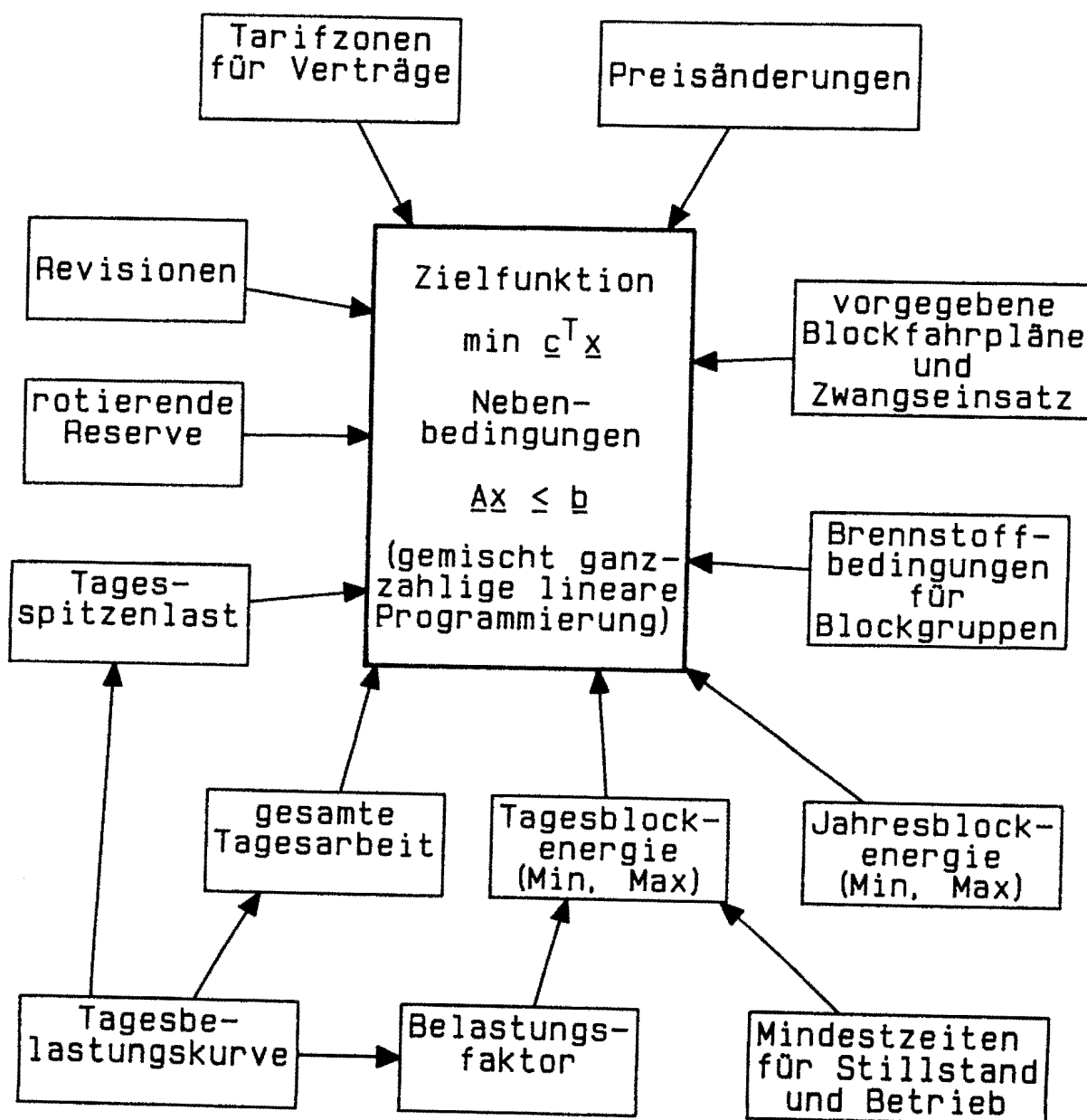


Bild 8: Energieeinsatzoptimierung auf Tagesbasis

... (faded text) ...

... (faded text) ...

... (faded text) ...

... (faded text) ...

... (faded text) ...

Heute werden in zunehmenden Maße auch Kernkraftwerke im Lastfolgebetrieb eingesetzt, wobei die Kernblöcke allerdings besonderen Bedingungen unterworfen sind (Schonprogramme). Das bedeutet, daß für die Optimierungsrechnungen auch maximal zulässige Leistungsänderungsgeschwindigkeiten zu berücksichtigen sind.

Für die Anwendung in der Kurzfristoptimierung werden verschiedene mathematische Optimierungsverfahren daraufhin untersucht, ob eine Berücksichtigung von Energienebenbedingungen und zusätzliche Forderungen wie maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeiten der Kraftwerksblöcke einfach möglich ist. Als in Frage kommende Verfahren sind zu nennen:

- Lineare Optimierung,
- Dynamische Optimierung und
- Lagrange Relaxation.

H. Slomski

EV 8748, EV 8754

3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieübertragungssystemen

3.2.1 Das transiente Verhalten elektrischer Energieübertragungssysteme im Kurzzeitbereich

Für die Simulation des dynamischen Verhaltens elektrischer Energieversorgungssysteme steht heute eine Vielzahl mathematischer Modelle bereit, deren Geltungsbereiche sehr unterschiedlich sind. Ordnet man diese Modelle an einer Zeitachse an, so lassen sich die Modelle in den drei Gruppen Kurzzeit (0...5 sec), Mittelzeit (5 sec...2 min) und Langzeit katalogisieren. Die Beschreibung des Kurzzeitmodells erfolgt sinnvoll entsprechend der physikalischen Aufteilung in: Maschine, Spannungsregler, Power-System-Stabilizer, Übertragungsnetz und Lasten. Die Modellierung der Maschine, des Spannungsreglers und des Power-System-Stabilizers ist in vorangegangenen Jahresberichten ausgeführt, bzw. der Literatur entnommen worden.

Die Modellierung des externen Netzwerks muß sich an dem Generatormodell orientieren. Wird das Übertragungsnetz stationär gerechnet, während im Generator Streureaktanzen und Dämpferkreise berücksichtigt werden, können numerische Instabilitäten auftreten, so daß der Einsatz des Simulators unnötig eingeschränkt ist. Die dynamische Modellierung des Netzes ist deshalb zunächst auf das Einmaschinen-Problem mit Zwischenentnahme eingeschränkt, um den Modellaufwand zu limitieren.

Werden die Netzgleichungen stationär gelöst, genügen für die Lastdarstellung die in Lastflußrechnungen eingesetzten Modelle. Für die dynamische Netzsimulation werden die Lasten häufig als Impedanz dargestellt. Dabei wird sowohl die Spannungsabhängigkeit quadratisch festgelegt, als auch die Blindleistung durch eine Induktivität repräsentiert. Sie wird dadurch eine Zustandsgröße.

Für die Untersuchung beliebiger Spannungsabhängigkeiten sind daher andere Modelle erforderlich. Wird die Frequenzabhängigkeit der Lasten vernachlässigt, so ist für die Lastdarstellung

keine weitere Zustandsgröße erforderlich. Die Lasten können dann durch spannungsabhängige Stromquellen repräsentiert werden, die in den Steuervektor des Zustandsraummodells eingehen. Für die Berechnung der Stromeinspeisung wird die Spannung des vorhergehenden Integrationsschritts eingesetzt. Durch die subtransienten Zeitkonstanten des Generatormodells ist die Integrationsschrittweite so klein zu wählen, daß der Fehler der Spannungsnäherung vernachlässigbar ist. Nach einer Änderung der Systemmatrix, die durch Schaltmaßnahmen oder Störungen bedingt ist, wird die implizite Schleife ohne Zeitschritt durchlaufen, um den linksseitigen Grenzwert zu bestimmen.

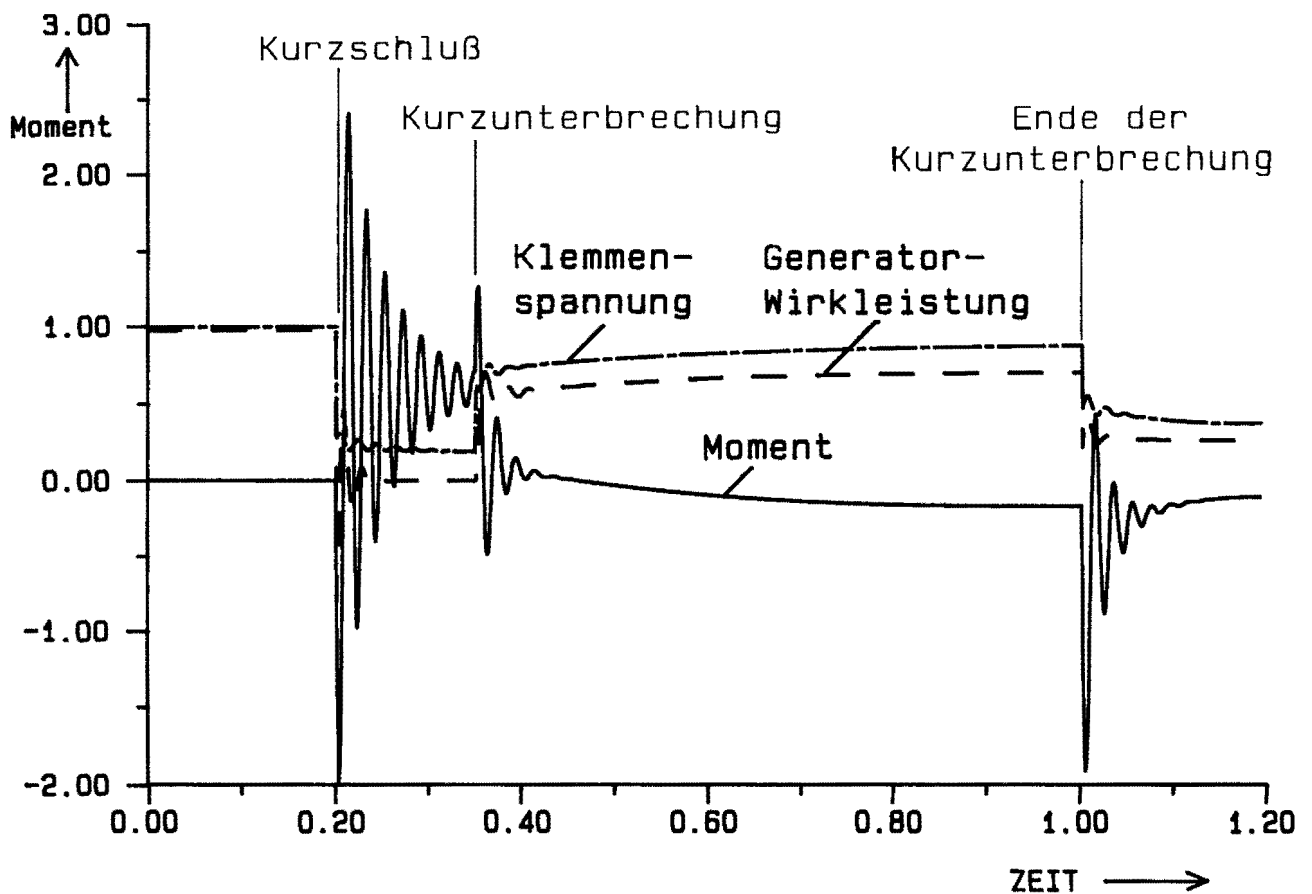


Bild 10: Untersuchung eines Kurzschlusses mit anschließender Kurzunterbrechung

In den ersten Rechnungen wurde das Programm mit einer quadratischen Spannungsabhängigkeit an den Ergebnissen anderer Verfahren validiert. Auch in der Berechnung eines dreiphasigen Kurzschlusses mit anschließender Kurzunterbrechung wurden realistische Werte gerechnet (Bild 10).

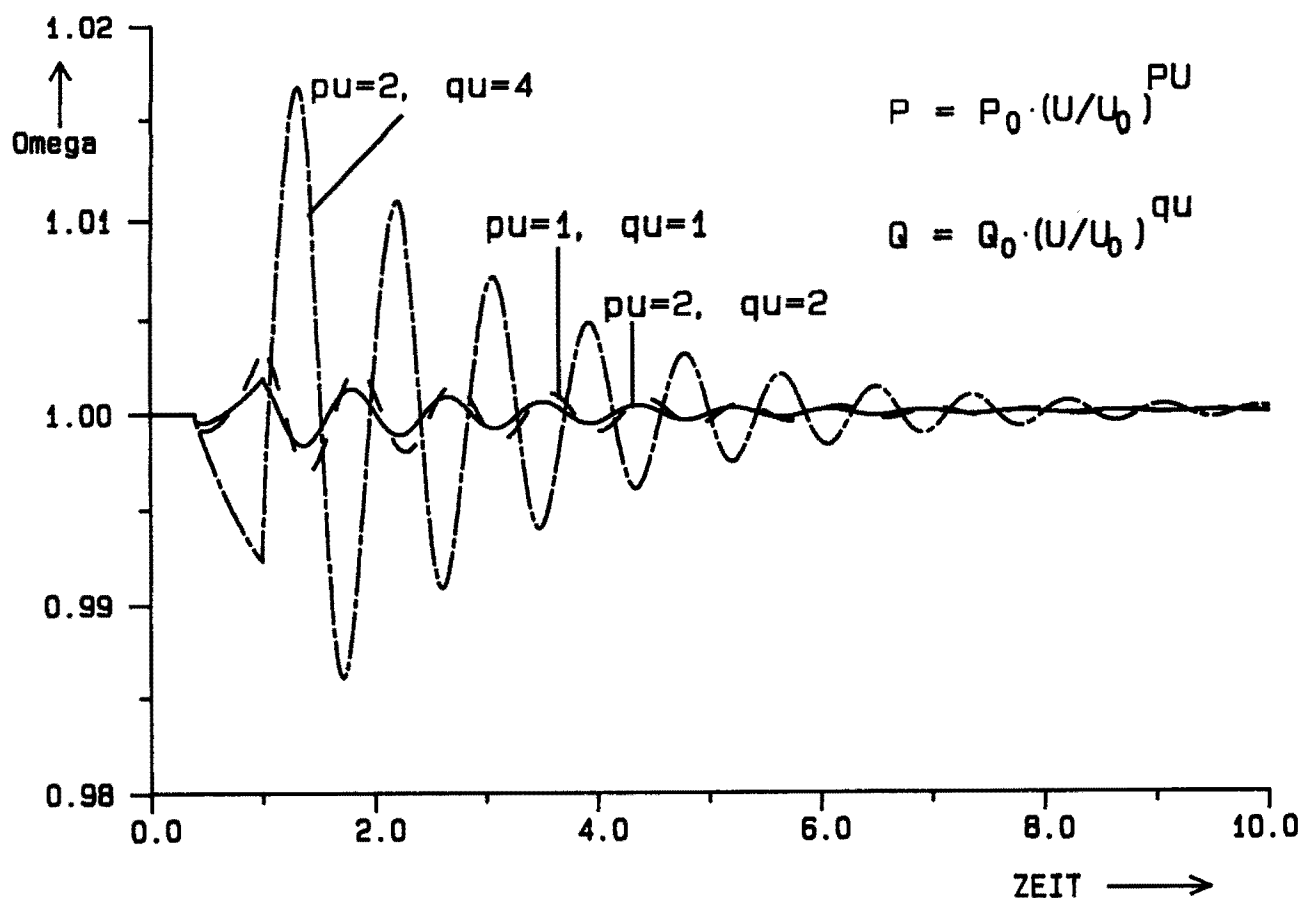


Bild 11: Einfluß der Lastparameter auf das Maschinenverhalten

Eine Veränderung der Spannungsabhängigkeit zeigte, daß in typischen Netzkonfigurationen die Lasten einen wesentlichen Einfluß auf das dynamische Verhalten des Synchrongenerators haben (Bild 11). Den größten nachteiligen Einfluß hatte in den bisherigen Rechnungen die realistische Spannungsabhängigkeit der Blindlast. Hier wurden die Stabilitätsgrenzen deutlich eingeschränkt. Daher scheint es sinnvoll, nach einem Stabilitätsbereich zu suchen, der zwischen zwei Achsen für die Spannungsabhängigkeit der Wirklast, bzw. der Blindlast aufgezeichnet wird. Hier könnten Einbuchtungen oder Inseln der Instabilität auftreten.

In weiteren Untersuchungen wurde die Rückwirkung des starren Netzes auf das dynamische Generatorverhalten untersucht. Wenngleich das übergeordnete Netz wegen seiner hohen Kurzschlußleistung als annähernd starr durch eine Spannungsquelle und eine Kurzschlußimpedanz repräsentiert werden kann, kann sowohl die Amplitude als auch die Frequenz kleinen Schwankungen unterlie-

gen, die zusammen mit der spannungsabhängigen Last den Generator beeinflussen. Die Anregung der Ausgleichsvorgänge kann dabei von den Pendelungen des übergeordneten Netzes und von Störungen in der Nähe des Generators erfolgen.

Zur Parametrierung der Modelle wurde an einem Estimationsverfahren gearbeitet, um aus Messungen während des Betriebs die Übertragungsfunktion der Modelle zu bestimmen. Dabei wird das Bodediagramm der vorgegebenen Struktur nach dem "Least-Square-Verfahren" dem Bodediagramm der Meßwerte angeglichen. Während die Modellparameter des Mittelzeitmodells recht zuverlässig bestimmt werden können, bereiten die Nichtlinearitäten des Kurzzeitmodells noch erhebliche Schwierigkeiten.

Peter Stöber

EV 8714, EV 8734, EV 8736

3.2.2 Allgemeines Simulationsprogramm für Kurz- und Mittelzeitdynamik

Dynamische Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssysteme umfassen ein breites Spektrum von Zeitkonstanten, die durch elektrische, elektromechanische und thermodynamische Vorgänge bestimmt werden. Diese Vorgänge können in drei Kategorien zeitlich unterteilt werden:

1. Kurzzeitdynamik : Vorgänge der Spannungsregelung
2. Mittelzeitdynamik : Vorgänge der Primärregelung, Turbinen und Lasten
3. Langzeitdynamik : Vorgänge der Primärenergieumwandlung und Kesselregelung

Die Abgrenzung dieser Vorgänge ist nicht immer eindeutig, und eine physikalische Trennung ist nicht möglich. Für die Simula-

tion im interessierenden Zeitbereich werden jedoch in Abhängigkeit der Problemuntersuchung die Systemkomponenten modelliert und Vereinfachungen getroffen. Diese Vereinfachungen führen allerdings zu einem beschränkten Einsatz des Simulationskonzeptes. So wurden bisher bei der Simulation im Mittelzeitbereich die transienten Vorgänge, die durch jede Störung angeregt werden, vernachlässigt und von einem kohärenten Frequenzverhalten im simulierten System ausgegangen. Diese Annahme beschränkt den Einsatz der Simulation auf stark vermaschte Netze mit guten Dämpfungseigenschaften. Weiterhin ist die Einhaltung der transienten Stabilität nach Störungseintritt eine Bedingung und Folgestörungen, die durch die transienten Vorgänge hervorgerufen werden, können nicht erkannt werden. Aus diesem Grunde ist es sinnvoll, für die Simulation der dynamischen Vorgänge ein allgemeines Programm einzusetzen, das in der Lage ist, in vertretbaren Rechenzeiten und mit höherer Genauigkeit sowohl die Vorgänge der Kurzzeit- als auch die der Mittelzeitdynamik (ggf. auch Langzeit) zu simulieren. Um die erste Bedingung einhalten zu können, müßte das Programm in der Lage sein, automatisch von einem Kurzzeit- auf einem Mittelzeit-Modus, bzw. umgekehrt umzuschalten.

Mit diesem Ziel wurde ein sehr leistungsfähiges Programmpaket für die allgemeine Simulation im Kurz- und Mittelzeitbereich entwickelt. Die transienten Vorgänge von Generator und Netz werden vollständig modelliert, so daß die bisherige Trennung beider Bereiche und die dadurch bedingten Beschränkungen für den Einsatz der Simulation entfallen. Das Programm gestattet eine allgemeine Anwendung für dynamische Untersuchungen bis zum Minutenbereich und ist in der Lage, nach Abklingen der durch die Störung angeregten transienten Vorgänge, automatisch auf einen Mittelzeit-Modus umzuschalten.

Der Vorteil dieses Überganges (der vom Benutzer beliebig gesteuert werden kann) ist die Anwendung einer größeren Integrationsschrittweite bei der Simulation im Mittelzeitbereich, was die Rechenzeit für lange Simulationsläufe minimal hält. Um einen sanften Übergang vom Kurzzeit-Modus auf den Mittelzeit-

Modus zu erreichen, wurde ein Verfahren eingeführt, womit die einzelnen Polradpendelungen ab einem bestimmten zulässigen Zeitpunkt künstlich gedämpft werden. Unter der "Umschaltung" ist also nicht eine Modellumschaltung zu verstehen, sondern es handelt sich um die Einführung einer numerischen Dämpfung, die es bei Beibehaltung der transienten Modelle erlaubt, die Simulation mit einer größeren Integrationsschrittweite fortzusetzen. Hierzu werden die Bewegungsgleichungen der einzelnen Generatoren um einen zusätzlichen Dämpfungsterm erweitert. Dieser Term ist proportional zu der Frequenzabweichung jeder Maschine bezüglich der mittleren Systemfrequenz. Die zusätzliche Dämpfung zwingt nach der Einschaltung alle Generatoren zu einem kohärenten Verhalten, ohne dadurch das dynamische Systemverhalten im Mittelzeitbereich zu verfälschen.

Während der Simulation wird die Umschaltung automatisch durchgeführt. Die Umschaltlogik basiert auf Berechnung und Vergleich der maximalen Frequenzabweichung gegenüber der mittleren Systemfrequenz. Wird eine vom Benutzer vorgegebene Schranke innerhalb eines definierten Zeitintervalls nicht überschritten, findet die Umschaltung statt und die Integrationsschrittweite wird entsprechend vergrößert. Nach jedem Störungseintritt wird das Programm automatisch im Kurzzeit-Modus neu gestartet.

Das Kriterium für eine optimale Auswahl des zusätzlichen Dämpfungsterms basiert auf einer Eigenwertanalyse des Kurzzeitmodells, wobei die Wurzelortskurve des komplexen Polpaares mit der kleinsten und größten Eigenfrequenz entscheidend sind. Testergebnisse haben gezeigt, daß die zusätzliche Dämpfung notwendig ist, um die numerische Stabilität und die Robustheit des Algorithmus bei größeren Integrationsschrittweiten nicht zu gefährden.

Die Untersuchungen, die mit dem Simulationsprogramm durchgeführt werden können, sind zahlreich. Als besondere Merkmale können die Verbundnetzsimulation und die Modellierung von Spannungsregeltransformatoren erwähnt werden. Die Auswirkungen von Leitungsschaltungen, Kurzschlüssen, Lastschaltungen, Inselbil-

dungen oder Verstellung von Sollwerten und sonstiger Größen können im Kurz- und Mittelzeitbereich berechnet werden. Auch die Untersuchung von Störungssequenzen und Kettenreaktionen ist problemlos möglich. Für die Ergebnisdarstellung kann jede beliebige Kombination von Systemvariablen in Form von Zeitverläufen ausgewählt werden.

In Bild 12 sind die einzelnen Generatorfrequenzen für die Simulation einer Laststörung in einem neunknotigen Netz mit drei Generatoren dargestellt. Die maximale Frequenzabweichung zur mittleren Systemfrequenz ist in Bild 13 dargestellt und der Einfluß des zusätzlichen Dämpfungsterms ist ab $t = 6\text{sec}$ deutlich zu erkennen. Nach Einschaltung des Dämpfungsterms ist das System im Mittelzeit-Modus durch eine kohärente Frequenz gekennzeichnet (Bild 12).

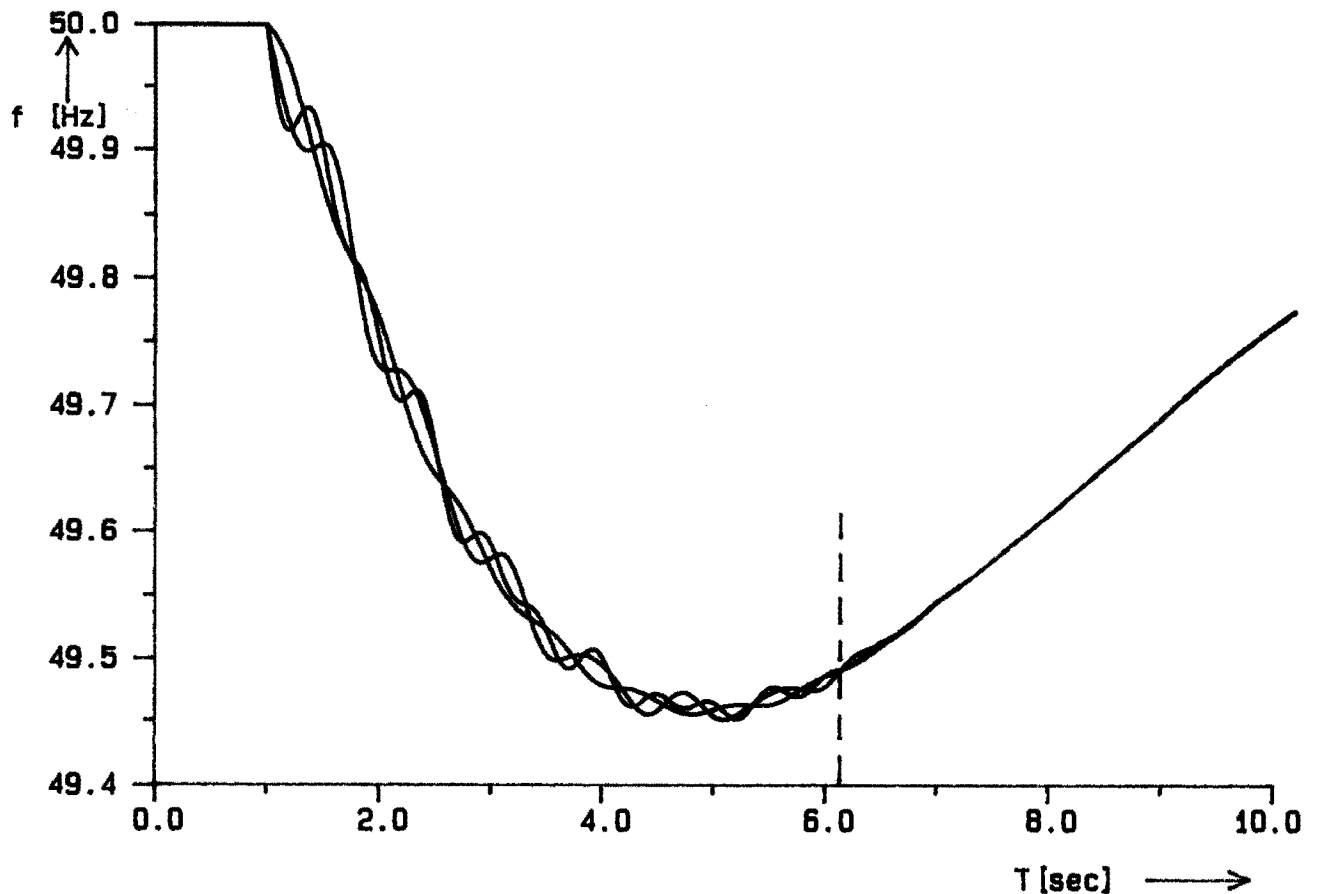


Bild 12: Einzelne Generatorfrequenzen nach Störungsaufschaltung

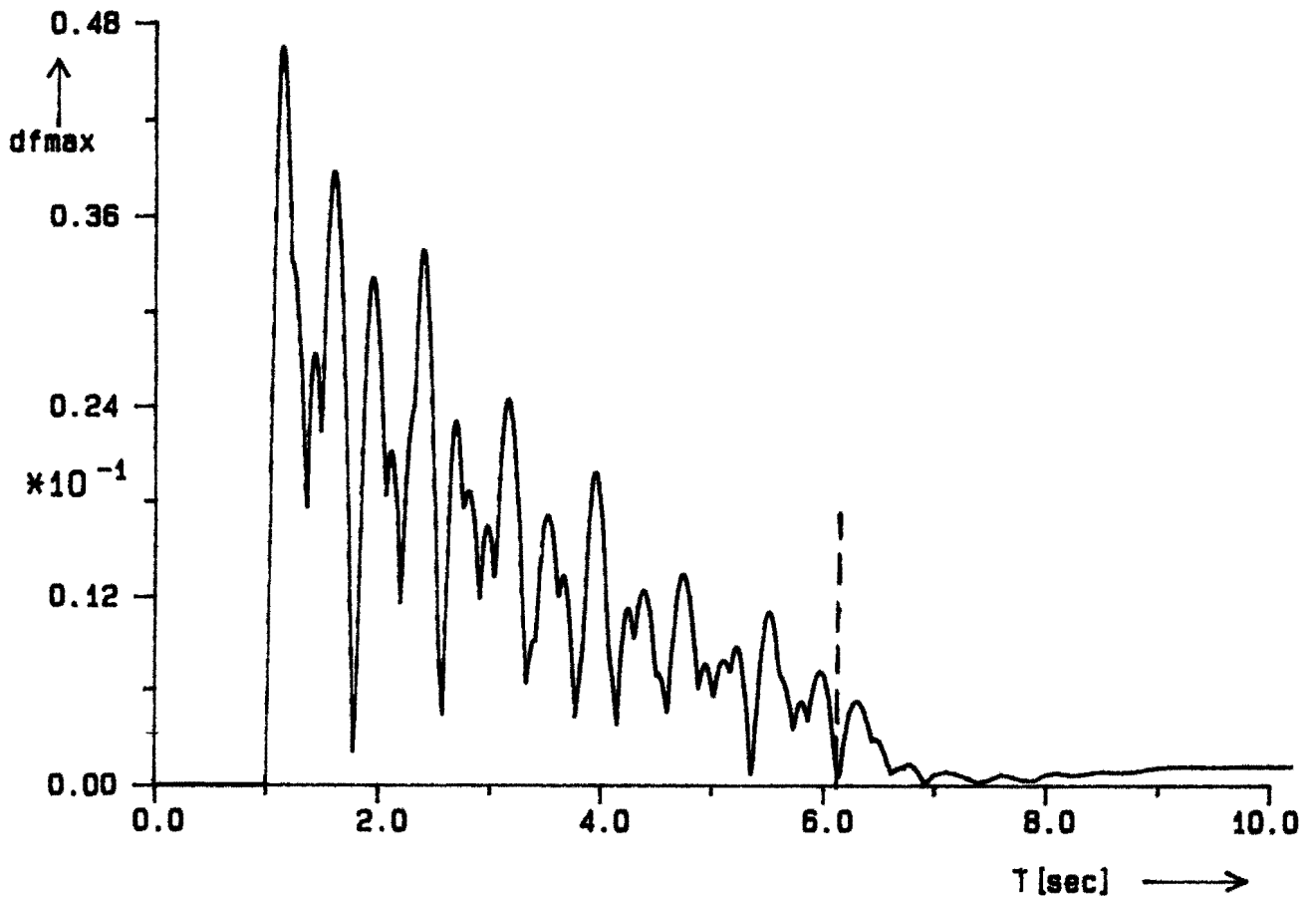


Bild 13: Maximale Abweichung zur mittleren Systemfrequenz

Mehrere Testläufe haben die Leistungsfähigkeit des Simulationskonzeptes bestätigt. Das eingeführte Verfahren für den Übergang von der Kurz- auf die Mittelzeitdynamik zeigt, daß selbst mit großen Netzen eine Echtzeitsimulation zu erreichen ist.

J. Lemaitre

EV 8747

3.2.3 Meßsystem zur Ermittlung des spannungs- und frequenzabhängigen Lastverhaltens

Zur Messung der Lastantwort auf Spannungs- und Frequenzänderungen im Kurzzeitbereich wurde ein mikrorechnergestütztes Meßsystem entwickelt und eingesetzt. Wesentliche Aufgabe des Gerätes ist die Detektion von sich im Sekundenbereich abspielenden Änderungen von Spannungsamplitude und Frequenz und die Aufzeichnung der Signalverläufe zusammen mit denen von Wirk- und Blindleistung. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf der Spannungsabhängigkeit der Lasten, da die Arbeit auf dem Sektor Identifikation von Lastmodellparametern in Zusammenhang mit der Untersuchung von kritischen Spannungszuständen in Netzen steht. Man benötigt zuverlässige Lastmodelle, um einen drohenden Spannungskollaps identifizieren zu können. Vor diesem Hintergrund wurde das Meßgerät entwickelt.

Auf Diskette gespeicherte Signalverläufe eignen sich zur Identifikation der Spannungs- und Frequenzsensitivität der Lasten. Eine Identifikation ist nur sinnvoll, wenn die Störamplitude gegenüber dem durch das Verbraucherverhalten verursachte Lastrauschen groß ist. Die Auslösecharakteristik des Geräts muß entsprechend eingestellt werden. Mit einer Minimalzahl aufgezeichneter Daten ist im Anschluß eine Identifikation zu bewerkstelligen. Die wesentlichen Eigenschaften des Meßsystems sind

- Detektion von Spannungs- und Frequenzänderungen,
- Aufzeichnung der zugehörigen Verläufe von Wirk- und Blindleistung zusammen mit den Spannungs- und Stromeffektivwerten und der Frequenz,
- Diskettenaufzeichnung mit signalabhängiger Aufzeichnungsdauer und
- programmierbare Auslösecharakteristik.

Bei dem realisierten Meßkonzept werden zur Ermittlung der Leistungen die sinusoidalen Spannungen und Ströme digital integriert und je zwei um $T/4$ verschobene Integralwerte zur Berechnung von Wirk- und Blindleistung herangezogen. Das geschieht durch VCO-Bausteine, deren spannungsproportionale Aus-

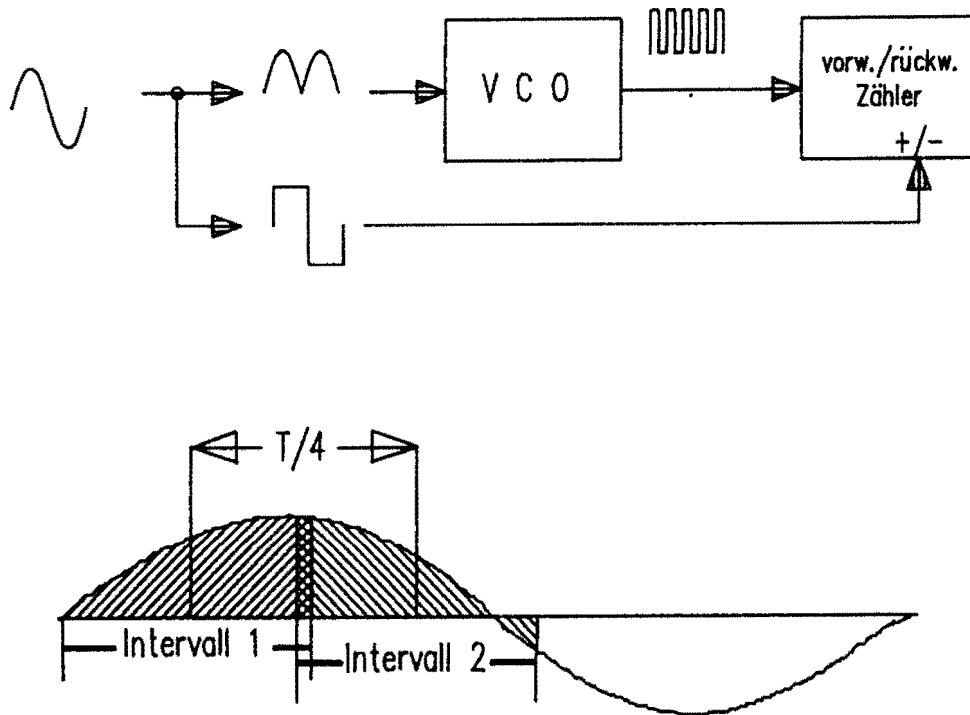


Bild 14: Leistungs- und Effektivwertbestimmung durch digitale Integration

gangsfrequenz durch Zähler aufsummiert wird. Durch digitale Integration erzielt man eine Datenreduktion auf einen Datensatz (U_{eff}, I_{eff}, P, Q) pro Periode. Dieses Meßprinzip ist in Bild 14 illustriert. Mit einer programmierbaren Integrationsdauer ist das Dämpfungsverhalten bezüglich der Oberschwingungen zu beeinflussen. Für den skizzierten Zweck des Meßgeräts sind nur die Grundwellenanteile von Interesse.

Die zeitliche Steuerung der Meßeinrichtung erfolgt durch eine PLL-Schaltung, die gleichzeitig eine Präzisionsfrequenzmessung realisiert (Bild 15). Diese ist im Hinblick auf eine Identifikation der Frequenzempfindlichkeit der Lasten notwendig. Die PLL-gestützte Synchronisation der Meßeinrichtung mit dem Spannungssignal garantiert eine richtige Bestimmung der Leistungen aus den Eingangsgrößen Spannung und Strom in einem weiten Frequenzbereich. Die Integrationsintervalle und der $T/4$ -Versatz sind der tatsächlichen Frequenz angepaßt. Die in Bild 15 ange deuteten Timingsignale sind Vielfache der Eingangsfrequenz und veranlassen einen Timerbaustein (CTC) zu Interruptanforderungen. Der Rechner ist dann damit befaßt, die von diesen als

Zählerstände bereitgestellten Daten in einem Ringspeicher abzu-
legen, Triggerkriterien auszuwerten und gegebenenfalls eine
Diskettenaufzeichnung zu veranlassen. Digitale Integration,
PLL-Timing und Hardwareaufbau sind in den Bildern 14 bis 16
skizziert.

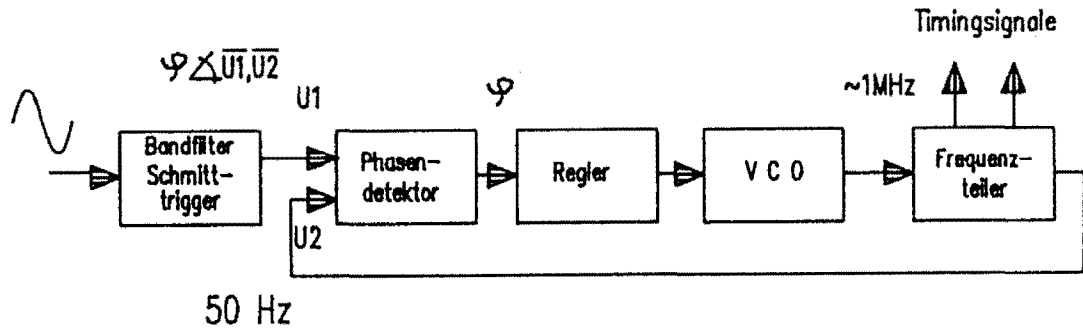


Bild 15: Frequenzmessung und Timing durch PLL

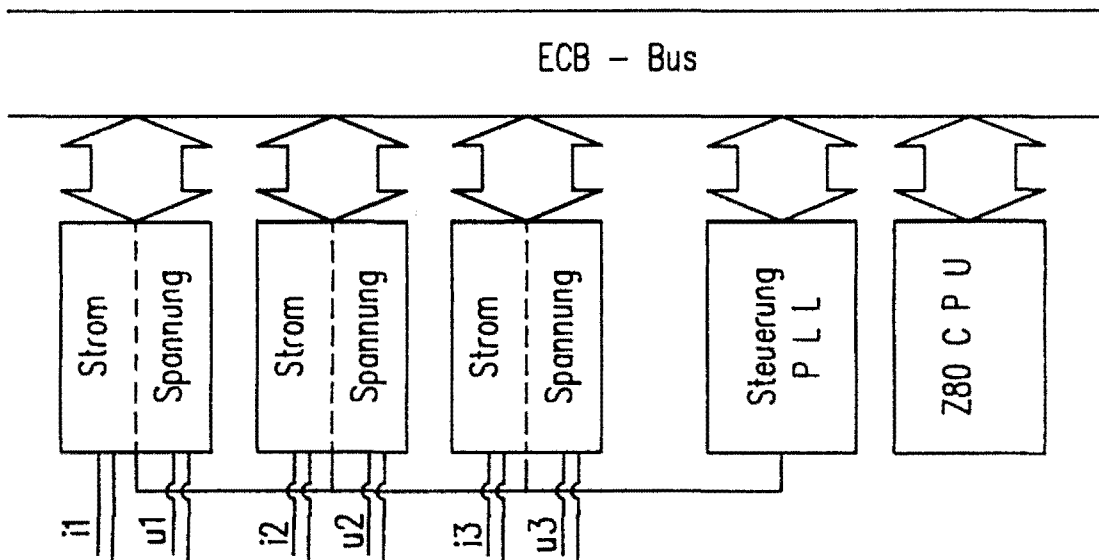


Bild 16: Hardwarestruktur der Meßeinrichtung

Zur Störungsdetektion können im einfachsten Fall zeitlich ver-
setzte Spannungs- und Frequenzwerte verglichen und die gefil-
terten Differenzwerte (z.B.durch Mittelwertfilter) auf Über-
schreitung von Triggerschwellen überprüft werden. Diese Trig-
gersoftware ist im Hinblick auf die Schwellen und die zeitliche

Differenz der Vergleichswerte einstellbar. Abhängig vom Einsatzort und der Größe des untersuchten Netzbezirks sind Triggerkriterien einzusetzen, die auch zur Unterscheidung von auf den Verbraucher extern einwirkenden oder von diesem durch Leistungsänderung selbst verursachten Spannungsänderungen geeignet sind. Die Aufzeichnungsdauer ist innerhalb einer vorgegebenen Minimal- und Maximalzeit variabel. Aufgezeichnet wird im wesentlichen nur die Änderung. Der dem Änderungssignal in der Regel folgende quasistationäre Zustand ist dagegen bei einer Empfindlichkeitsuntersuchung nicht von Interesse.

In Abhängigkeit von der Kanalzahl ist der Rechner zur Bearbeitung der Interruptroutinen nur zu etwa 30 % ausgelastet. Deshalb bleibt ausreichend Zeit, weitere Funktionen auszuführen. Eine Berechnung und Aufzeichnung gemittelter Tagesbelastungskurven ist sinnvoll, da die Lastempfindlichkeit als Funktion der Lastkomposition auch ihren Ausdruck in der Tagesbelastungskurve findet. Die Diskettenaufzeichnung gestattet die Weiterverarbeitung auf größeren Rechnern zu Auswertungszwecken (z.B. Parameterestimation für Kurzzeitlastmodelle, statistische Funktionen, graphische Darstellung usw.). Daneben steht auch für eine Bildschirmversion des Meßrechners eine Datenverwaltungssoftware zur Verfügung.

Das Gerät wurde zur Messung der Sensitivität von Lasten auf Spannungs- und Frequenzänderungen konzipiert und deshalb an Stellen eingesetzt, wo unterlagerte Spannungsebenen zusammen mit den angeschlossenen Verbrauchern als geschlossenes Lastmodell beschrieben werden können. Der Einsatz des Meßsystems ist jedoch nicht auf die Lastmodellparameteridentifikation beschränkt. Im Berichtszeitraum wurden mehrmonatige Messungen zur Detektion von Frequenzschwankungen, wie sie typischerweise nach Blockausfällen auftreten, durchgeführt. Diese Untersuchungen dienten in erster Linie dem Vergleich verschiedener Frequenzmeßverfahren und Ausführungen.

A. Kubbe

EV 8702, EV 8703, EV 8720, EV 8753, EV 8755

3.2.4 Zusammenfassende Beschreibung des dynamischen Verhaltens elektrischer Energieübertragungssysteme

In dieser Arbeit soll eine Übersicht der für die Betrachtung dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen wichtigen Zusammenhänge und Modellkomponenten bieten. Hierbei soll das Hauptaugenmerk auf der Simulation solcher Vorgänge mit Hilfe von leistungsfähigen Digitalrechnern liegen.

Zuerst wird ein vollständiges dynamisches Modell des Synchrongenerators vorgestellt. Hierbei wird besonderer Wert auf eine lückenlose Herleitung mit möglichst wenigen Vereinfachungen in diesem Stadium gelegt. Das Modell der Synchronmaschine beruht auf den üblichen Park'schen Spannungsgleichungen erweitert um die schon in den ersten Sekunden wirksame Erregungsregelung. Im Anschluß an die allgemeine Beschreibung werden Sonderfälle und Vereinfachungen diskutiert und ein Kriterium zur Überprüfung der transienten Stabilität angeführt.

Die dem Mittelzeitbereich zugeordneten Vorgänge werden ausführlich behandelt. Zentraler Punkt in diesem Dynamikbereich ist die Turbinenregelung, deren Wirkungsweise und mathematische Beschreibung dargestellt wird. Neben der Abgrenzung zur Kurzzeitdynamik ist in diesem Zusammenhang auch die Verbundnetzmodellierung interessant.

Die Langzeitdynamik beschäftigt sich mit den Vorgängen der Sekundärregelung. Dieser Zeitbereich ist recht groß und aus der Sicht der Netzdynamik von geringem Interesse. Dementsprechend ist die Beschreibung dieses Zeitbereiches auf die Darstellung grundsätzlicher Eigenschaften beschränkt. Da die Vorgänge in dieser Zeit zur Wiederherstellung der Nennfrequenz und damit erst zu einem Quasistationären Zustand zurückführen, sollen sie der Vollständigkeit halber in eine Gesamtbetrachtung einbezogen werden.

Abschließend sind noch zwei aktuelle Problemstellungen anzusprechen, die im Zusammenhang mit der in dieser Arbeit dargestellten Thematik der dynamischen Netzvorgänge stehen. Im

ersten Fall handelt es sich um die Möglichkeit, mit den entwickelten Modellkomponenten Echtzeitsimulationsrechnungen parallel zum Netzbetrieb laufen zu lassen, um der Betriebsführung jederzeit eine Kontrollmöglichkeit des momentanen Systemzustandes und damit eine wertvolle Entscheidungshilfe in kritischen Situationen zu bieten. Ein weiteres Problem besteht in der Identifikation der Modellparameter, die oft nicht aus der physikalischen Anordnung zu bestimmen sind, sondern durch Messungen ermittelt werden müssen.

Jürgen Dennersmann

EV 8735

3.3 Schutz- und Leittechnik

3.3.1 Störungserkennung und -aufzeichnung in elektrischen Energieversorgungsnetzen

Für die Störungsaufzeichnung und -auswertung in elektrischen Energieversorgungsnetzen ist die zeitgerechte Aufzeichnung analoger Größen wie Strom, Spannung, Frequenz usw. sowie der aktuellen Netzkonfiguration inklusive der Schutzeinrichtungen an den entsprechenden Einbauorten erforderlich. Entscheidend für die zuverlässige Störungserkennung und -aufzeichnung sind die verwendeten Startkriterien. Zur Steuerung der Aufzeichnung werden heute vorwiegend analog arbeitende Startselektoren eingesetzt die hardwaremäßig realisiert sind. Nachteile dieser Lösung sind die geringe Flexibilität in Bezug auf:

- a) Parametrierung bei Änderung der Netzkonfiguration.
- b) Benutzung mehrerer Triggerkriterien zur Störungserkennung.
- c) Die Verknüpfung analoger und binärer Eingangsgrößen.

Wie Bild 17 zeigt, sind zur Störungserkennung unterschiedliche Kriterien maßgebend. Zur Bestimmung des Triggersignals sind sowohl analoge als auch digitale Informationen zu verarbeiten. Zur Störungsanalyse der analogen Eingangssignale ist eine Unterscheidung in Störungen größer bzw. kleiner der Netzfrequenz für die Auslegung der Startkriterien sinnvoll. Die binären Eingangssignale lassen sich ebenfalls in zwei Gruppen unterteilen; Erkennung unzulässiger Schaltzustände im Netz und Aufzeichnung beim Ansprechen von Schutzeinrichtungen.

Die analogen Triggerkriterien zur Erfassung von Störungen lassen sich mathematisch nachbilden und somit softwaremäßig realisieren. Eine softwaremäßige Implementierung der Triggerseinheiten ist wegen der geforderten Abtastfrequenz von 1kHz bis 3kHz und der erforderlichen Kanalzahl von 12 bis 30 für die systemtechnische Störungsanalyse mit herkömmlichen 16 Bit Mikroprozessoren nicht möglich. Die erforderliche on-line Analyse und Synthese von Signalen für die Berechnung der Triggerkriterien wird erst durch den Einsatz leistungsfähiger Signalprozessoren

möglich. Auf der Basis des Signalprozessors TMS 32010 wurden mehrere Triggerkriterien auf ihre Durchführbarkeit überprüft. Es hat sich gezeigt, daß unterschiedliche Triggerkriterien parallel für die analogen Eingangskanäle angewendet werden können.

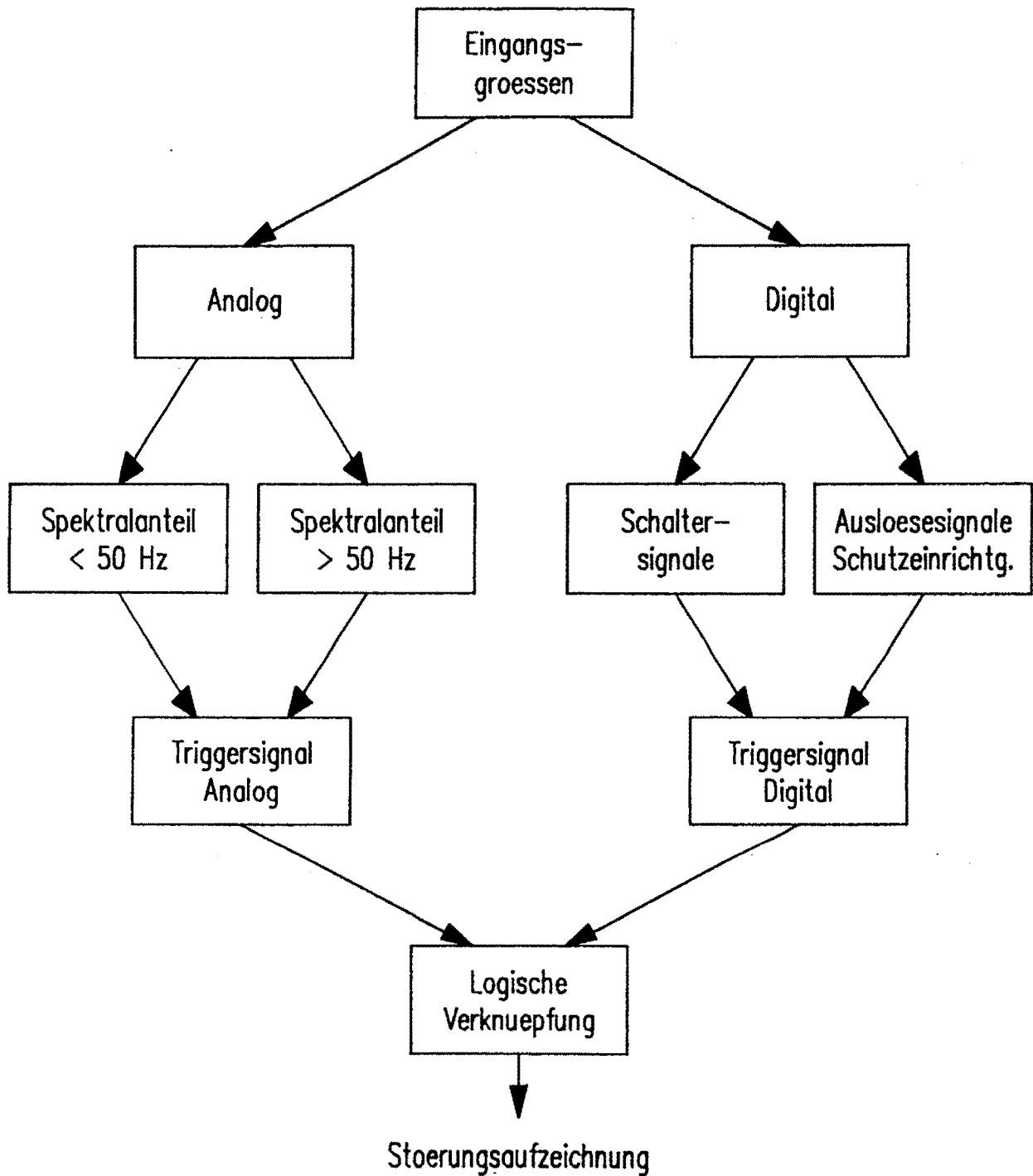


Bild 17: Prinzip der Störungserkennung

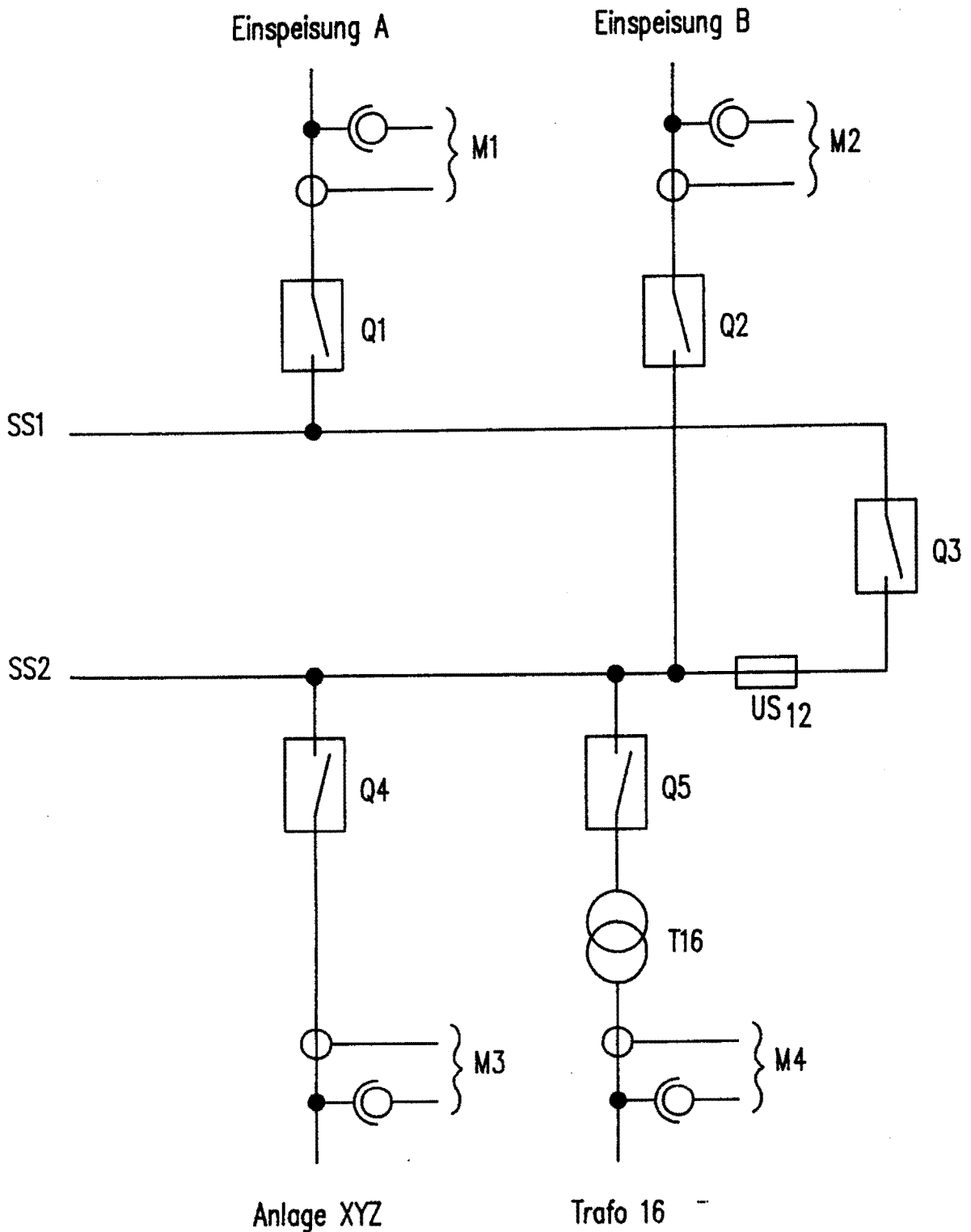


Bild 18: Beispielnetz für die Einbauortbeschreibung

Die berechneten Triggerinformationen der Strom-, bzw. Spannungseingänge können jedoch nur in Verbindung mit den Netzzustandsinformationen, z.B. Schalterstellungen als Entscheidungskriterium über eine Aufzeichnung entscheiden. Hierzu ist

eine Beschreibung der Einbauorte erforderlich. Veränderungen der Netzkonfiguration müssen in der Beschreibung der Einbauorte nachgeführt werden. Dies ist in gewissen Grenzen durch die Schalterinformationen automatisch möglich, bei umfangreichen Änderungen ist eine neue Einbauortbeschreibung erforderlich. In Bild 18 ist ein Beispielnetz dargestellt, wobei wegen der Übersichtlichkeit nicht alle Betriebsmittel (Trenner, Erdungsschalter etc.) dargestellt sind.

Der Aufstellung von Aufzeichnungsbedingungen kommt eine besondere Bedeutung zu, da aus der Menge aller Aufzeichnungsbedingungen die Teilmenge der sinnvollen Bedingungen ermittelt werden muß. Im Folgenden ist ein mögliches Eingabeformat für das in Bild 18 dargestellte Beispielnetz aufgeführt.

a) Schalterüberwachung

Für die Leistungsschalter Q1 bis Q4 ist zu überprüfen ob die Leistungsschalter ohne einen Schaltbefehl öffnen. Die dazugehörige Bedingungen lauten:

Aufzeichnen wenn: $Q_n_SOLL = \text{geschlossen}$ und $Q_n_IST = \text{öffnet}$

Programmsyntax: $A := Q1_S = \text{EIN}$ U: $Q1_I = \text{EIN/AUS}$ (für Q1)

b) Eingänge von Schutzeinrichtungen

Beim Ansprechen von Schutzeinrichtungen ist eine Aufzeichnung des Störungsverlaufes gewünscht. Die Bedingung lautet dann:

Aufzeichnen wenn: Der Unterspannungsschutz auslöst und Q2 geschlossen bzw. Q1 und Q3 geschlossen ist

Programmsyntax:

$A := \text{US12}$ U: $(Q2_I = \text{EIN}$ O: $(Q1_I = \text{EIN}$ U: $Q3_I = \text{EIN}))$

c) Analogtrigger

Die bisher vorgestellten Aufzeichnungsbedingungen beziehen sich ausschließlich auf die binären Steuereingänge. Weitere Bedingungen beziehen sich auf die Verknüpfung der analogen mit den binären Eingangssignalen. Ein Beispiel ist der Einschaltvorgang

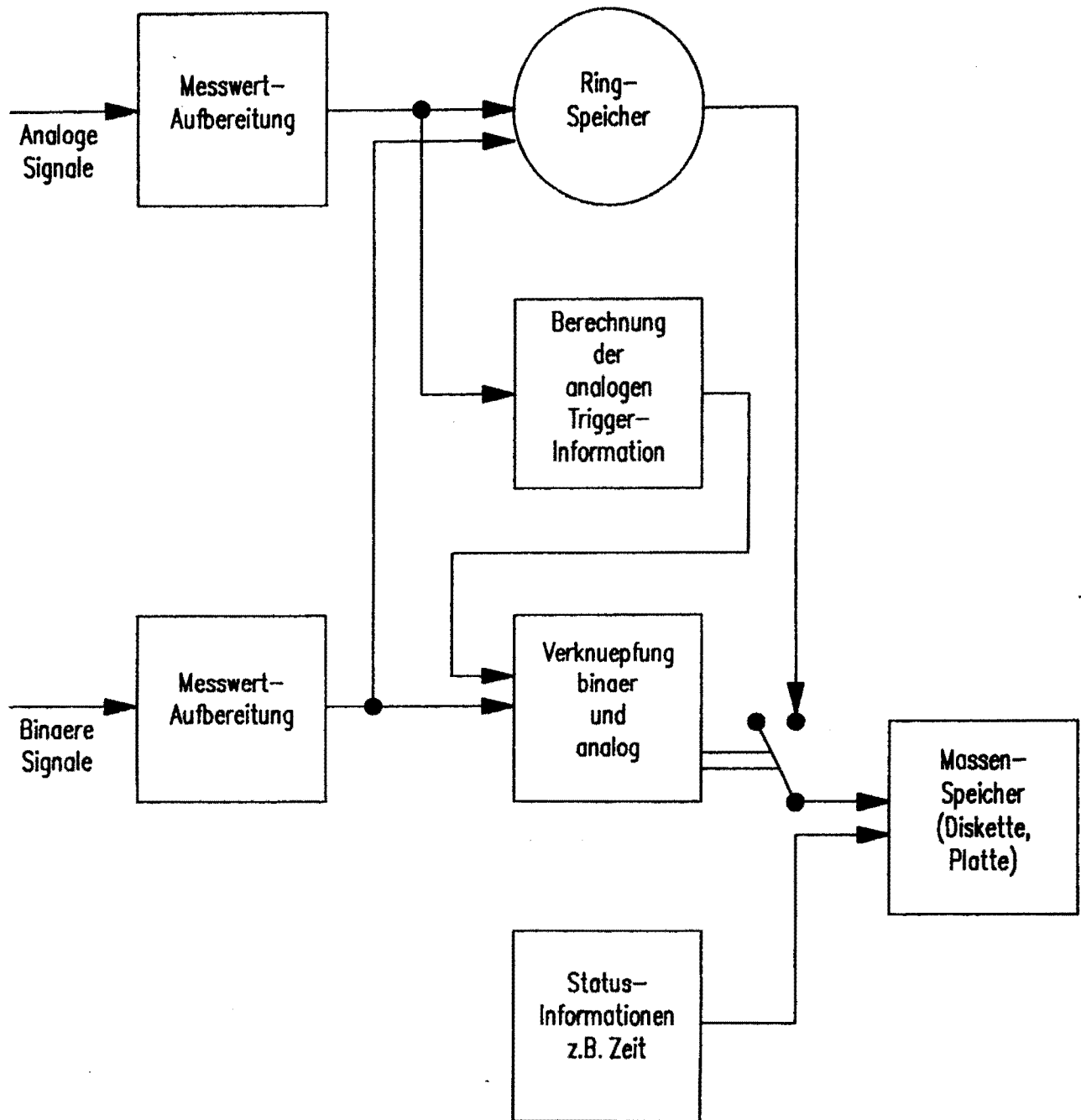


Bild 19: Prinzipschaltbild des Stöwerterfassungsgerätes

eines Motors in der Anlage XYZ welcher eine Auslösung des Analogtriggers der Meßstelle M3 hervorruft. Dieser Einschaltvorgang soll nicht zur Aufzeichnung führen. Die Aufzeichnungsbedingung lautet für diesen Fall:

Nicht aufzeichnen wenn: M3 eine Störung anzeigt und der Einschaltvorgang des Motors von 15 Sekunden noch nicht beendet ist

Programmsyntax: NA:= M3 U: (Q4_I AUS/EIN T: 15s)

Wie aus den oben, für dieses Beispiel aufgestellten Aufzeichnungsbedingungen ersichtlich ist, kommt der Aufstellung von Aufzeichnungsbedingungen eine wesentliche Bedeutung zu. Eine einfache und übersichtliche Eingabe der Aufzeichnungsbedingungen ist die Voraussetzung für die zuverlässige Störungserkennung und -aufzeichnung.

Zur Entwicklung und zum Test der Triggerkriterien wurde das in Bild 19 dargestellte System erstellt. Das System besteht aus folgenden Funktionseinheiten:

1. Meßwertaufbereitung
2. Erzeugung des Triggersignals der Strom- bzw. Spannungseingänge.
3. Auswertung der binären Eingangsinformationen und deren Verknüpfung mit dem Triggersignal der analogen Eingangsgrößen.
4. Speicherung des Störungsverlaufs, der Netzzustandsinformationen sowie Statusinformationen wie Zeit, auslösendes Triggerkriterium etc. für die spätere Störungsauswertung.

W. Horenkamp, B. Krause

EV8742, EV8743

3.3.2 Informationssystemstrukturen im Bereich Energieverteilung Untertage

Die Struktur der Netzschutztechnik ist durch einzelne Schutzrelais gekennzeichnet, die verteilt im Energieversorgungssystem angeordnet sind. Schutzgeräte auf Mikroprozessorbasis unterscheiden sich nicht wesentlich in der Schutzfunktion von her-

kömmlichen Geräten, wohl aber in ihren Möglichkeiten zur Fehlererkennung und Kommunikation. Diese neuen wesentlichen Möglichkeiten bei Einsatz der Digitaltechnik können aber erst voll genutzt werden, wenn eine Datenverbindung zwischen einzelnen verteilt angeordneten Schutzgeräten und einem übergeordnetem zentralen System besteht. Die Fehlererkennung erfolgt zentral, sodaß sofort eine Reparaturmaßnahme eingeleitet werden kann (Reduzierung der Ausfalldauer/Unklarzeit). Eine regelmäßige Funktionsüberprüfung kann entfallen (Wartungsaufwand). Das Informationssystem kann aus dem Netz Zustandsdaten (Leistungsfluß) und Aufzeichnungen über Vorgänge im Netz (Fehleraufzeichnung) liefern. Die Anpassung der Schutzfunktionen an den Netzzustand ist möglich, wenn dies durch Betriebszustände oder Fehler in Schutzrelais erforderlich wird (adaptives Schutzsystem). Abhängig von der Struktur, der räumlichen Ausdehnung und den Anwenderwünschen existieren bei Nachrichtensystemen für Energieversorgungsnetze unterschiedliche Anforderungen.

Für die Verteilungsebene der Energieversorgung in abgeschlossenen Bereichen (Industriebetriebe, Bergbau) sind Nahbereichsnetze interessant. Möglich sind die Verbindungsstrukturen Ring und Bus.

Die wesentlichen Kriterien für die Entscheidung, welche Nachrichtennetzstruktur zu wählen ist, sind im Folgenden zusammengestellt:

- | | |
|---------------------------|--|
| - Übertragungskapazität | Netzzustand, Netzfehleraufzeichnungen, Schutzsystemfehlermeldungen |
| - Teilnehmerbelastung | Schutzfunktion, Fehlererkennung, Kommunikationsaufgabe |
| - Protokoll der Nachricht | Datensicherheit, Umfang |
| - Alarmerfassung | Reaktionszeit, Konflikte |
| - Redundanz | Verfügbarkeit, Zuverlässigkeit |

Der wesentliche Vorteil einer Busstruktur ist, daß jeder Teilnehmer direkt von der Zentraleinheit erreichbar ist. Meistens ist jedoch aus Gründen der Komplexität keine Kommunikation der Teilnehmer untereinander zugelassen. Es sind kurze Zugriffszeiten möglich, die Übertragungskapazität wird durch die Zuteilungszeit für die Busbenutzung und für die Datenübertragung selber bestimmt. Eine Ringstruktur benötigt keine Zuteilungslogik, da die Verbindung den Sender und Empfänger der Nachricht physikalisch festlegt. Buszugriffsprobleme können nicht auftreten. Die Übertragungskapazität wird im Wesentlichen nur durch die Datenübertragung selber bestimmt, jedoch ist der Zugriff auf einen Teilnehmer nicht mehr direkt. Durch jeden Teilnehmer wird die Nachricht verzögert, da er prüfen muß, ob die Nachricht für ihn bestimmt oder ob sie weiterzuleiten ist. Dadurch ergibt sich eine Laufzeit der Nachricht im Ring.

Die Teilnehmerbelastung ist bei der Ringstruktur doppelt so hoch wie bei einer Busstruktur, da jede Nachricht empfangen und zusätzlich noch jede Nachricht, die nicht für den Teilnehmer selber bestimmt ist, weiter gesendet werden muß. Dasselbe gilt für Antworten auf Nachrichten. Ein sehr hoher Datendurchsatz erfordert den Einsatz eines Prozessors für die Kommunikation. Der Aufbau der Nachricht und das Datensicherungsformat ist nur durch die geforderte Übertragungssicherheit bestimmt und unabhängig von der Struktur.

Wenn durch Änderungen im Primärsystem, z.B. durch Eintritt eines Primärsystemfehlers eine Meldung erforderlich ist, ist es wichtig, daß diese Information möglichst schnell an andere Teilnehmer weitergereicht wird, sodaß Systemreaktionen eingeleitet und koordiniert werden können. Das Alarmziel bei einer Busstruktur ist meistens die Zentraleinheit. Nachrichten können daher im allgemeinen nicht von Teilnehmer zu Teilnehmer direkt übergeben werden. Die Behandlung von gleichzeitigen Alarmen ist problematisch. Bei einer Ringstruktur kann die Alarmmeldung jederzeit abgesetzt werden, da die angeschlossene Leitung nur durch den Teilnehmer belegt ist. Gleichzeitige Alarme werden durch die Verbindungsstruktur selber ohne Buskonflikte in eine Reihenfolge geordnet. Die Laufzeit der Nachricht innerhalb des

Ringes ist, wenn die Nachricht bis zur Zentraleinheit gelangen soll, relativ hoch. Andererseits ist jedoch die Alarmmeldung meistens für das im Nachrichtenring nachgeschaltete Gerät wesentlich. Dies ist der Fall, wenn die Geräte gegenseitig Informationen austauschen, um einen Primär- oder einen Sekundärsystemfehler zu lokalisieren und Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Schutzfunktion getroffen werden können (Verkürzung der Staffelzeit).

Der Ausfall eines Teilnehmers an einer Busstruktur verursacht keine Beeinträchtigung des Busbetriebes. Eine Ausfallerkennung erfolgt durch zyklische Abfrage aller Teilnehmer. Eine Ringstruktur wird durch den Ausfall eines Teilnehmers aufgespalten. Es entstehen zwei Verbindungsstränge, sodaß jeder Teilnehmer weiterhin zu erreichen ist. Die Fehlererkennung erfolgt durch Meldung des benachbarten Teilnehmers oder durch zyklisch umlaufende Testnachrichten. Dieses Verfahren der Fehlererkennung entlastet den Bus und die Zentraleinheit von Routineabfragen.

Der Ausfall des Kontrollers bedeutet für ein Bussystem einen völligen Ausfall aller Funktionen. Ein Ringsystem braucht keine Zentraleinheit, da die Verbindung von jedem Schutzrelais selbst organisiert wird.

Die Verbindung zwischen den Teilnehmern ist bei einer Busstruktur neben der Buszuteilungseinheit ein wesentliches Element. Der Ausfall der Nachrichtenverbindung führt zum Totalausfall der Nachrichtenübertragung. Die Ringstruktur ist für Teilnehmerausfälle ebenso wie für Verbindungsausfälle redundant. Sie eignet sich daher eher für einen Bereich wie z.B. den Bergbau, wo die Verbindungen sehr gefährdet sind (Verschmutzung, mechanische Belastung).

Der Vergleich der beiden Verbindungsstrukturen Bus und Ring zeigt, daß beide Vor- und Nachteile besitzen. Während die Busstruktur vor allem einen direkten Zugriff auf alle Teilnehmer bei niedriger Belastung der Teilnehmer ermöglicht, liegt der Vorteil der Ringstruktur in dem einfachen Aufbau, der hohen Redundanz und der einfachen Alarmbehandlung.

Die Busstruktur ist daher für einen Einsatz vor allem als Informationssystem für vorwiegend leittechnische Zwecke geeignet. Dies ist zum Beispiel in vermaschten Netzen der Fall, da hier die Schutzfunktion nicht unmittelbar durch eine Nachrichtenverbindung verbessert werden kann.

In einem strahlenförmigen Energieverteilungsnetz kann jedoch eine Ringstruktur besser eingesetzt werden. Die Nachrichtenverbindung erfolgt parallel zum Netzstrahl, sodaß die Verbindung jeweils zwischen zwei Schutzgeräten erfolgt, die auch in ihrer Schutz Aufgabe unmittelbar in Beziehung stehen. Die Ringstruktur ist daher für den speziellen Fall der Energieversorgung im Bergbaubereich besser geeignet, da hier auch besondere Anforderungen an die Verfügbarkeit des Netzschutzes und besondere Betriebsbedingungen bestehen und diese auch von einer Ringstruktur besser erfüllt werden.

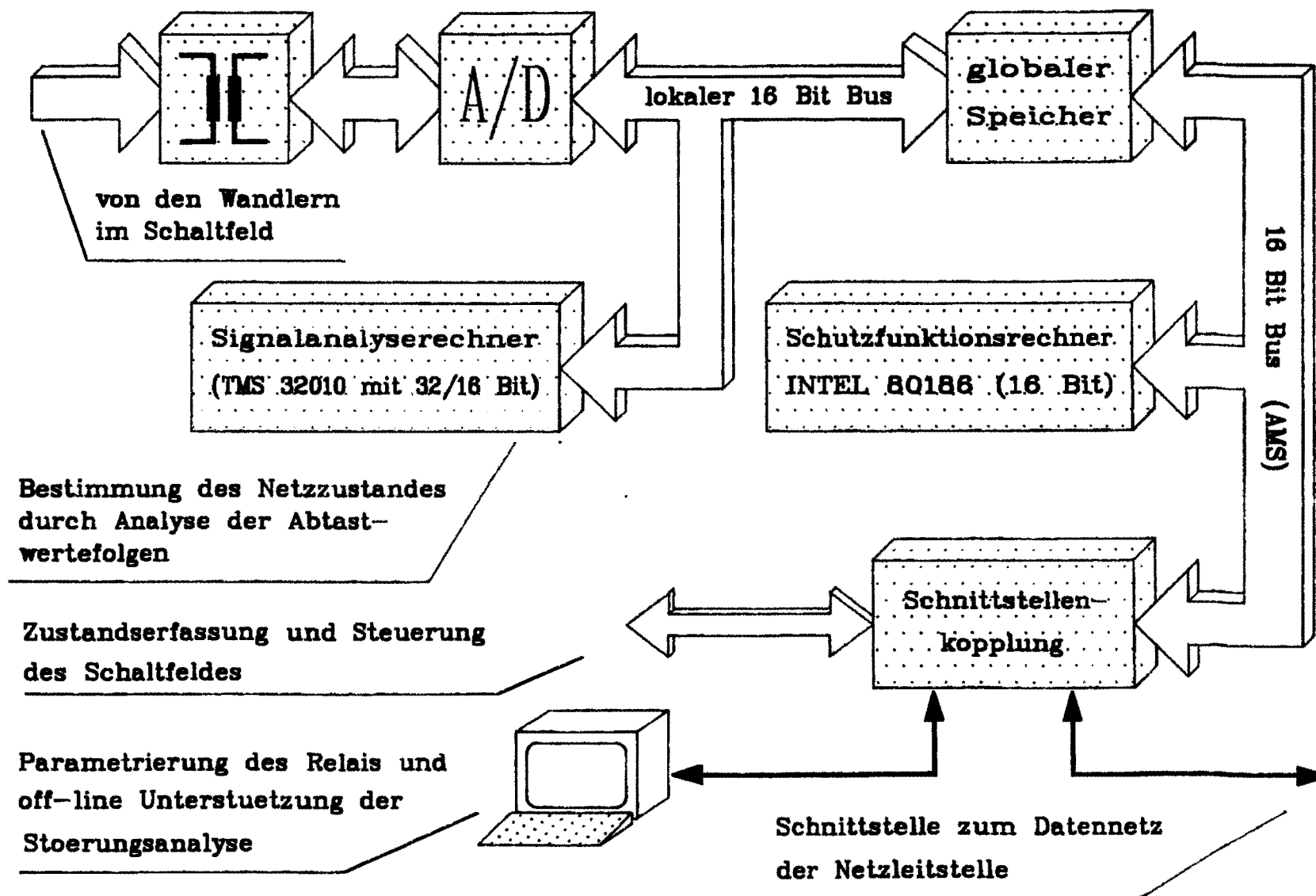
F. Eickhoff

3.3.3 Entwicklung eines Abzweigschutzrelais für Mittelspannungsnetze

Für die Einsatzbereiche des Selektivschutzes in den Mittelspannungsnetzen wird in diesem Bericht der Aufbau eines digitalen Abzweigschutzes, einer Komponente aus dem integrierten Schutzkonzept, vorgestellt. Bei diesem Entwurf sind insbesondere die Anforderungen des deutschen Steinkohlenbergbaus berücksichtigt worden mit dem Ziel, die Schutz Aufgaben eines Schaltfeldes zusammenzufassen. Die Bearbeitung der Schutzfunktionen wird bei diesem Konzept quasi parallel unter Berücksichtigung der erforderlichen Reaktionszeit durchgeführt.

Das Bild 20 zeigt die Hardware-Struktur dieses modularen Aufbaus. Bei dem Entwurf dieser Rechnerstruktur und deren Leistungsfähigkeit sind auch die speziellen Anforderungen einer schaltfeldbezogenen Schutz einheit, die über die einzelnen Schutzfunktionen hinausgehen, aufgenommen worden, so daß eine vollständig Bearbeitung der Aufgaben in einem kompakten Gerät

Bild 20: Strukturbild des digitalen Abzweigschutzrelais



gegeben ist. Diese Realisierung bietet einige Vorteile im Vergleich zu einer weiteren Aufteilung der Funktionen auf unabhängige Baugruppen z.B. in Bezug auf:

- Erkennung von Fehlern und deren zeitliche Entwicklung,
- Prüfung der Peripherie durch Plausibilitätstests der Meßdaten,
- minimaler und daher übersichtlicher Verdrahtungsaufwand beim Anschluß des Schutzrelais an das Schaltfeld sowie
- geringere Kosten, Leistungs- und Platzbedarf im Vergleich zu mehreren Einzelfunktionsrelais.

Die spezifischen Schutzfunktionen des digitalen Relais mit den notwendigen Parametrierungen werden dabei durch die Software festgelegt. Die Funktion des Relais ist deshalb weitgehend unabhängig von der Hardware, so daß die gleiche Hardware für unterschiedliche Aufgaben eingesetzt werden kann. Unter Berücksichtigung der aufwendigen digitalen Filter- und Analyseverfahren ist bei dem Entwurf der Rechnerstruktur eine Aufteilung der Aufgaben auf zwei Prozessoren vorgenommen worden. Für die Kommunikation der Teilsysteme untereinander wird aufgrund der hohen Datentransferrate ein globaler Speicher als Kopplung verwendet. Dem vorgeschalteten Prozessor wird bei dieser Struktur die Meßwerterfassung der Wandler signale und deren digitale Filterung übertragen. Für diese Aufgabe ist ein schneller, leistungsfähiger Prozessor notwendig. In dem Schutzrelais kommt für diese Berechnungen ein Signalprozessor zur Anwendung, der die digitale Filterung der Abtastwertefolgen der Eingangskanäle quasi parallel innerhalb einer Abtastzeit ausführen kann. Durch diese Rechnerstruktur wird eine Abgrenzung der zur Abtastfrequenz synchronen, schnellen Berechnungen gegenüber denen der Schutzfunktionen, deren Bearbeitung sich über mehrere Perioden der Netzfrequenz ausdehnen, vorgenommen.

Zur Vereinfachung der Synchronisierung der Teilsysteme wird die Verarbeitung im Schutzrechner rückwirkungsfrei zur Signalverarbeitung angesetzt. Durch diese Festlegung muß während des on-line Betriebs nur die Einschwingzeit der Filter berücksichtigt werden. Die Signalverarbeitung kann dann periodisch zur

Abtastung erfolgen. Die Bearbeitung endet mit der Übergabe der Ergebnisse in den globalen Speicher. Eine zusätzliche Synchronisierung der parallelbetriebenen Prozessoren ist für die Bearbeitung der Schutzaufgaben nicht erforderlich, weil der Schutzrechner jederzeit asynchron auf die im globalen Speicher abgelegten Daten zugreifen kann. Dieses Konzept führt zu einer Entlastung des Schutzrechners sowie zu einer Vereinfachung der Programmstruktur, weil die sonst erforderliche Interrupt-Bearbeitung der Meßwerterfassung entfällt. Der Schutzrechner wird daher frei von den zur Abtastfrequenz synchronen Berechnungen.

Die Bearbeitung der anwendungsorientierten Schutz- und Überwachungsaufgaben kann rechnerintern gestaffelt nach Prioritäten asynchron ausgeführt werden. Als Software-Struktur bietet sich hier bei umfangreicheren Berechnungen zur selektiven Erkennung des Fehlers eine Aufteilung der Prüfung in eine notwendige und eine hinreichende Bedingung zur Erkennung eines Fehlers im Netz an. Die Untersuchung der hinreichenden Fehlerbedingung muß in diesem Fall nur nach einer Anregung durchgeführt werden. Durch diese Aufteilung wird der zyklisch zu bearbeitende Rechenaufwand minimiert, wodurch sich die Reaktionszeit des Relais bei gleicher Leistungsfähigkeit der Hardware verkürzt. Die noch verfügbare Rechenzeit bei der zyklischen Prüfung der notwendigen Anregebungsbedingungen des Schutzes im ungestörten Betrieb des Netzes wird dann für Funktionen geringerer Priorität zur Erhöhung der Sicherheit des Schutzes

- Selbsttest des Relais und
- Plausibilitätstests der Meßdaten bzw.

und des Netzbetriebs

- Warnmeldungen,
- Messung der Leistungsflüsse und
- Rückmeldung des Schaltzustandes

durch Transfer von Meßwerten über ein Datennetz zur Netzleitstelle genutzt.

Im Falle einer Netzstörung mit einer oder mehreren Anregungen der Schutzfunktionen wird für die Bearbeitung die gesamte Rechenzeit für die Schutzaufgaben zur Verfügung gestellt. Dabei kann ausgehend von dem Muster der angeregten Schutzfunktionen der Netzfehler untersucht werden. Falls es nach dieser Bearbeitung zu einer Abschaltung kommt, unterstützt das Schutzrelais im off-line Betrieb eine Fehlerortung sowie eine Störungsanalyse der Netzstörung. Zu diesem Zweck können in dem Relais Algorithmen installiert werden, die viel exaktere und umfassendere Ergebnisse liefern können, als dies on-line aufgrund des hohen Rechenaufwands technisch realisierbar wäre. Die für diese Untersuchung notwendigen Meßwerte können z.B. beginnend mit einer Störung im Speicher des Schutzrechners abgelegt und gesichert werden. Der Zugriff auf die Ergebnisse dieser Analyse kann in der Netzleitstelle durch Transfer der Daten oder direkt vor Ort durch den Anschluß eines Terminals erfolgen.

W.Ebbinghaus

EV 8722, EV 8729

3.3.4 Automatisierung des Erdschlußnetzmodells

Das am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung gebaute Erdschlußnetzmodell dient der Erprobung neuentwickelter Schutzgeräte unter möglichst betriebsnahen Bedingungen. Die Simulation der einzelnen Erdschlußvorgänge wurde bisher manuell gesteuert. Wenn aber eine Versuchsreihe über einen längeren Zeitraum vorliegt, die eine statistische Aussage über die Funktionsfähigkeit der Geräte ermöglicht, ist eine Automatisierung sinnvoll. Eine automatische Steuerung wird eine vergleichende Untersuchung der installierten Schutzrelais ermöglichen, wobei die Netzkonfiguration und der Erdschlußort innerhalb der Versuchsreihe softwaremäßig beliebig veränderbar wird.

Die zur Steuerung verwendete CPU-Karte ist ein Einplatinen-Computer auf der Basis eines Z80-Mikroprozessors mit folgenden Spezifikationen:

- Realisierung der Schaltung in CMOS-Technik
- Adressdecodierungslogik für einen internen Speicher von 96 kByte und einen externen Speicher auf Speichererweiterungskarten bis zu 1 MByte
- vollständig ECB-Bus kompatibel
- Zusatzschaltungen, die einen fehlertoleranten Betrieb unterstützen

Die E/A-Karte ist eine Kommunikationsschnittstelle für die Kopplung verschiedener Bussysteme und die serielle Verbindung zu anderen Rechnersystemen. Die E/A-Karte bietet folgende Spezifikationen:

- Ankopplung an den ECB-Bus
- Zwei serielle Schnittstellen mit Hardwareunterstützung verschiedener Übertragungsverfahren
- Zeitgeberbaustein zur Steuerung der Übertragungsrate oder zur Anwendung als zusätzliche Zeitbasis

Als Steuerrechner wird ein Arbeitsplatzrechner verwendet. Ein Programm in der Sprache "C" realisiert die Kommunikation mit dem Steuerungssystem. Der Steuerrechner sendet die Schaltbefehle und empfängt die von ihm angeforderten Nachrichten über den aktuellen Zustand des Netzmodells oder über Schaltvorgänge im Netzmodell. Die aufgezeichneten Schaltvorgänge erfassen die Änderungen der Positionen aller steuerbaren Schalter mit den dazugehörigen Zeitpunkten der Schalteränderung.

Auf dem Bildschirm des Benutzer-Terminals wird mit einer einfachen Grafik der aktuelle Netzzustand mit der Position aller Schalter dargestellt. Durch ein Menü wird eine Abfrage nach Schaltbefehlen und Meldungen der Fehlerangaben durchgeführt.

Die Eingabedaten bestehen aus solchen Daten, die direkt vom Steuerrechner aus übermittelt werden und aus Daten, die vom Terminal aus eingegeben werden können. Weitere Eingabedaten bestehen aus Anfragen des Steuerrechners an das System nach jedem Schaltvorgang und nach dem aktuellen Zustand des Netzmo-

dells. Die Ausgabedaten setzen sich aus Fehlermeldungen (z.B. Systemfehler, Eingabefehler, Relaiskartenfehler und Kommunikationsfehler) und Zustandsmeldungen zusammen. Zu den Zustandsmeldungen gehören zum einen die Meldung über die Bereitschaft des Systems und zum anderen die Information über den aktuellen Zustand des Netzes und über Schaltvorgänge im Netz.

Die Leistungen des gesamten Systems gehen aus dem folgendem Funktionskatalog hervor:

- Systemtest mit Ausgabe der entsprechenden Meldungen
- Annahme eines definierten Zustandes nach dem Einschalten des Systems
- Erzeugung einer einfachen Grafik des Netzmodells auf dem Bildschirm
- Erfassung des aktuellen Ist-Zustandes des Netzmodells
- Aktualisierung der Grafik bei Änderungen im Netzmodell
- Sendung des aktuellen Netzzustandes an den Steuerrechner
- Sendung der Schaltvorgänge an den Steuerrechner
- Erfassung der Tastaturbefehle
- Erfassung der Steuerrechnerbefehle
- Steuerung der Relaiskarten
- Meldung fehlerhafter Eingaben auf dem Bildschirm

Michael Jaspert

EV 8744, EVP 8711

3.3.5 Spannungsverschleppungen im Niederspannungsnetz

Spannungsverschleppungen können in jedem elektrischen Energieübertragungsnetz auftreten. Ursachen dafür sind Erdfehler, Spannungsbeeinflussungen etc., die eine Unsymmetrie des Drehstromspannungssystem bewirken.

In den Hoch- und Mittelspannungsnetzen hat dies zur Folge, daß die Isolierung einzelner Leiter stärker beansprucht wird, was zu Isolationsproblemen führen kann. Im Niederspannungsnetz dagegen besteht die Gefahr, daß der Schutzleiter gegen Bezugs-

erde Spannung annehmen kann und somit Personen, die im Niederspannungsnetz ja direkt mit dem Schutzleiter in Berührung kommen können, einer großen Gefährdung ausgesetzt sind.

Elektromagnetische Beeinflussungen können ausgeschlossen werden, da Niederspannungsnetze nicht auf dem gleichen Gestänge der Hoch- und Mittelspannungsnetze und nicht über lange Strecken nicht parallel geführt werden.

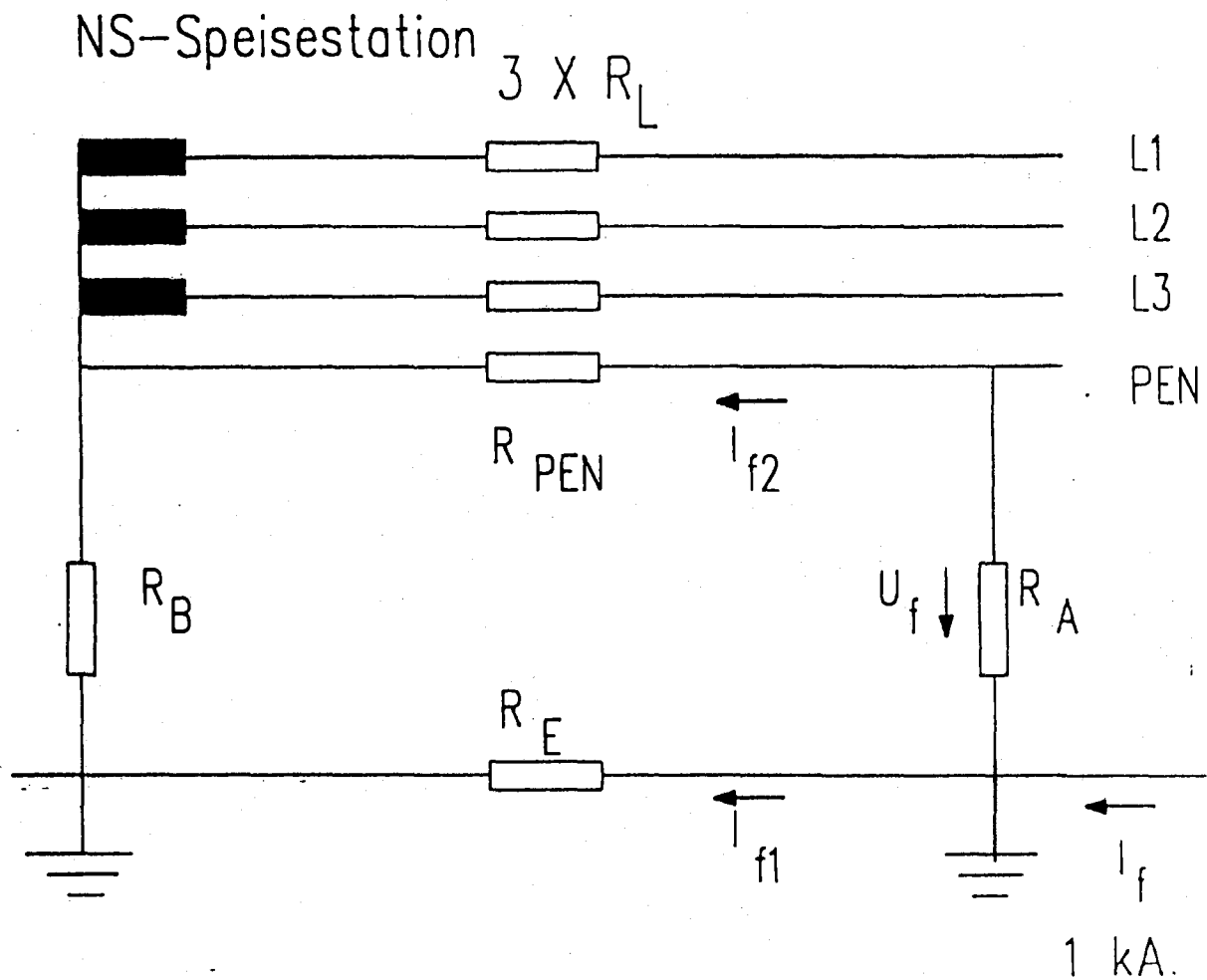
Erdströme verschiedener Fehler könnten sich in ungünstigen Fällen addieren und über Niederspannungsanlagen auf den Schutzleiter der Niederspannungsanlage einwirken. Wählt man einen Fehlerstrom $I_f = 1000 \text{ A}$ und legt man die Annahmen entsprechend Bild 21 zugrunde, so läßt sich eine Fehlerspannung von 9,34 V errechnen. Selbst unter diesen ungünstigen Annahmen ist eine Gefährdung praktisch auszuschließen.

Bei den Gefährdungen, die im Niederspannungsnetz durch Stromverschleppungen auf dem Schutzleiter entstehen könnten, sind zu unterscheiden:

- a) Gefährdungen, die von "außen", d.h. durch übergeordnete Mittel- und Hochspannungsnetze verursacht werden könnten.
- b) Gefährdungen, die durch Erdfehler im Niederspannungsnetz selbst auftreten könnten.

Gefährdungen nach a) können in Niederspannungsnetzen der Netzform TN, wie bereits zuvor angesprochen, praktisch ausgeschlossen werden. Gefährdungen nach b) treten nur dann auf, wenn kein Potentialausgleich besteht. Erdkurzschlüsse in Verbraucheranlagen, die aufgrund ihrer Stromstärke hohe Fehlerspannungen erzeugen könnten, haben keine Auswirkungen, da sie praktisch sofort abgeschaltet werden.

Um eine möglichst schnelle Ableitung auftretender Fehlerströme zu gewährleisten, sollte das Niederspannungs-Verteilungsnetz Erdungen an möglichst gleichmäßig verteilten Punkten des Netzes haben. In Verbraucheranlagen ist für einen Hauptpotentialausgleich zu sorgen, der in Abständen überprüft werden sollte.



$$R_E = 0,01 \text{ Ohm}$$

$$R_B = 0,5 \text{ Ohm}$$

$$R_L = 0,1 \text{ Ohm}$$

$$R_A = 10 \text{ Ohm}$$

$$R_{PEN} = 0,1 \text{ Ohm}$$

Bild 21: Spannungsverschleppung durch Erdfehlerströme

Werden diese Maßnahmen ergriffen, so kann eine Gefährdung des Menschen durch eventuell auftretende Spannungsverschleppung ausgeschlossen werden.

J. Ebert, K.-D. Tesch

4. VORTRÄGE

4.1 Beiträge für das Kolloquium

- 24.02.1987 Prof. Dr. S.S. Venkata
"Underground Coal-Mine Power Systems in U.S.:
Structure, Operations and Practices"
- 16.06.1987 Prof. Dr. Chen-Ching Liu
"Key Issues of Expert System Applications in Power
System Planing and Operation"
- 26.06.1987 Dr.Ing. J. Pestka
"Elektromagnetische Beeinflussung infolge hochfre-
quenter Ausgleichsvorgänge im Hochspannungsnetz"
- 30.06.1987 Prof. Dr. W. Winkler
"Verhalten von Vergleichsschutzsystemen bei tran-
sienter Stromwandler-Sättigung"
- 30.09.1987 Prof. Dr.-Ing. H. Pundt
"Entwicklung der Drehstrom-Übertragung von den
Anfängen bis zur Gegenwart"
- 23.09.1987 Dipl.-Ing. H. Wohlfahrt "Dämpfung von Leistungs-
pendelungen in elektrischen Energieversorgungs-
unternehmen"

4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 25.02.1987 P. Stöber
"Dämpfung von Oberschwingungen",
Bergwerk Auguste Viktoria, Marl
- 20.05.1987 E. Handschin
"Bus Load Modelling and Forecasting",
PICA-Vortrag, Montreal
- 12.07.1987 W. Ebbinghaus
"Entwurf eines integrierten Schutzsystems",
Vortrag auf der Sitzung des St BV-Arbeitskreises
"Elektrotechnik Untertage", Dortmund
- 12.07.1987 F. Eickhoff
"Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit des digitalen
Netzschutzes", Vortrag auf der Sitzung des
St BV-Arbeitskreises "Elektrotechnik Untertage",
Dortmund
- 12.07.1987 F. Eickhoff
"Anlagentechnische Maßnahmen zur Schutztechnik",
Vortrag auf der Sitzung des St BV-Arbeitskreises
"Elektrotechnik Untertage", Dortmund
- 31.08.1987 H. Slomski
"Long-Term Operation Planning for Thermal Power
Systems", Vortrag auf der 9th PSCC, Lissabon
- 04.09.1987 A. Kubbe
"Electric Load Modelling: Analysis-Identification
and Validation", Vortrag auf der 9th PSCC Cascais,
Portugal

5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN

- 16.01.1987 E. Handschin
Besuch des VEW-Kernkraftwerkes in Lingen
- 19.01.1987 E. Handschin
Leitung der Sitzung der VDE-Zweigstelle Dortmund
- 22.01.1987 E. Handschin
Leitung der CIGRE-Arbeitsgruppe TF 39.03
"Simulatoren" in Paris
- 26.01.- E. Handschin, Ch. Dörnemann
27.01.1987 Teilnahme am DFG-Kolloquium über neue leit- und
schutztechnische Verfahren in Erlangen
- 29.01.- E. Handschin
30.01.1987 Sitzung des Technischen Komitees zur Vorbereitung
der PICA, 1987 in Montreal
- 05.02.1987 E. Handschin, P. Stöber, W. Hoffmann, Ch. Dörnemann
Besprechung mit Herrn Dr. Brauner über Stabilitäts-
probleme, Expertensysteme und Schutztechnik bei AEG
in Frankfurt
- 12.02.- W. Horenkamp, K.D. Tesch
13.02.1987 Durchführung von Messungen bei der BASF in
Ludwigshafen
- 19.02.1987 E. Handschin
Teilnahme an der Sitzung des Technischen Komitees
zur Vorbereitung der PSCC in Zürich, Schweiz
- 24.02.1987 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Prof. Dr. S.S. Venkata am Lehrstuhl
EV, Dortmund

- 24.02.1987 A. Kubbe, W. Horenkamp
Besprechung mit Herrn Lange und Herrn Lentsch, VEW
Dortmund über die Installation einer Leistungsmeß-
einrichtung im Umspannwerk Do-Wambel
- 11.03.1987 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung der BMFT-Forschungsgruppe mit
Dr.-Ing. O.E. Lanz, BBC Schweiz in Dortmund
- 11.03.1987 Ch. Dörnemann, F. Eickhoff, M. Jaspert
VDE-Exkursion
Besichtigung der Bergbau-Versuchsstrecke in Derne
- 19.03.1987 E. Handschin
Besprechung mit Dr. Gütt und Dr. Krisz
im BBC-Forschungszentrum Baden/Schweiz
- 26.03.1987 E. Handschin und Mitarbeiter
VDE-Exkursion
Besichtigung der Contiglühe , Hoesch, Dortmund
- 27.03.1987 E. Handschin
Teilnahme an der AK-TR Sitzung der FGH in Mannheim
- 30.03.- E. Handschin, F. Eickhoff
01.04.1987 Vortrag und Teilnahme am AK-TR Seminar in Deides-
heim zum Thema "Elektromagnetische Ausgleichs-
vorgänge"
- 03.04.1987 E. Handschin, W. Horenkamp
Besprechung bei BASF in Ludwigshafen über
"Störwerterfassungssysteme"
- 27.04.- E. Handschin
28.04.1987 Teilnahme an der Sitzung GMA/ETG-Fachausschuß
"Netzregelung" in Berlin

- 30.04.1987 E. Handschin
Leitung der Sitzung der VDE-Zweigstelle Dortmund
- 06.05.- E. Handschin
- 09.05.1987 Teilnahme an der VDE-MEE-Konferenz in Budapest
- 12.05.1987 E. Handschin, J. Lemaitre, P. Stöber Besprechung
mit Fa. Lahmeyer, Frankfurt über Netzdynamik und
Netzregelung in Dortmund
- 14.05.1987 E. Handschin
Teilnahme an der VDE-Beiratssitzung in Essen
- 15.05.1987 E. Handschin, W. Hoffmann
Besprechung mit Frau Niebur, ETH Lausanne über
Expertensysteme in Dortmund
- 18.05.- E. Handschin
- 22.05.1987 Teilnahme und Vortrag an der PICA 1987 in Montreal,
Kanada
- 11.06.1987 E. Handschin
Wissenschaftliche Leitung der VDE-Fachtagung
"Qualitätssicherung" an der Universität Dortmund
- 12.06.1987 E. Handschin und Mitarbeiter
StBV-Arbeitskreis "Elektrotechnik unter Tage" an
der Universität Dortmund
- 15.06.1987 A. Kubbe, W. Horenkamp Besprechung mit Herrn Lange,
Herrn Lentsch, Dr. Reißing, VEW Dortmund und Herrn
Eckhard, Uni Erlangen über die Installation einer
Frequenzmeßeinrichtung in einem Umspannwerk zum
Vergleich von Meßverfahren
- 22.06.1987 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit AEG - Frankfurt am Lehrstuhl EV,
Dortmund

- 24.06.1987 Ch. Dörnemann, A. Kubbe
VDE-Exkursion zur VEW-Schaltleitung,
Bezirksdirektion Dortmund
- 25.06.1987 E. Handschin
Teilnahme an der VDE-Exkursion nach Asse
- 29.06.1987 E. Handschin und Mitarbeiter
Grubenfahrt auf der Schachtanlage Westerholt
- 30.06.1987 F. Eickhoff, M. Jaspert
Arbeitsbesprechung mit Prof. Dr. Winkler
"Integriertes Schutzsystem für die Stromversorgung
in Untertagenetzen", Dortmund
- 02.07.1987 E. Handschin
Leitung der CIGRE-Arbeitsgruppe TF 39.03
"Simulatoren" in Rom
- 02.07.1987 W. Hoffmann
Teilnahme am Arbeitskreis "Künstliche Intelligenz"
zum Thema "Konzepte der Parallelverarbeitung und
ihre Anwendung im Bereich der KI" in Köln.
- 09.07.1987 E. Handschin, W. Hoffmann
Besprechung mit H. Schwenninger, RAG zum Thema
"Expertensysteme im deutschen Steinkohlebergbau"
in Dortmund
- 11.07.1987 E. Handschin und Mitarbeiter
Tag der offenen Tür, Universität Dortmund
- 20.07.- Ch. Dörnemann
- 31.07.1987 NATO advanced study institute
"Demand-side management and electricity end-use
efficiency"
Póvoa de Varzim, Portugal

- 21.07.1987 A. Kubbe, W. Horenkamp
Gespräch mit Dr. Reißing, VEW und Herrn Eckhard,
Uni Erlangen über den Einsatz der
Frequenzmeßeinrichtung
- 22.07.1987 W. Hoffmann
Besprechung mit Prof. Germond und Mitarbeitern
an der ETH Lausanne
- 24.07.1987 E. Handschin, W. Horenkamp
Besprechung bei der BASF in Ludwigshafen über
Störwerterfassung
- 29.08.- E. Handschin, A. Kubbe, H. Slomski
04.09.1987 Teilnahme und Vortrag an der 9th Power System
Computation Conference in Lissabon, Portugal
- 07.09.- D. König
10.09.1987 Teilnahme am Seminar "Mehrprozessor-System
für technische Anwendungen" der
Carl-Cranz-Gesellschaft, Oberpfaffenhofen
- 09.09.- W. Ebbinghaus, W. Hoffmann
10.09.1987 Besuch des Energieversorgungsunternehmens Cegedel,
Luxemburg
- 16.09.1987 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Dr. Lanz, BBC Schweiz über
digitalen Netzschutz in Turgi
- 22.09.1987 E. Handschin
Leitung der Sitzung der VDE-Zweigstelle Dortmund
- 01.10.- E. Handschin
02.10.1987 Teilnahme an der FGE-Fachtagung "Zuverlässigkeits-
berechnung in elektrischen Netzen" in Aachen

- 05.10.1987 E. Handschin
Leitung der VDE-Exkursion nach Düsseldorf
- 05.10.- D. König
- 09.10.1987 "Implementierung von Software zur Berechnung
elektrischer Netze auf dem Multiprozessorsystem
DIRMU 25"
Institut für Informatik der Universität Erlangen
- 07.10.1987 W. Ebbinghaus, M. Jaspert, F. Eickhoff
Besprechung über Schutzleittechnik mit
Prof. Winkler, Paderborn
- 07.10.1987 E. Handschin, Ch. Dörnemann
VDE-Exkursion
Besichtigung der CEAG, Bochum
- 09.10.1987 E. Handschin und Mitarbeiter
Besprechung mit Prof. Peralta über aktuelle
Forschungsprojekte auf dem Gebiet der
Energieversorgung in Dortmund
- 12.10.1987 H. Slomski
Besprechung mit Dr. Becker bei Isar-Amper-Werke,
München über langfristige Kraftwerkseinsatzopti-
mierung, München
- 13.10.1987 E. Handschin
Sitzung des GMA/ETG-Fachausschusses "Netzregelung"
in Frankfurt
- 16.10.1987 E. Handschin
Teilnahme an der AK-TR Sitzung bei der FGH in
Mannheim
- 19.10.- W. Horenkamp
- 22.10.1987 Besuch des AK-TR Seminars
"Digitale Signalverarbeitung", Deidesheim

- 24.10.- E. Handschin
- 04.11.1987 Teilnahme am CIGRE-Kolloquium SC-39 in Tokio sowie technische Besichtigungen in Japan und Thailand
- 10.11.1987 W. Hoffmann
Kontaktveranstaltung des Forschungsförderungsprogramms ESPRIT im Hause des BMFT, Bonn
- 20.11.1987 K.D. Tesch
Fachausstellung Messen und Prüfen in der Qualitätssicherung, MTQ 87 in Dortmund
- 20.11.1987 E. Handschin
Teilnahme an der Sitzung des DAK zum CIGRE-Studienkomitee SC 39 in Erlangen
- 14.12.1987 E. Handschin, W. Hoffmann
Besprechung mit Mitarbeitern der Elektromark "Expertensysteme für die Netzleittechnik", Hagen
- 17.12.1987 E. Handschin
Leitung der Sitzung der VDE-Zweigstelle Dortmund
- 22.12.1987 W. Hoffmann
Gespräch mit Frau Niebur, ETH Lausanne über die "Erstellung von Expertensystemen" an der Universität Dortmund

6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE

6.1 Veröffentlichungen

E. Handschin, E. Ortjohann, H. Slomski, J. Voß:
"Long-Term Operation Planning for Thermal Power System", Proc.
der 9th Power Systems Computation Conference PSCC, Lissabon,
30.08. - 04.09.1987

A very important task of electrical utilities is the economically optimal long-term primary energy distribution and power dispatch. This paper describes a new method for the long-term operation planning of thermal power systems on an hourly basis. The method contains all economical and technical constraints. Among others they include energy constraints etc. The solution offers the different schedules for the available power plants over a time period of an entire year. The main idea to find a compromise between computing time and accuracy is to divide the problem into two subproblems: a yearly energy distribution step and a daily power dispatch step. The first optimisation step, considering all economical and important technical constraints, distributes the total forecasted electrical energy of one year to the available power units on a daily basis. The optimisation method is the mixed integer programming. In the second step the unit commitment problem is solved in view of the daily reference energy obtained in the first step. The results are the hourly power values for every electrical power unit for the whole year. The proposed method is illustrated by means of a realistic power system. The solution yields a reliable basis for comparing different price scenarios, the use of different primary energy resources, and the effect of a given maintenance schedule to the overall production costs.

E. Handschin, A. Kubbe, Th. Reißing:

"Electric Load Modelling: Analysis, Identification and Validation", Proc. der 9th Power System Computation Conference PSCC, Lissabon, 30.08.-04.09.1987

Dynamic load models describing the frequency and voltage dependence of the electric load have been investigated for many years. While originally the main interest was concerned with transient stability studies, today the topic of load modelling is equally important for load management purpose. There are two basic approaches to the modelling problem: Load model synthesis starting from individual load properties and aggregation to a bus load model. Alternatively, the direct measurement of the bus load dependence on frequency and voltage offers an analytic approach using identification methods. The paper describes both methods indicating the principle procedure for the synthetic solution and the measurement requirements for the load identification. Based on actual data and measurements the two methods will be compared in view of analysis, identification and model validation.

E. Handschin, Ch. Dörnemann

"Bus Load Modelling and Forecasting", Proc. PICA, 19.-22.05.1987, Montreal/Kanada

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

E. Handschin, D.Y. Dang: Einsatz von Mikrorechnern zur Überwachung von Turbosätzen, EV 8708

E. Handschin, E. Arias: Reguacion de Voltaje y de Potencia Reactiva en Redes de Transmision de Energia Electrica, EV 8709

E. Handschin: Power System and Network Training Simulator, EV 8711

W. Hoffmann: Expertensysteme; Anwendungen in der Energieversorgung, EV 8712

E. Handschin und Mitarbeiter: Jahresbericht 1986 für das BMFT-Forschungsprojekt, EV 8715

H.-H. Graf, E. Handschin: Blindleistungs-Spannungs-Regelung in Übertragungsnetzen, EV 8717

W. Ebbinghaus: Dezentrales integriertes Schutzsystem; Struktur, Aufbau und Funktionen, EV 8724

W. Ebbinghaus, F. Eickhoff, M. Jaspert: Technische Beschreibung des integrierten Abzweignetzes, EV 8729

J. Dennersmann: Betrachtung des dynamischen Verhaltens elektrischer Energieversorgungssysteme, EV 8735

W. Braun, E. Handschin: Einführung in die Detektions- und Estimationstheorie, EV 8740

H. Slomski: Langfristige Kraftwerkseinsatzoptimierung thermischer Systeme mit Strombezugsverträgen, EV 8748

F. Eickhoff: Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit digitaler Schutzeinrichtungen, EV 8751

J. Ebert, K.D. Tesch: Spannungsverschleppung in Niederspannungsnetzen, EV 8752

A. Kubbe: Frequenzmessung, EV 8753

Ch. Dörnemann, E. Handschin: Bus Load Modelling and Forecasting, EV 8757

Ch. Dörnemann: Knotenbezogene Lastprognose, EV 8758

E. Handschin und Mitarbeiter: Supraleiter als Energiespeicher, EV 8759

M. Jaspert: Beschreibung der Relaiskarten, EV 8760

6.3 Diplomarbeiten

G. Tschirsch: "Digitale Präzisionsmessung von Wechselstromgrößen auf Basis eines universellen Meßwerterfassungssystems", EV 8703

H.-J. Neumann: "Simulation von on-line Netzausfallrechnungen mit integrierter Datenerfassung", EV 8723

A. Garus: "Methoden der wirtschaftlichen Lastaufteilung unter Berücksichtigung von Energienebenbedingungen", EV 8737

R. Gengler: "Sternpunktbehandlung in 65 kV Netzen", EV 8739

H. Löhr: "Entwurf eines Störwerterfassungsgerätes für den Einsatz in elektrischen Energieversorgungsnetzen", EV 8742

B. Krause: "Untersuchung und Realisierung von Startkriterien für ein Störwerterfassungssystem", EV 8743

G. Gallus: "Zustandsestimation auf der Grundlage von Wirkleistungs- und Strombetragsmessungen", EV 8745

R. Zippel: "Projektierung und Teilrealisierung einer Rundsteuerzentrale", EV 8763

6.4 Studienarbeiten

M. Fritsch: "Literaturstudie zum Thema - Mikrorechner in der Schutztechnik", EV 8701

K. Schreber: "Entwicklung einer Datenbank-Software für eine mikroprozessorgestützte Effektivwert-, Frequenz- und Leistungsmessung", EV 8702

H. Löhr: "Untersuchung verschiedener Verfahren zur Störwertfassung in elektrischen Energieversorgungsnetzen", EV 8704

D. Große-Rhode: "Entwicklung eines mehrkanaligen A/D-Wandlermoduls", EV 8706

D. Große-Rhode: "16-kanalige A/D-Wandlerkarte", EV 8707

R. Wenderoth: "Wirtschaftliche Lastaufteilung mit Hilfe des Zuwachskostenverfahrens", EV 8710

H. Hirsch: "Entwicklung einer intelligenten Meßwertvorverarbeitungseinheit", EV 8713

S. Beisenherz: "Parameterstudien für das Programm DYSIM zur Simulation von Synchrongeneratoren", EV 8714

M. Engel: "Graphik-Software für die Überwachung elektrischer Betriebsmittel", EV 8720

J. Ebert: "Parameteridentifizierung von Spannungs- und Primärreglern", EV 8734

Th. Kohlstrung: "Die Synchronmaschine im Zustandsraum der Ströme", EV 8736

M. Snitko: "Entwurf der Steuer- und Kommunikationssoftware für das Erdschlußnetzmodell", EV 8744

V. von Jeetze: "State Estimation in elektrischen Netzen", EV 8746

S. Brandenburg: "Allgemeines Simulationsprogramm für Kurz- und Mittelzeitdynamik", EV 8747

H.-J. Opitz: "Datenerfassung und -auswertung bei der Energieversorgung mit Hilfe eines Arbeitsplatzrechners", EV 8761

6.5 Programmbeschreibungen

E. Arias: SBR; Programme zur Spannungs- Blindleistungsregelung, EVP 8701

P. Stöber: GRAPH; Graphik mit Terminal TEK 4111 und Plotter LVP 16, EVP 8702

D. König: DATRA; Programm zum Kopieren der Dateien einer Diskette mit 80 Spuren auf die Festplatte eines IBM-PC, EVP 8703

P. Stöber: DESIGN; Plotten von Flussdiagrammen und farbigen Folien, EVP 8704

A. Kubbe: HDKPLT; Printergraphik, EVP 8705

A. Kubbe: TRV; Datentransfer Z80 VAX, EVP 8706

A. Kubbe: MESS; Meßsoftware für schnelle Leistungsmessung, EVP 8707

J. Ebert: PARES; Estimation von Modellparametern einer Regelstrecke aus der Kenntnis des Ein- und Ausgangsverhaltens, EVP 8708

A. Kubbe: DRK; Diagrammausgabe für den NDK-Drucker, EVP 8709

Ch. Dörnemann, D.König: UNIMAP; Programmsystem zur Auswertung von Langzeitmessungen, EVP 8710

M. Snitko: Netzmodell-Automatisierung, EVP 8711

H.-J. Neumann: Simulation von on-line Netzausfall-Rechnungen mit integrierter Datenerfassung, EVP 8712

7. Promotionen

El-Homsi, Khaled: "Ein Trainingssimulator für die Zustandsüberwachung elektrischer Energieversorgungssysteme"

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
2. Gutachter: Privatdozent Dr.-Ing. R. Tracht

Tag der mündlichen Prüfung 26.03.1987

Für den konzipierten Netztrainingssimulator (NTS) werden die Anforderungen an die Realisierung formuliert und die Möglichkeiten für eine Implementierung analysiert. Zwei Varianten des Trainingssimulators, nämlich ein Digital- und ein Hybrid-Trainingssimulator, werden entwickelt und beschrieben. Der Einsatz von geeigneter Hardware und die Entwicklung einer dem Trainingsanspruch entsprechenden Software wird im Hinblick auf die Leistungsfähigkeit des Trainingssimulators optimiert. Anhand von Beispielen wird die Wirkungsweise der zwei vorgestellten Trainingssimulatoren verdeutlicht. Der NTS kann auch bei der Erstellung der Wissenbasis von Expertensystemen für Anwendungen in der elektrischen Energieversorgung herangezogen werden. So kann der Prozeß der Akkumulation von heuristischen Wissen (Regeln) deutlich beschleunigt werden.

Über den vorgestellten praxisorientierten Beitrag hinaus werden auch theoretische Beiträge zur Optimierung der Funktion State Estimation im Hinblick auf die Realisierbarkeit geleistet. Ein Verfahren zur Diagnose eines Meßsystems anhand der Analyse der Empfindlichkeitsmatrix (W) wird vorgestellt. Ihre Eigenschaften, insbesondere die Unabhängigkeit von der aktuellen Netzbelastung, werden abgeleitet. Die Aussagefähigkeit dieser Matrix als Maß für den Ort und die Art der Messungen wird nachgewiesen. Nicht nur die numerischen Werte insgesamt, sondern auch die Struktur der Matrix W sind für die Behandlung grober Meßfehler sehr von Bedeutung. So wird auf der Basis dieser Matrix ein Verfahren zur Lokalisierung von Mehrfach-Meßfehlern entwickelt, dessen Gültigkeit z.T. analytisch oder durch Anwendung auch auf hart konditionierte Meßsysteme getestet wird. Schließlich wird anhand der dargestellten Optimierungsprobleme eines

Meßsystems ein Verfahren zur Reduktion des Optimierungsaufwandes vorgestellt. An einem Beispiel werden die Möglichkeiten und die Gültigkeit hierarchisch strukturierter Meßsysteme gezeigt. Das vorgestellte Verfahren zur Auswahl eines Meßsystemes erlaubt die mehrdimensionale Optimierung und die Berücksichtigung unterschiedlicher, EVU-spezifischer Anforderungen. Der Schwerpunkt der Untersuchungen dieses Verfahrens liegt in der Feststellung der Parallelitäten der Indikatoren, deren Kenntnis für die weitere Reduktion des Optimierungsaufwandes bei einer systematischen Auswahl wesentlich ist. Die spätere vollautomatisierte Auswahl eines mehrdimensionalen optimierten Meßsystems wird dadurch ermöglicht.

Wohlfahrt, H.: "Dämpfung von Leistungspendelungen in elektrischen Energieversorgungsunternehmen"

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

Tag der mündlichen Prüfung 12.10.1987

Kraftwerksgeneratoren können durch Schalthandlungen oder Netzfehler zu periodischen Leistungspendelungen angeregt werden. Die hieraus resultierenden Folgen reichen von auf der Verbraucherseite kaum wahrnehmbaren Spannungsschwankungen bis hin zum vollständigen Netzzusammenbruch. Pendeldämpfungsgeräte (engl. power system stabilizer, PSS) stellen heute die weitest häufigste Abhilfemaßnahme zur Dämpfung solcher Pendelungen dar. Das gemeinsame Wirkungsprinzip von PSS besteht in der Bildung eines Zusatzsignals, das über den Spannungsregler auf das Generatorhauptfeld geführt wird. Hierdurch wird ein dämpfendes elektrisches Moment erzeugt.

In der Arbeit werden zunächst die heute verwendeten PSS-Typen katalogisiert. Sie unterscheiden sich hinsichtlich der Gewinnung des Eingangssignals und der Übertragungsfunktion zur Erzeugung des Dämpfungsmomentes. Darauf basierend werden für Kraftwerks- und Netzbetreiber relevante, einheitliche Kriterien

zur Bewertung der einzelnen PSS-Konzepte erarbeitet. Entscheidend ist hierbei, daß der gesamte Bereich betrieblicher Störungen von der Schalthandlung bis zur Großstörung mit frequenzabhängigem Lastabwurf berücksichtigt wird.

Ausgangsbasis für die Untersuchungen ist die linearisierte Betrachtung des Generators am starren Netz. Die Variation der Generatorparameter, der Spannungsreglerstruktur, sowie des Leistungsfaktors und der Netzkurzschlußleistung erlaubt die Analyse der erzielbaren Dämpfungsverbesserung im gesamten praktisch relevanten Bereich. Hieraus kann die nach dem Nyquist-Kriterium maximal zulässige und vom Generatorarbeitspunkt abhängige PSS-Verstärkung der jeweiligen PSS-Übertragungsfunktion ermittelt werden.

Durch Simulationsrechnungen im Zeitbereich können auch nicht-lineare Einflußgrößen berücksichtigt werden. Bei Verwendung der elektrischen Generatorwirkleistung als Stabilisierungssignal erfolgt eine Kopplung zwischen Spannungs- und Turbinenregelung bzw. zwischen Vorgängen der Kurz- und Mittelzeitdynamik. Hierdurch sind unerwünschte Rückwirkungen auf die Generatorklemmenspannung und damit auf die sichere Versorgung des Kraftwerkeigenbedarfs zu erwarten.

Die Erweiterung des Problemumfangs auf die störfallbedingte Bildung von Inselnetzen beschreibt den teilweise nachteiligen Einfluß von PSS auf frequenzstützende Lastabwurfverfahren. PSS mit der Frequenz als Eingangssignal können in diesem Fall zu langanhaltenden Dauerpendelungen führen. Durch die umfassende Betrachtungsweise wird das Spektrum der tauglichen PSS-Typen drastisch eingeschränkt. Unter allen betrachteten Betriebsbedingungen zeigt ein PSS mit der Beschleunigungsleistung des Generators als Eingangssignal das günstigste Verhalten. Dementsprechend folgen Vorschläge für eine Modifikation bereits im Betrieb befindlicher PSS.

Neben der Typenwahl können auch Empfehlungen für eine geeignete Platzierung von PSS im Mehrmaschinensystem je nach Netztopologie gegeben werden. Bei ungünstiger PSS-Verteilung ist eine zeitweise - wenn auch unkritische - Dämpfungsverschlechterung gegenüber dem Fall ohne jeglichen PSS grundsätzlich möglich.