

LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG

UNIVERSITÄT DORTMUND

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



JAHRESBERICHT 1993

Herausgegeben vom

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

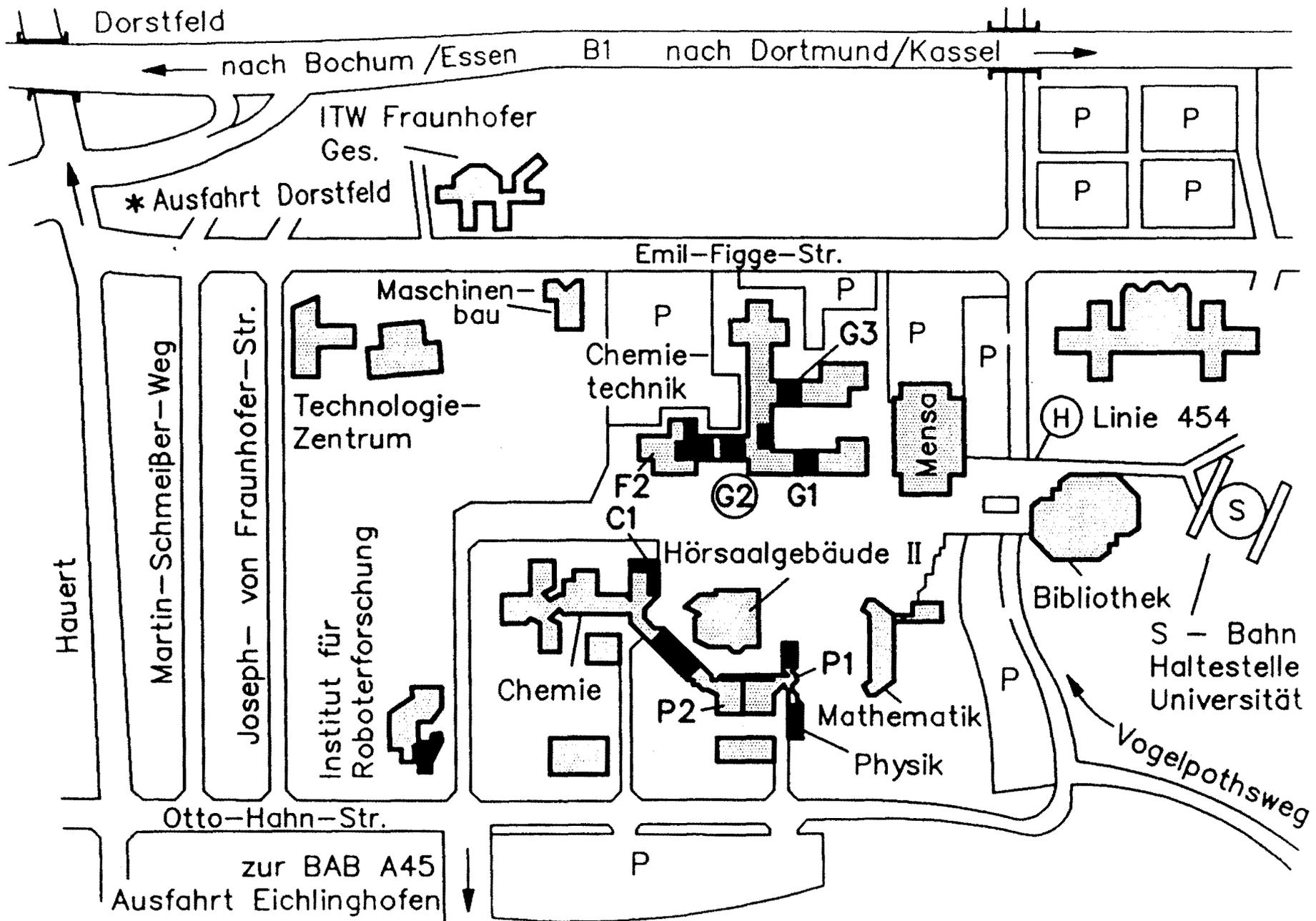
44221 Dortmund

Telefon (0231) 755-2396

Telex 82 24 45 unido

Telefax (0231) 755-2694

REDAKTION: D. König, D. Blume, Th. Stephanblome



(G2) LS für Elektrische Energieversorgung

VORWORT

Das herausragende Ereignis im Berichtsjahr war die Gestaltung und Vorbereitung des technischen Programms für die 11. Power System Computation Conference, die vom 30. August bis zum 3. September 1993 in Avignon, Frankreich, stattgefunden hat. Die Auswahl von rund 160 wissenschaftlichen Arbeiten aus über 380 eingereichten Beiträgen stellte nicht nur das technische Komitee vor eine schwierige Aufgabe. Die aktive Unterstützung durch die Mitarbeiter des Lehrstuhls ermöglichte die Bewältigung dieser anspruchsvollen Aufgabe. Rückblickend kann ich feststellen, daß sich der große Aufwand sicher gelohnt hat.

Ein zweiter wichtiger Meilenstein war der Bezug der neuen Räumlichkeiten für das Zentrum für Expertensysteme Dortmund (ZEDO). Damit ist eine wichtige Baumaßnahme abgeschlossen worden, so daß Drittmittelprojekte auf dem Gebiet der Expertensysteme optimal zusammengefaßt werden können. Durch die interdisziplinäre Zusammenarbeit mit anderen Wissensgebieten entstehen neue Lösungsansätze und innovative Beiträge, die nicht an den traditionellen Fakultätsgrenzen enden. Dabei steht bei allen Untersuchungen der Anwendungsbezug und nicht die Methodik im Mittelpunkt unserer Projekte.

Auch der nationalen und internationalen Kooperation kam im Berichtsjahr eine wichtige Rolle zu. Die Unterstützung durch die DFG und den DAAD wird dankbar anerkannt, da ohne diese viele Bemühungen ohne Erfolg geblieben wären. Zahlreiche Kontakte sind aber auch über das von der EG geförderte Comett-Programm "Electric Energy Systems - University Enterprise Training Partnership (EES-UETP)" im vergangenen Jahr neu aufgebaut worden.

Der Jahresbericht möchte Sie über die Forschungsprojekte informieren, um so den erzielten Fortschritt aufzeigen zu können. Ich wünsche mir, daß der vorliegende Bericht Ihr Interesse findet und als Grundlage für die Weiterführung bestehender Zusammenarbeiten dient sowie zur Begründung neuer Kontakte führen wird. Für das uns entgegengebracht Vertrauen möchte ich Ihnen auch im Namen aller Mitarbeiter sehr herzlich danken.

E.Handschin

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1. PERSONAL	1
2. LEHRBETRIEB	2
2.1 Vorlesungen	2
2.2 Seminar	2
2.3 Praktika	3
2.4 Projektgruppen	4
2.5 Exkursionen	4
3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN	5
3.1 Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme	8
3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen	41
3.3 Schutz- und Leittechnik	74
4. VORTRÄGE	93
4.1 Beiträge für das Kolloquium	93
4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern	93
5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN	95
6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE	100
6.1 Veröffentlichungen	100
6.2 Forschungsberichte	104
6.3 Diplomarbeiten	105
6.4 Studienarbeiten	106
6.5 Programmbeschreibungen	108

1. PERSONAL

Lehrstuhlinhaber:	Univ. Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
Sekretariat:	Frau I. Gasthaus
Akademische Gäste:	Dr.-Ing. J. Inschekov, Kiew Politechnic Institute, Ukraine Dr.-Ing. E. Kliokys, Lithauische Akademie der Wissenschaften, Lithauen Dipl.-Ing. M. Mikhailov, Russian Academie of Sciences, Irkutsk, Russia Dipl.-Ing. E. Orduna, University San Juan, Argentinien
Wiss. Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. D. Blume Dipl.-Ing. C. Damschen Dipl.-Ing. Th. Fabian Dipl.-Ing. M. Fabinger Dipl.-Ing. A. Gaul Dipl.-Ing. J. Handke Dipl.-Ing. M. Heine Dr.-Ing. W. Hoffmann Dipl.-Ing. A. Koel Dipl.-Ing. D. König Dipl.-Ing. D. Kuhlmann Dipl.-Ing. M. Langer Dipl.-Ing. U. Neumann Dipl.-Ing. F. Reyer Dipl.-Ing. U. Schlücking Dipl.-Ing. Th. Stephanblome Dipl.-Ing. V. Schmidt Dipl.-Ing. D. Westermann
Technische Mitarbeiter:	Frau H. Giersberg Dipl.-Ing. W. Horenkamp Frau R. Meier Herr K.-D. Tesch

2. LEHRBETRIEB

2.1 Vorlesungen

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Elektrische Energietechnik I (WS)

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

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

Elektrische Energietechnik II (SS)

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

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

Energieübertragungssysteme I (WS)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

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

Energieübertragungssysteme II (SS)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 8. Semester.

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

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

Energieversorgung (WS)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

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

2.2 Seminar

Qualitätsmanagement in der elektrischen Energieversorgung

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

Inhalt: Grundlagen und Normen des Qualitätsmanagements, Qualitätsmanagement im elektrischen Anlagenbau und in EVU, Qualität der Versorgungsspannung, Vergleich der Qualitätspolitik verschiedener Länder.

2.3 Praktika

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

Messung von Energie und Leistung

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

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

Regelung von Wirk- und Blindleistung

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

Planung elektrischer Energieversorgungssysteme

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

Dynamische Simulation eines Energieversorgungssystems

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

Simulation von Lastverteileraufgaben

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

2.4 Projektgruppen

Zur Förderung der Teamarbeit wird die Mitarbeit in Projektgruppen als Alternative zum Praktikum angeboten. In diesem Berichtszeitraum kamen folgende Projektgruppen zustande:

Kurzschlußberechnung (WS)

Die Kenntnis möglicher Kurzschlußströme in elektrischen Energieübertragungssystemen ist wesentlich für die Dimensionierung der Anlagenteile sowie für die Parametrierung der Schutzeinrichtungen. Im Rahmen dieser Projektgruppe wurden mit dem mathematischen Dienstleistungsprogramm MATLAB ausgehend von einer geeigneten Modellierung die Verfahren zur unsymmetrischen Fehlerstromberechnung (VDE 102, Überlagerungsverfahren) unter Berücksichtigung einer benutzerfreundlichen Oberfläche realisiert.

Netzmodellsteuerung

Der Einsatz von analogen Netzmodellen erlaubt eine detaillierte Untersuchung von stationären und dynamischen Vorgängen in elektrischen Energieübertragungssystemen. Im Rahmen dieser Projektgruppe wurde für das am LS EV vorhandene Netzmodell eine PC-gestützte Netzmodellregelung realisiert. Dazu waren die Meß- und Steuerungsleitungen des Netzmodells an den PC anzukoppeln und die geeignete Verarbeitungssoftware in der Programmiersprache C zu entwickeln.

Laststeuerung für Industriebetriebe

In Industrieunternehmen wird der Strompreis aufgrund der angemeldeten monatlichen Spitzenleistung ermittelt. Daher ist man daran interessiert die angemeldete Leistung auch möglichst exakt abzunehmen. Im Rahmen dieser Projektgruppe wurde mit dem mathematischen Dienstleistungsprogramm MATLAB ein gegebenes Prognosesystem so erweitert, daß die statistische Energiereserve bestimmt werden konnte. Basierend darauf wurde eine Lastführungsstrategie für einen einzelnen großen Verbraucher entwickelt.

2.5 Exkursionen

Im Berichtszeitraum wurden folgende Exkursionen für Studenten ab dem 7. Fachsemester durchgeführt:

- Eintägige Exkursion zum Windpark Pilsum/Ostfriesland.
- Eintägige Exkursion zum Kraft- und Umspannwerk Gersteinwerk der VEW

3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN

Neue Aufgaben und wachsende Anforderungen an verfügbare Lösungen erfordern auch im Aufgabenbereich der elektrischen Energieversorgung die Ergänzung der Palette traditioneller Lösungsansätze. Ganz im Sinne dieser Überzeugung stellen und stellen die Bewertung und die Weiterentwicklung neuer Informationsverarbeitungstechnologien hinsichtlich ihres Potentials zur Lösung energietechnischer Aufgabenstellungen eine wesentliche Komponente der Forschungsarbeiten am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung dar. Abgeschlossene sowie laufende Arbeiten zeigen, daß die automatisierbare Verarbeitung linguistischer Variablen und heuristischen Wissens sowie die Anwendung selbstlernender künstlicher neuronaler Netze neue leistungsfähige Ansätze zur Lösung von Aufgaben aus vielen Bereichen der Technik und der Dienstleistung eröffnen. Aus dieser Überzeugung resultiert das besondere Engagement des Lehrstuhls für elektrische Energieversorgung in der Dortmunder Initiative ZEDO.

Von der Erkenntnis motiviert, daß das Interesse an den neuen Technologien fächerübergreifend ist, gründeten Dortmunder Hochschullehrer aus sieben Fachbereichen im Jahre 1987 das Zentrum für Expertensysteme Dortmund e.V. (ZEDO). Zu Beginn eingeschränkt auf die Technik der wissensbasierten Systeme versteht sich das ZEDO inzwischen als zentrale Einrichtung, die das an der Universität vorhandene Erfahrungspotential auf dem Gebiet neuer Informationsverarbeitungstechnologien bündeln und für die Praxis, die Forschung sowie für die Aus- und Weiterbildung nutzbar machen will. Zu den industriellen Mitgliedern des ZEDO gehören die wichtigsten deutschen Computerhersteller, Großunternehmen des Montanbereich, der Energieversorgung und der Chemie sowie mittelständische Software- und Engineering-Firmen.

Der Bogen der von ZEDO-Mitgliedern durchgeführten F&E-Projekte spannt sich weit von der unmittelbaren Anwendung der neuen Technologien wissensbasierte Systeme, künstliche neuronale Netze und Fuzzy Logik über deren problemspezifische Weiterentwicklung bis hin zu der Hardware-Realisierung von künstlichen neuronalen Netzen oder Fuzzy-Prozessoren.

Das ZEDO ist Partner für unabhängige Beratung und Entwicklungsvorhaben sowie bei der Förderung der wissenschaftlichen Forschung und Ausbildung auf dem Gebiet der neuen Technologien der Informationsverarbeitung. Für Interessenten aus Wirtschaft,

Verwaltung und Wissenschaft bietet das ZEDO zudem einen geregelten Zugang zu dem an der Universität verfügbaren Know-how. Das ZEDO deckt dabei ein breitgefächertes Anwendungsspektrum ab:

Technik

- Logistik
- Planung von industriellen Arbeitsabläufen
- Intelligentes CAE/CAD
- Baumechanik
- Technische Optimierung
- Chemische Verfahrensplanung
- Recycling
- Umwelt- und Sicherheitstechnik
- Energieversorgung
- Mikroelektronik
- Regelungstechnik

Dienstleistung

- betriebswirtschaftliche Diagnose und Wartung
- Entscheidungsunterstützung in der Verwaltung
- Verbesserung der Planungsqualität
- statistische Datenanalyse
- Gründungsberatung
- Bürokommunikation

Informatik

- Werkzeuge zur Erstellung von Expertensystemen
- Werkzeuge zur Wissensakquisition und -verarbeitung

Das Angebot des ZEDO richtet sich an Unternehmen, Behörden und wissenschaftliche Einrichtungen, die neue Informationsverarbeitungstechnologien einsetzen wollen und bietet seinen Partnern und Mitgliedern:

- Beratung bei der Entwicklung oder der Auswahl von Entwicklungswerkzeugen
- Entwicklung von wissensbasierten Systemen, künstlichen neuronalen Netzen oder Fuzzy Anwendungen mit oder im Auftrag von Anwendern
- Unterstützung bei der Systemeinführung
- Erfahrungsaustausch und Know-how Transfer durch Fachtagungen, Seminare und Informationsveranstaltungen
- Beratung über Forschungsförderung.

Mit dem Ziel der Schaffung einer geeigneten Infrastruktur für die interdisziplinäre Kooperation von ZEDO-Mitgliedern insbesondere bei der verstärkten Bearbeitung von industrienahen F&E-Projekten warb ZEDO mit den ebenfalls aus der Universität Dortmund heraus gegründeten Initiativen ICD (Informatik Centrum Dortmund e.V.) und RIF (Dortmunder Initiative zur Rechnerintegrierten Fertigung e.V.) erfolgreich Fördermittel ein. Die in unmittelbarer Nachbarschaft zur Universität Dortmund erbauten Büro- und Laborflächen stellen auf einer Hauptnutzfläche von ca. 1.250 m² eine optimale Infrastruktur für 35 Forscher und ca. 50 Diplomanden und studentische Mitarbeiter zur Verfügung.

Die Infrastruktur umfaßt die Ausstattung mit ergonomisch angelegten Bildschirmarbeitsplätzen und leistungsfähiger Hardware und Software. Von besonderer Bedeutung für die innerhalb des ZEDO bearbeiteten F&E-Projekte ist die Verfügbarkeit von spezialisierter Hardware wie Neurocomputer und Parallelrechner. Ein konsequent sternförmig angelegtes Datennetz garantiert die ZEDO-interne Kommunikation mit Datenraten von bis zu 100 MBit/sec. Die externe Kommunikation wird durch einen Glasfaseranschluß an das Hochschulrechenzentrum der Universität Dortmund sichergestellt.

Die vom ZEDO errichteten Anteile an dem Institutsgebäude werden, wie auch die von den Bauherren ICD und RIF verantworteten Bereiche, an eine neugegründete Forschungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH Dortmund übertragen. Die Aufgaben dieser von den drei Initiativen ICD, RIF und ZEDO gegründeten F&E-Gesellschaft liegen neben dem Betrieb des ca. 9.500 m² Nutzfläche umfassenden Gebäudes in der organisatorischen und personalwirtschaftlichen Dienstleistung zunächst für die drei Gründungsgesellschafter. Die Forschungs- und Entwicklungsgesellschaft mbH Dortmund ist bewußt offen angelegt, und es ist vorgesehen, daß auch weitere Initiativen die angebotenen Dienste in Anspruch nehmen können.

Die im Berichtsjahr 1993 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 für das jeweilige Projekt zuständigen Mitarbeiter sowie die weiterführenden, ausführlichen Berichte erwähnt. Bei einer Reihe dieser Forschungsvorhaben arbeitet der Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung eng mit dem ZEDO zusammen.

3.1 Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme

3.1.1 Konzept einer zustandsorientierten Instandhaltung für elektrische Energieversorgungsnetze

In der elektrischen Energieversorgung hat das Thema der Instandhaltung in den letzten Jahren ständig an Bedeutung gewonnen, was nicht zuletzt an der hohen Anzahl von Veröffentlichungen auf diesem Bereich erkennbar ist. Der Grund liegt darin, daß die Instandhaltung einen wesentlichen Kostenfaktor eines Energieversorgungsunternehmens darstellt. So fand schon vor mehreren Jahren ein Wechsel von einer korrigierenden zu einer vorbeugenden bzw. periodischen Instandhaltung statt, da es nicht mehr wirtschaftlich sein konnte, erst nach Ausfall eines Betriebsmittels Instandhaltungsmaßnahmen einzuleiten.

Bei der periodischen Instandhaltung werden in regelmäßigen Abständen Inspektionen und Wartungen durchgeführt, um die im Laufe der Betriebsjahre durch Abnutzung, Verschleiß, Korrosion, etc. abnehmende Verfügbarkeitsreserve ausreichend hoch zu halten, so daß es erst gar nicht zu einem Ausfall eines Betriebsmittels kommen kann (Bild 3.1). Der Zeitplan der Wartungen und Inspektionen beruht in der Regel auf Herstellerempfehlungen, Fehlerstatistiken und Erfahrungen des Wartungspersonals. Trotz sorgfältiger und regelmäßiger Inspektionen können jedoch Fehler in den Anlagen weiterhin nicht ausgeschlossen werden.

Seit einiger Zeit werden Anstrengungen zur Entwicklung von Fehlerfrüherkennungssystemen unternommen, um sich anbahnende Fehler vor einem Ausfall des Betriebsmittels zu erkennen. Vor Erreichen der Schadensgrenze einer Anlage muß ein solches System Warnmeldungen so frühzeitig abgeben, daß ausreichend Zeit für die Durchführung erforderlicher Instandhaltungsmaßnahmen bleibt. Weiterhin sollten im Idealfall Instandhaltungsmaßnahmen nur dann vorgenommen werden, wenn das Entstehen eines Fehlers erkennbar ist. Dieser Standpunkt wird zusätzlich dadurch erhärtet, daß moderne Betriebsmittel oft so wartungsarm sind, daß der Instandhaltungsaufwand, der durch regelmäßige Inspektionen und Wartungen entsteht, nicht zu rechtfertigen ist.

Für beide Ziele, sowohl für die Erhöhung der Zuverlässigkeit als auch zur Vermeidung überflüssiger Instandhaltungsmaßnahmen, könnten moderne Diagnoseverfahren und

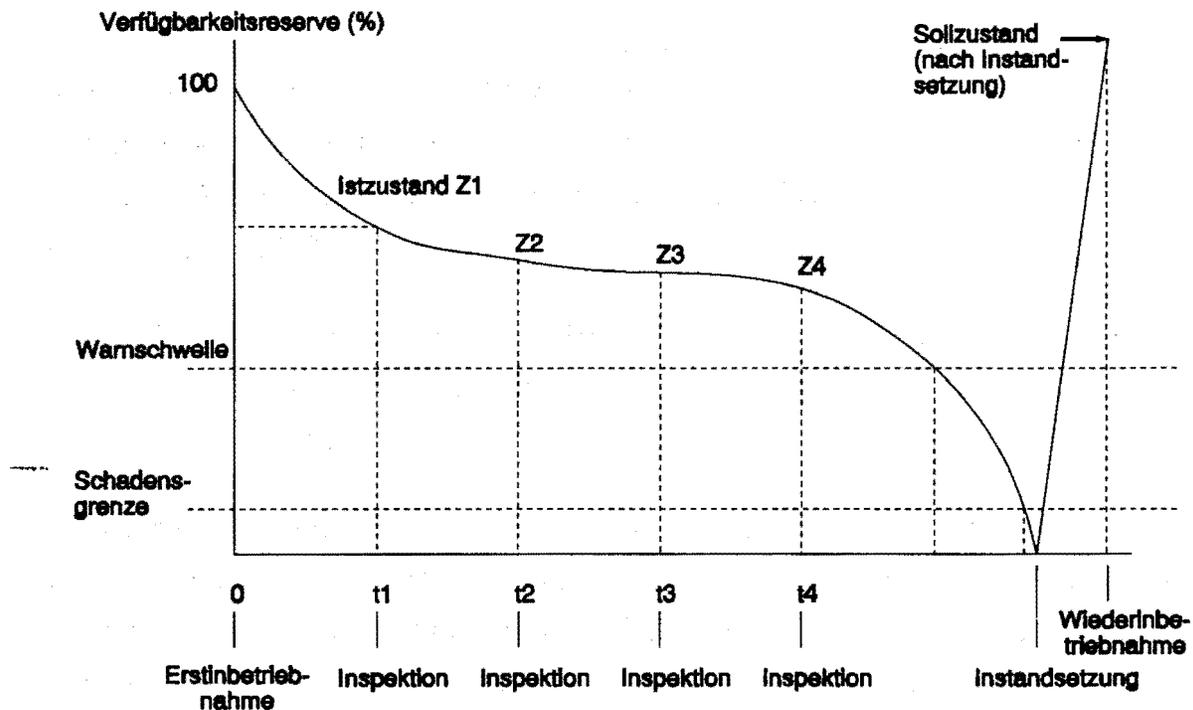


Bild 3.1: Verfügbarkeitsreserve als Funktion der Zeit

der Einsatz geeigneter Sensorik Hilfsmittel darstellen. Für viele Betriebsmittel existieren bereits Diagnoseinstrumente, die in der Praxis jedoch bisher noch wenig im Einsatz sind. Auf der einen Seite spielt hier die Neuartigkeit der Diagnoseinstrumente eine Rolle, auf der anderen Seite bietet der Einbau von Sensorik eher bei Neuanfertigungen als bei Nachrüstung im Einsatz befindlichen Betriebsmitteln wirtschaftliche Vorteile. Der Einsatz von Diagnoseinstrumenten lohnt sich daher oft nur beim Austausch dieser Betriebsmittel und kann als Konsequenz nur schrittweise vorgenommen werden.

Die Diagnoseverfahren stellen die Grundlage der neuen Strategie der zustandsorientierten Instandhaltung dar. Diese Strategie sieht vor, erst dann Instandhaltungsmaßnahmen vorzunehmen, wenn das entsprechende Betriebsmittel einen Fehler erkennen läßt, jedoch noch nicht ausgefallen ist. Um die Ziele einer höheren Wirtschaftlichkeit und Verfügbarkeit zu erreichen, wurde ein Konzept entworfen, welches Diagnoseeinrichtungen mit in die Gestaltung eines Instandhaltungsplans einbindet (Bild 3.2). Der Grundgedanke dieses Systems liegt in der systemumfassenden Sichtweise bei der Erstellung eines optimalen Instandhaltungsplans. Es werden dabei sowohl die Ergebnisse aus Diagnoseeinrichtungen als auch systemumfassende Faktoren wie die Kraftwerkseinsatzplanung oder auch die Lastprognose mit ein-

bezogen. Um die Trennung zwischen den Fehlerdiagnosen der Betriebsmittel und dem das gesamte System betrachtenden Instandhaltungsplan deutlich zu machen, wird in Bild 3.2 zwischen der Betriebsmittel- und der Systemebene unterschieden.

In einem elektrischen Energieversorgungsnetz werden unterschiedliche Betriebsmittel eingesetzt, die in ihrer Funktion nicht unabhängig voneinander sind. Bei einer zustandsorientierten Instandhaltung müssen diese funktionellen Abhängigkeiten berücksichtigt werden. Weiterhin sollten die frühzeitigen Meldungen der oben genannten Fehlerfrüherkennungssysteme es ermöglichen, die Zeitpunkte der notwendigen Instandhaltungsmaßnahmen in einem gewissen Zeitrahmen zu variieren und auf einen wirtschaftlich optimalen Zeitpunkt zu legen, der auf die anderen oben genannten wirtschaftlichen Planungsfaktoren abgestimmt ist. Aufgrund der Verarbeitung ständig einlaufender Diagnosemeldungen entsteht so im Gegensatz zu bisherigen statischen Instandhaltungsplänen ein dynamischer Instandhaltungsplan, der auf das Energieversorgungssystem zurückwirkt.

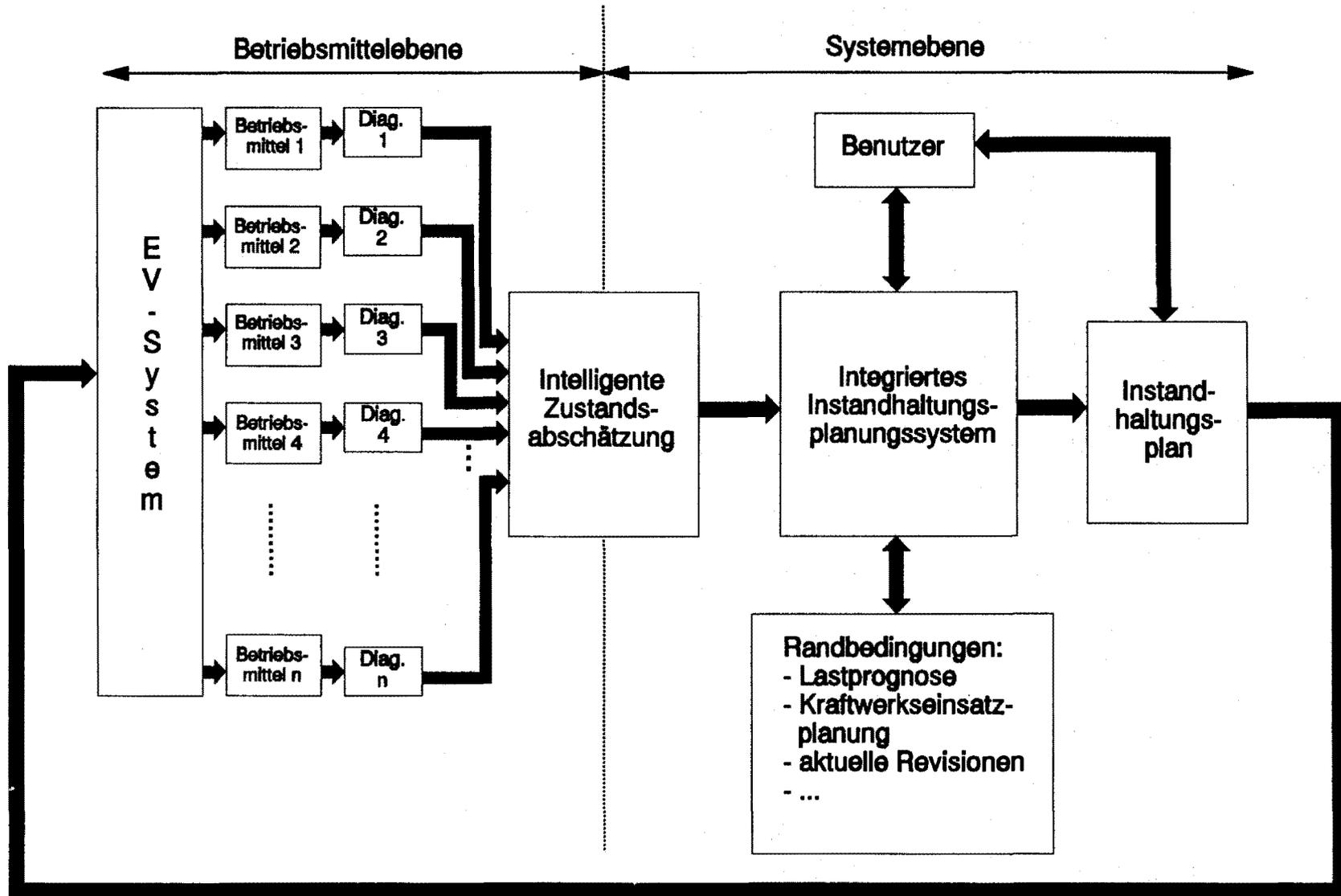
Als Informationsverarbeitungsmethoden bieten sich wissensbasierte Systeme in Verknüpfung mit der Fuzzy-Set-Theorie als geeignete Hilfsmittel für die Instandhaltungsplanung an, da sowohl bei der Zusammenfassung von Diagnosemeldungen als auch bei der Beschreibung funktioneller Abhängigkeiten sprachliche Regeln als Grundlage angenommen werden können. Für die Diagnose haben sich in vielen Bereichen ebenfalls Künstliche Neuronale Netze als erfolgreich erwiesen, so daß auch diese Lösungsansätze in Betracht zu ziehen sind.

Neben der Entwicklung der Informationsverarbeitungsmethoden wird derzeit anhand des Leistungsschalters als konkretem Betriebsmittel geprüft, inwieweit dort schon Diagnoseeinrichtungen verfügbar sind und welchen wirtschaftlichen Vorteil Schalter mit Sensorik gegenüber Schaltern ohne Sensorik in dem Konzept der zustandsorientierten Instandhaltungsplanung besitzen. Ein weiterer Betrachtungsgegenstand sind Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen bezüglich der Nachrüstbarkeit von Sensorik an bereits vorhandenen Schaltern.

W. Hoffmann, U. Neumann

Diese Forschungsarbeit wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert und in enger Kooperation mit einer Forschergruppe in Dresden durchgeführt.

Bild 3.2: Konzept für ein Instandhaltungssystem



3.1.2 Langfristoptimierung in thermischen Kraftwerkssystemen

Die Problemstellung der Kraftwerkseinsatzplanung ist von den vier Grundforderungen nach:

- Wirtschaftlichkeit,
- Sicherheit,
- Umweltverträglichkeit,
- Zuverlässigkeit,

geprägt. Im Rahmen der langfristigen Brennstoffdisposition, Vertragsgestaltung und Betriebsplanung ist die Langfristoptimierung ein wichtiges Werkzeug. In hydrothermischen Erzeugungssystemen mit einem hohen Wasserkraftanteil werden oft stochastische Lösungsansätze für das Optimierungsproblem verwendet. In rein thermischen Erzeugungssystemen werden im Gegensatz dazu deterministische Ansätze auf der Basis der Gemischt Ganzzahligen Linearen Programmierung (GGLP), der Linearen Programmierung (LP) oder Network-Flow-Algorithmen (NF) bevorzugt, da hiermit eine höhere Modellgenauigkeit erreicht werden kann. Aber auch bei den letztgenannten Ansätzen müssen wegen des ausgedehnten Optimierungshorizonts (von wenigen Monaten bis zu einigen Jahren) Modellvereinfachungen in Kauf genommen werden, um die Rechenzeit in akzeptablen Grenzen halten zu können.

Die Langfristoptimierung basiert auf einer Lastprognose für den Langfristzeitraum. Da bei der Langfristlastprognose nur Energievorhersagen mit ausreichender Güte gemacht werden können, wird mit der langfristigen Optimierung eine Energieeinsatzplanung für die Erzeugungseinheiten durchgeführt. Hierbei ist zu beachten, daß die Resultate der Langfristoptimierung im Hinblick auf ihre Umsetzbarkeit in reale Einsatzpläne für die Kurzfristoptimierung anwendbar sind. Zur Validierung dieser Forderung werden aus diesem Grund oft schnelle, auf Heuristiken basierende Rechenprogramme zur Bestimmung von Blockeinsatzplänen der Energieeinsatzplanung nachgeschaltet. Teilweise werden die nachgeschalteten Heuristiken nicht nur zur Validierung der Umsetzbarkeit des Energieeinsatzplans in einen Blockeinsatzplan verwendet. Durch die erhöhte Modellgenauigkeit der heuristischen Nachschaltprogramme gegenüber der rein mathematisch basierten Energieeinsatzoptimierung sind Verbesserungen im Energieeinsatzplan erzielbar. Allerdings kann hierfür der mathematische Optimalitäts-

beweis nicht erbracht werden, da keine geschlossene Lösung des Optimierungsproblems durchgeführt wird.

In dem hier vorgestellten Verfahren zur Langfristoptimierung wird das Optimierungsproblem in zwei Stufen gelöst. In Tabelle 3.1 sind die in den Stufen berücksichtigten Nebenbedingungen aufgelistet.

Tabelle 3.1 In den Optimierungsstufen berücksichtigte Nebenbedingungen
(X Δ berücksichtigt, o Δ nur näherungsweise berücksichtigt)

Oberbegriff	Nebenbedingungen	Berücksichtigung	
		GGLP	Heuristik
Kraftwerks- technik	<i>Techn. Minimal- und Maximalleistung</i>	X	X
	<i>Regelband</i>	X	X
	<i>Mindestzeiten für Stillstand und Betrieb</i>	o	X
	<i>Revisionen (Teilrevisionen)</i>	X	X
Mengen	<i>Mindest-/ Maximalabnahme</i>	X	
	<i>Restnutzungsdauer</i>	X	
	<i>Begrenzte Energiegehalte</i>	X	
	<i>Fahrpläne</i>	X	X
Zuverläss- igkeit	<i>Gleichgewicht von Bedarf und Erzeugung</i>	X	X
	<i>rotierende Kraftwerksreserve</i>	o	X

Die erste Stufe basiert auf der GGLP und wird zur globalen Energiebestimmung verwendet. Dabei werden Zeitbereiche mit ähnlicher Lastcharakteristik zusammengefaßt. Der Gesamtzeitbereich der Langfristoptimierung wird in *Teilmonate* unterteilt, um saisonale Änderungen im Lastverlauf zu berücksichtigen. Innerhalb der Teilmonate werden die Werkzeuge mit nahezu identischem Lastverlauf sowie die Wochenendtage zu charakteristischen Tagen zusammengefaßt. Die Tagesbelastungskurve eines charakteristischen Tages wird dabei durch eine Treppenapproximation der Leistungsdauerlinie nachgebildet. Als sinnvoller Kompromiß zum Erhalt noch ausreichender Güte

des Optimierungsergebnisses und akzeptablen Rechenzeiten haben sich folgende Aufteilungen bewährt:

- 24 Teilmonate (=> ein Teilmonat entspricht 1/2 Monat)
- 2 charakteristische Tage pro Teilmonat (ein Werktag- und ein Wochenend-/Feiertag-Äquivalent)
- 3 Laststufen der Leistungsdauerlinie pro charakteristischem Tag

Die Umsetzung der Energievorgabe aus der GGLP-Stufe erfolgt mit Hilfe eines schnellen heuristischen Ranglistenverfahrens. Für jeden Teilmonat wird der Blockein-satz zeitsequentiell erstellt. Für Blöcke mit *kritischen* Langfristenergiebedingungen werden dazu Energieiterationen durchgeführt, wobei der Energiesollwert des GGLP-Ergebnisses für den Teilmonat zugrunde gelegt wird. Im Gegensatz zu anderen Verfahren, die ebenfalls die Methode der Energiezuweisung zur Einhaltung der langfristigen Energiebedingungen verwenden, erfolgt hier allerdings keine Zuweisung für alle Blöcke sondern nur eine Zuweisung für Blöcke mit *kritischen* Energiebedingungen. Da die Anzahl der Blöcke mit kritischen Energiebedingungen meistens sehr viel kleiner ist als die Gesamtzahl der betrachteten Blöcke, kann durch diese Verfahrensweise eine gute Konvergenz in einer geringen Anzahl von Iterationsschritten mit einem Lagrange-Verfahren erzielt werden.

Eine Energiebedingung wird dabei im Teilmonat T mit der Zeitdauer dt als kritisch bzgl. ihrer Minimalgrenze bezeichnet, wenn gilt:

$$E_{\text{ist}}(T) + E_{\text{zuk}}(T) + dE_{\text{min}}^{\text{tec}}(dt) < E_{\text{min}}$$

Eine Energiebedingung ist kritisch bzgl. ihrer Maximalgrenze, wenn gilt:

$$E_{\text{ist}}(T) + E_{\text{zuk}}(T) + dE_{\text{max}}^{\text{tec}}(dt) > E_{\text{max}}$$

Hierin sind $E_{\text{ist}}(T)$ die bis zum Beginn des Teilmonats T abgefahrte elektrische Energie, $E_{\text{zuk}}(T)$ die laut GGLP-Ergebnis für den Restjahreszeitraum beginnend mit T noch zu erzeugende elektrische Energie sowie E_{min} und E_{max} die untere bzw. obere Grenze der Langfristenergiebedingung. Außerdem ergeben sich für die in den Gleichungen auftretenden Differenzterme aus den technisch möglichen Minimal- bzw. Maximalenergien während des betrachteten Zeitraums dt und den von der GGLP ermittelten Sollwerten für dt:

$$dE_{\min}^{\text{tec}}(dt) = E_{\min}^{\text{tec}}(dt) - E_{\text{sol}}(dt)$$

$$dE_{\max}^{\text{tec}}(dt) = E_{\max}^{\text{tec}}(dt) - E_{\text{sol}}(dt)$$

In Bild 3.3 sind die verwendeten Größen graphisch dargestellt:

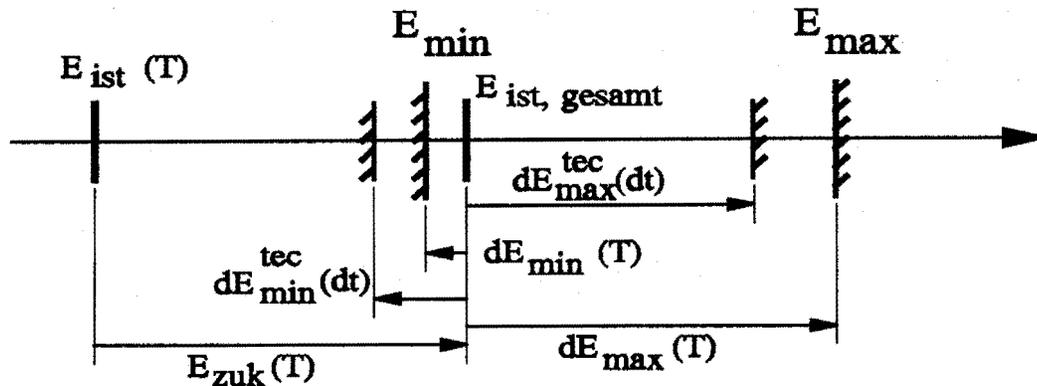


Bild 3.3: Bestimmung kritischer Energiebedingungen

Wird die Energiebedingung eines Blockes als kritisch erkannt, werden Grenzwerte für die Erzeugung des Blockes im Teilmonat T vorgegeben. Im ersten Fall, der Gefahr einer Verletzung der unteren Energiegrenze, kann die obere Energiegrenze im Teilmonat gleich der technisch möglichen Maximalenergie gesetzt werden, die untere Teilmonatsenergie ist begrenzt durch:

$$E_{\min}(dt) = E_{\min}^{\text{tec}}(dt) + \max \left\{ 0, E_{\min} - E_{\text{ist}}(T) - E_{\text{zuk}}(T) - dE_{\min}^{\text{tec}}(dt) \right\}$$

Im zweiten Fall, der möglichen Verletzung einer oberen Grenze, kann die untere Energiegrenze des Teilmonats gleich der unteren technisch möglichen Energie gesetzt werden. Die obere Energiegrenze ist dann gegeben durch:

$$E_{\max}(dt) = E_{\max}^{\text{tec}}(dt) + \min \left\{ 0, E_{\max} - E_{\text{ist}}(T) - E_{\text{zuk}}(T) - dE_{\max}^{\text{tec}}(dt) \right\}$$

Analog zu den langfristigen Energiebedingungen für die Erzeugung einzelner Blöcke lassen sich auch blockübergreifende Energiebedingungen (z.B. Take-or-pay bei Gasbezug, Jahrhundertvertrag zur Kohleverstromung) berücksichtigen.

Mit der geringen Anzahl energiebeschränkter Blöcke vereinfacht sich das Problem der Energieiterationen. Das Energieiterationsverfahren erfolgt nach der Methode von Kuhn und Tucker (erweiterte Lagrange-Funktion). Die dabei als Nebenprodukt anfallenden Dualvariablen (Lagrange-Faktoren) werden bei der Ranglistenstellung und der wirtschaftlichen Lastaufteilung verwendet.

Die benötigte Rechenzeit für einen Erzeugungspark mit ca. 25 Einspeisungen, von denen 5 kritische Energiebedingungen besitzen, beträgt für eine Jahresoptimierung etwa 2-2½ Stunden CPU-Zeit auf einer VAX Workstation 3100 / 80. Ein Vergleich mit anderen Ansätzen zur Lösung der Langfristoptimierung zeigt eine deutliche Reduktion der Rechenzeit bei gleichwertiger Optimierungsgüte.

J. Handke

3.1.3 Ultra short-term load forecasting using neural networks

Ultra short-term load forecasting is a subtask of the load forecasting problem especially important for consumers relying on special tariffs. The formulation of short-term load forecasting problem used in this work is as follows: the day, starting from midnight, is divided into 96 quarter-hour periods ($q = 1, 2, \dots, 96$). Actual load is measured every 30 seconds, so that every period is represented by 30 values ($P_r, r = 1, 2, \dots, 30$). Within every clearing period it is necessary to predict the energy consumption from the point t_{prog} to the end of the period, what is equivalent to the prediction of the average power over the planning horizon T_{prog} as shown on the Fig. 3.4.

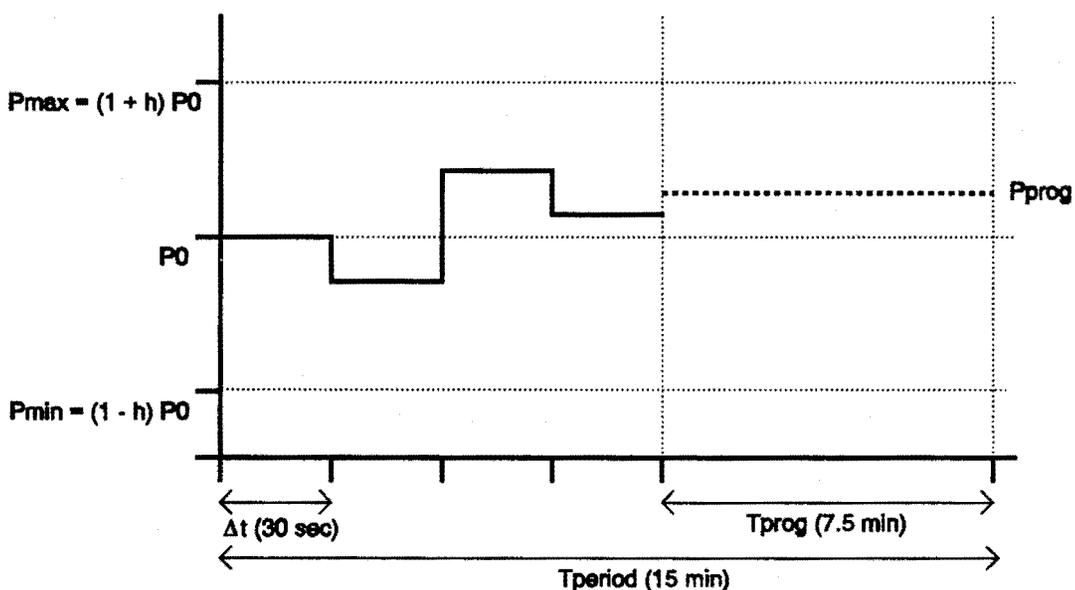


Fig. 3.4: Short-term load forecasting

Actual load data used in this work are taken from one german power utility and cover the period of one month in spring of 1992. It is well known that the load behaviour follows week patterns, so the forecasting technique must handle this aspect.

Artificial Neural Network (ANN) is a collection of simple processing units connected by weights used to compute the mapping between inputs and outputs. The learning capabilities of ANNs make them attractive to the problems where the relation between input and output variables is inherently complex. Load forecasting can be attributed to such classes of problems. Two different types of ANN were used in this work:

- Kohonen's self organizing feature map (SOFM) was applied for the clustering of the load data with the aim of using the most representative load shapes for the training of multi-layer perceptron networks (MLP);
- an MLP network was trained to predict the average load over the time $T_{prog} = 7,5 \text{ min.}$

Actual load data were clustered by Kohonen's SOFM network. Inputs are 96 average quarter-hour daily loads P_{rq} $r = 1, 2, \dots, 96$, $q = 1, 2, \dots, 31$ over one month. Three classes have been found by a 3x3 SOFM as shown in the lower right window on Fig. 3.5. Feature maps are arranged in this window in a matrix-like form, so that the first column stands for Monday, second for Tuesday etc. Every feature map shows the location of the neuron whose weight vector is closest to the load curve of the corresponding day. According to this classification daily load curves are divided into: weekends (upper right field on the feature map), working days of the first half of the month (upper left) and the working days of the second half (lower left).

The recall error, defined as relative difference between input and SOFM's response is shown in the upper left window on the Fig. 3.5.

Wednesday, May 13 was selected as a reference day for training the MLP network to forecast the average load with a planning horizon of 7,5 minutes. Load values, P_{rq} $r = 1, 2, \dots, 15$, $q = 1, 2, \dots, 31$, from the beginning of the clearing period q up to the point of prognosis t_{prog} are input variables. Target variables P_{prog} are calculated as average load values over the planning horizon T_{prog} . Input and output data are normalised using formula

$$P_{rq}^{norm} = \frac{P_{rq} - (1 - H) \cdot P_{1q}}{2 \cdot H \cdot P_{1q}}$$

where: P_{1q} - first load of the period q , $H = 0,35$.

Test runs have shown that standard back-propagation algorithm gives mean absolute error of 0,9% within 1000 iterations.

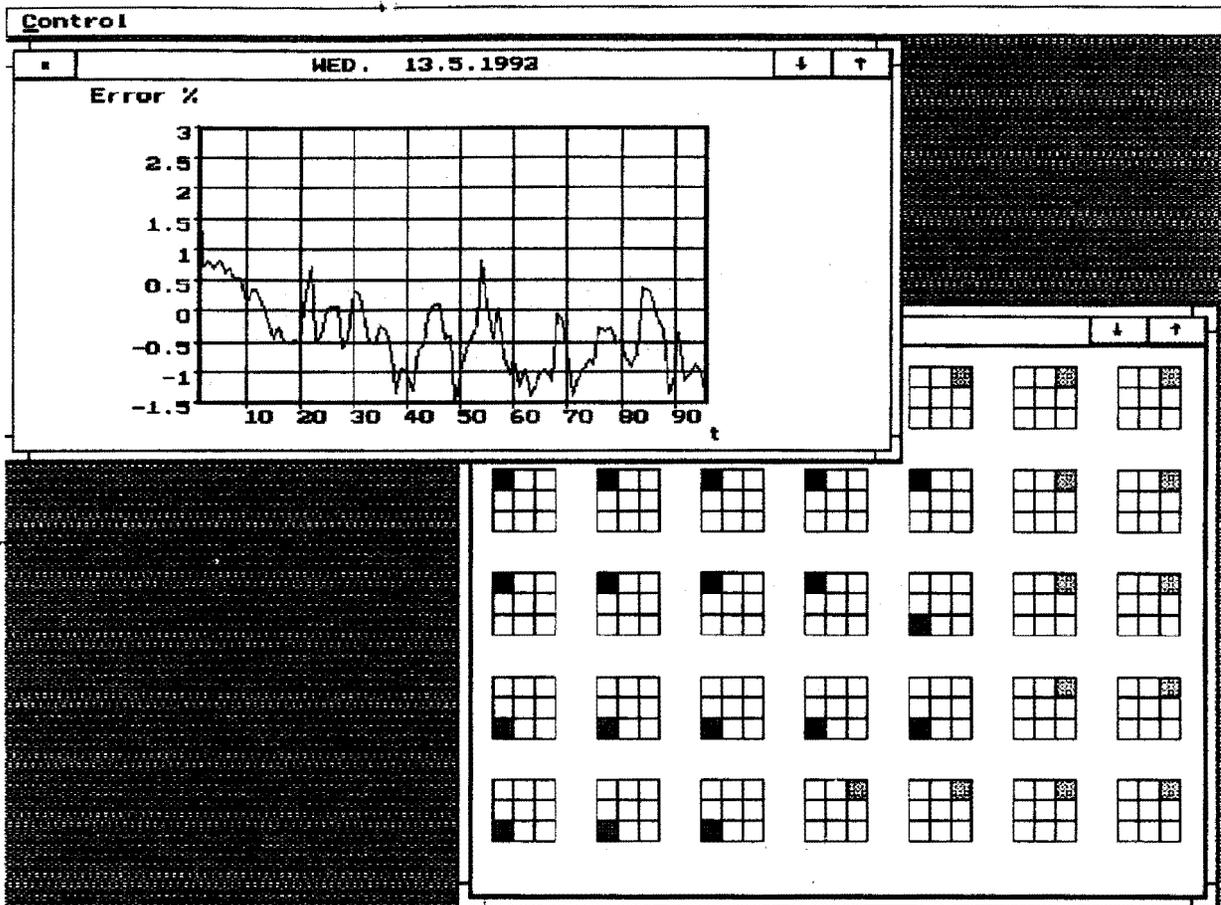


Fig. 3.5: Load data analysis with Kohonen's feature map.

Software for modelling and visual representation of Kohonen's SOFM and MLP networks implemented during this work, was developed by using object-oriented technology in C++ programming language and runs under DOS and OS/2 operating systems.

M. Mikhailov

EV 3345

3.1.4 Steuerung speichernder Lasten

Rundsteuerung wird in Deutschland von vielen Energieversorgungsunternehmen zur Führung steuerbarer Lasten eingesetzt. Die zugrunde gelegten Steuerungsverfahren sind oft nur im Sinne einer Dienstleistung implementiert. Angeschlossene Verbraucher werden zu bestimmten, vertraglich fest vereinbarten Zeiten ein- bzw. ausgeschaltet. Weil sich diese Art der Steuerung von vergleichbaren Zeitschaltuhrsteuerungen kaum abhebt, wird ein weites Feld der Optimierung kaum genutzt. Viel effektiver wäre es,

wenn man die Steuerzeiten dem tatsächlichen Bedarf anpassen würde. Technische Möglichkeiten hierzu stehen in allen Energieversorgungsunternehmen, die eine Rundsteuerung betreiben, bereit, jedoch beinhaltet die Steuerungssoftware die benötigten Funktionen oft nicht. Vor dem Hintergrund, daß die zur Optimierung erforderlichen Daten wie prognostizierter Lastfluß, Kraftwerkseinsatzplan und zu erwartende Außentemperaturen meist hinreichend bekannt sind, bietet sich eine Verwendung dieser Daten im Hinblick auf eine Optimierung an.

Unter den rundgesteuerten Verbrauchern befinden sich z.B. viele Heizlasten, deren Kennlinie stark von der Außentemperatur abhängt. Bei einer zeitstarrten Steuerung, kann auf eine Temperatur nicht eingegangen werden. Eine optimierte Steuerung hingegen kann auf diese Unterschiede eingehen und die Heizung im Sommer zu gänzlich anderen Zeiten schalten als im Winter. Hierdurch können Energiekosten gesenkt werden.

Hinzu kommt, daß sich die Randbedingungen von EVU mit/ohne Eigenerzeugung wesentlich unterscheiden. Ist die Eigenerzeugung gering, so ist das EVU in hohem Maße von Bezugsleistungsverträgen abhängig. Bei hoher Eigenerzeugung deckt es seinen Bedarf weitestgehend aus eigenen Ressourcen.

Da die Anzahl der EVU mit geringer Eigenerzeugung bei weitem überwiegt (z.B. Stadtwerke), sind die meisten Softwarepakete zur Lastführung auf diese Belange abgestimmt. Typische Charakteristiken für EVU mit geringer Eigenerzeugung sind:

- kleines Netz,
- geringe Gesamtlast,
- wenige Rundsteuergruppen (ca. 20) mit kleinen Leistungen,
- Kosten an Bezugsleistungsvertrag gekoppelt (Viertelstundenmessung).

Die von den Herstellern angebotene Software zur Bezugsleistungsoptimierung verwendet die Rundsteuerlast, um die vertraglich angemeldete Viertelstundenhöchstlast möglichst exakt einzuhalten. Hierbei werden zu Beginn der Viertelstunde möglichst viele Lasten eingeschaltet und gegen Ende der Meßzeit sukzessive die Lasten ausgeschaltet, wenn die Prognose ein Überschreiten der angemeldeten Last voraussagt. (Bild 3.6 und Bild 3.7)

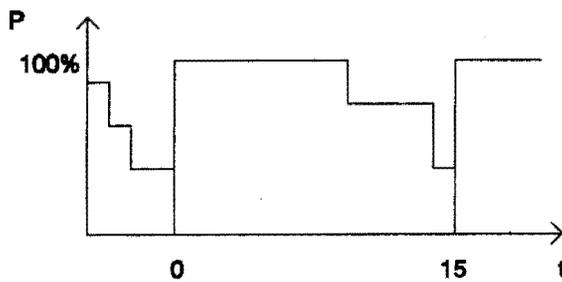


Bild 3.6: Rundsteuerlast bei herkömmlicher Bezugsleistungsoptimierung

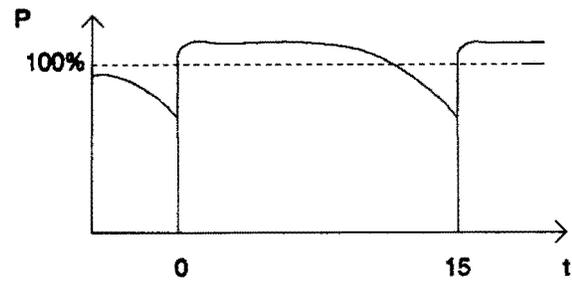


Bild 3.7: Bezugsleistung

Dieses Verfahren führt dazu, daß zu Beginn des Meßintervalles eine hohe Belastung auftritt, die gegen Ende des Berechnungszeitraums langsam abfällt. (Bild 3.7)

Aus der Sicht der Kraftwerksbetreiber ist dieses Verfahren nicht sinnvoll, da es im Anfangsbereich eines Viertelstundenintervalls zu Laststößen und zu einer höheren als der vertraglich vereinbarten Last führt. Für regionale Versorgungsunternehmen ist es jedoch der einfachste Weg, den Bezugsleistungsvertrag auch ohne Lastmodellierung und längerfristige Prognosen einzuhalten, da in dem oben genannten Berechnungsverfahren die anzumeldende Spitzenlast aus einer Energiemessung bestimmt wird.

Diese Problematik ist seit der Einführung hochgenauer Zeitmessungen durch DCF77-Funkuhr-Kopplung nicht mehr zu unterschätzen. Während noch vor wenigen Jahren die Laststöße durch die Ungenauigkeiten der Uhren vergleichmäßig wurden, so werden diese jetzt mit immer größerer Präzision erzeugt. Hier setzt das Projekt Laststeuerung an. Es wird an der Entwicklung eines Systems gearbeitet, das die Lasten kostenoptimal schaltet. Hierbei sollen sowohl die Kunden als auch die Kraftwerksbetreiber in ihren Anforderungen berücksichtigt werden.

Für die Kraftwerke soll sichergestellt werden, daß die Last möglichst ohne Sprünge geschaltet wird. Die regionalen Versorgungsunternehmen müssen aufgrund exakter Prognosen ihre Verträge einhalten können, und der private Endkunde darf nicht durch überflüssige Schalthandlungen belästigt werden. Gerade der letzte Punkt ist wichtig, da viele in älteren Heizungen eingesetzte Relais nicht lautlos schalten.

In Bild 3.8 ist beispielhaft die angestrebte Vergleichmäßigung des Lastgangs unter Verwendung der neuen optimale Laststeuerung dargestellt.

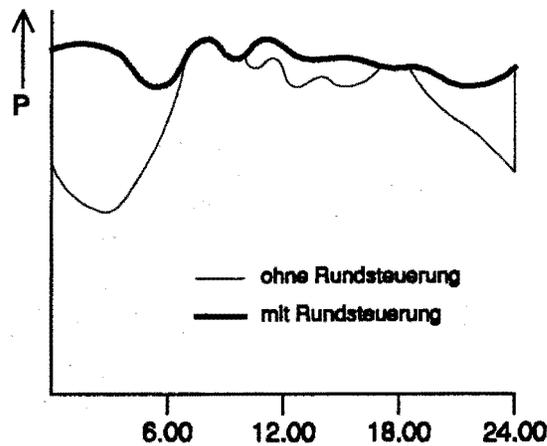


Bild 3.8: Ziel der Lastführung

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines Programms, das unter Berücksichtigung vertraglicher, technischer und kundenspezifischer Randbedingungen die optimale Führung von steuerbaren Lasten erlaubt. Hierzu müssen folgende Aspekte untersucht werden:

- Höhe und Art der installierten Leistung,
- technischer Stand der Rundsteuertechnik,
- anwendbare Steuertechniken,
- vorhandene vertragliche Randbedingungen,
- Untersuchung der Anwendbarkeit verschiedener Optimierungsverfahren.

A. J. Gaul

3.1.5 Gangliniengesteuerte Lastvorgabe zur Lastflußberechnung in Mittelspannungsnetzen

Die bereits seit Jahren in Hochspannungsnetzen übliche Lastflußrechnung wird heute auch vermehrt in Netzleitwarten zur Führung von Mittelspannungsnetzen gefordert. Sie dient der Berechnung der Auslastung von Kabeln und Freileitungen sowie der Einspeisungstransformatoren und der Transformatoren in den Ortsnetzstationen. Ferner werden die Spannungsprofile im Netz ermittelt. Damit ist eine Beurteilung möglich, ob unzulässig große Spannungsabfälle zwischen der Einspeisung und der im letzten Netzausläufer zu versorgenden Last auftreten - oder allgemeiner, ob alle Knotenspannungen des Mittelspannungsnetzes in vorgegebenen Toleranzbändern liegen. Darüberhinaus ist eine Lastflußrechnung in der Lage, die Netzverluste zu berechnen

und kann daher im Rahmen der manuellen Trennstellenverlagerung zur Bestimmung der verlustminimalen Trennstellen genutzt werden.

Bezüglich der Rechenverfahren unterscheidet sich die Lastflußrechnung für Mittelspannungsnetze nur unwesentlich von der für Hochspannungsnetze. Ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal liegt in der Anzahl der zu behandelnden Knoten. Liegt die Knotenzahl bei üblichen Hochspannungsnetzen im Bereich von einigen hundert Knoten, so sind in Mittelspannungsnetzen selbst kleiner Energieversorgungsunternehmen oft bereits tausend, bei Unternehmen mit Überlandnetzen zigtausend Knoten zu berücksichtigen. Da jedoch Mittelspannungsnetze üblicherweise als Netzgruppen in Form von Strahlennetzen oder offenen Ringen betrieben werden, ist eine separate Berechnung der einzelnen Netzgruppen möglich. Die Zahl der in der Rechnung zu behandelnden Knoten wird dadurch drastisch reduziert, und die damit verbundenen numerischen Probleme können ausgeschaltet werden.

Ein weiterer Unterschied zur Lastflußberechnung in Hochspannungsnetzen liegt in der Bereitstellung der Eingangsdaten. Lassen sich die Eingangsdaten des Hochspannungsnetzes aus fernübertragenen Meßwerten und nachgeschalteten Rechnungen zur Meßwertbereinigung (State-Estimation) ermitteln, stehen im Mittelspannungsnetz üblicherweise nur spärliche Informationen zur Verfügung. Aktuell gemessene Informationen gibt es typischerweise nur von dem Transformator, der den entsprechenden Mittelspannungsstrang speist. Eventuell stehen noch die in den Transformatorstationen ermittelten Maximalströme zur Verfügung. Weitere Informationen sind quasistatisch vorzugeben, wie etwa der Jahresenergieverbrauch in den Stationen (z.B. aus kaufmännischen Daten) und die Kenntnisse über die Verbraucherstruktur. Sind mit diesen Informationen Lastannahmen getroffen worden, so lassen sich diese für die aktuelle Betriebsweise und den aktuellen Zeitpunkt mit den Meßwerten an der Einspeisungsquelle abgleichen.

In enger Zusammenarbeit mit einem Hersteller von Netzleitstellen ist ein Programmpaket zur Lastflußberechnung in Mittelspannungsnetzen entwickelt worden, das in ein grafisch-interaktives System für Netzberechnungen integriert wurde. Zur Modellierung der Mittelspannungslasten (MS-Lasten) werden dabei die oben erwähnten Daten "Jahresenergieverbrauch" und "Maximalstrom" sowie die spezifischen Ganglinien eines Energieversorgungsunternehmens zugrunde gelegt.

Eine Ganglinie mittelt im wesentlichen den Einfluß aller Verbraucher, so daß sie auch für den durchschnittlichen MS-Verbraucher gilt. Mit dieser Annahme werden die Lastvorgaben für die MS-Lasten der Transformatorstationen basierend auf den Jahresmittelwerten proportional zur Ganglinie vorgegeben. Es können beliebige Tages- und Jahresganglinien definiert werden, so daß der Einfluß typischer Wochentage bzw. unterschiedlicher Jahreszeiten berücksichtigt werden kann. Der Tagestyp stellt ein wichtiges Selektionskriterium für das Verbraucherverhalten dar. Daher sind wochentagsspezifische Tagesganglinien in Form einer Montags-, Wochentags- (Dienstag bis Donnerstag), Freitags-, Samstags-, Sonntags- und allgemeinen Feiertagskennlinie durchaus notwendig. Bild 3.9 zeigt die Benutzeroberfläche des Systems mit einem Gangliniendiagramm und der zugehörigen Eingabemaske für eine Tagesganglinie.

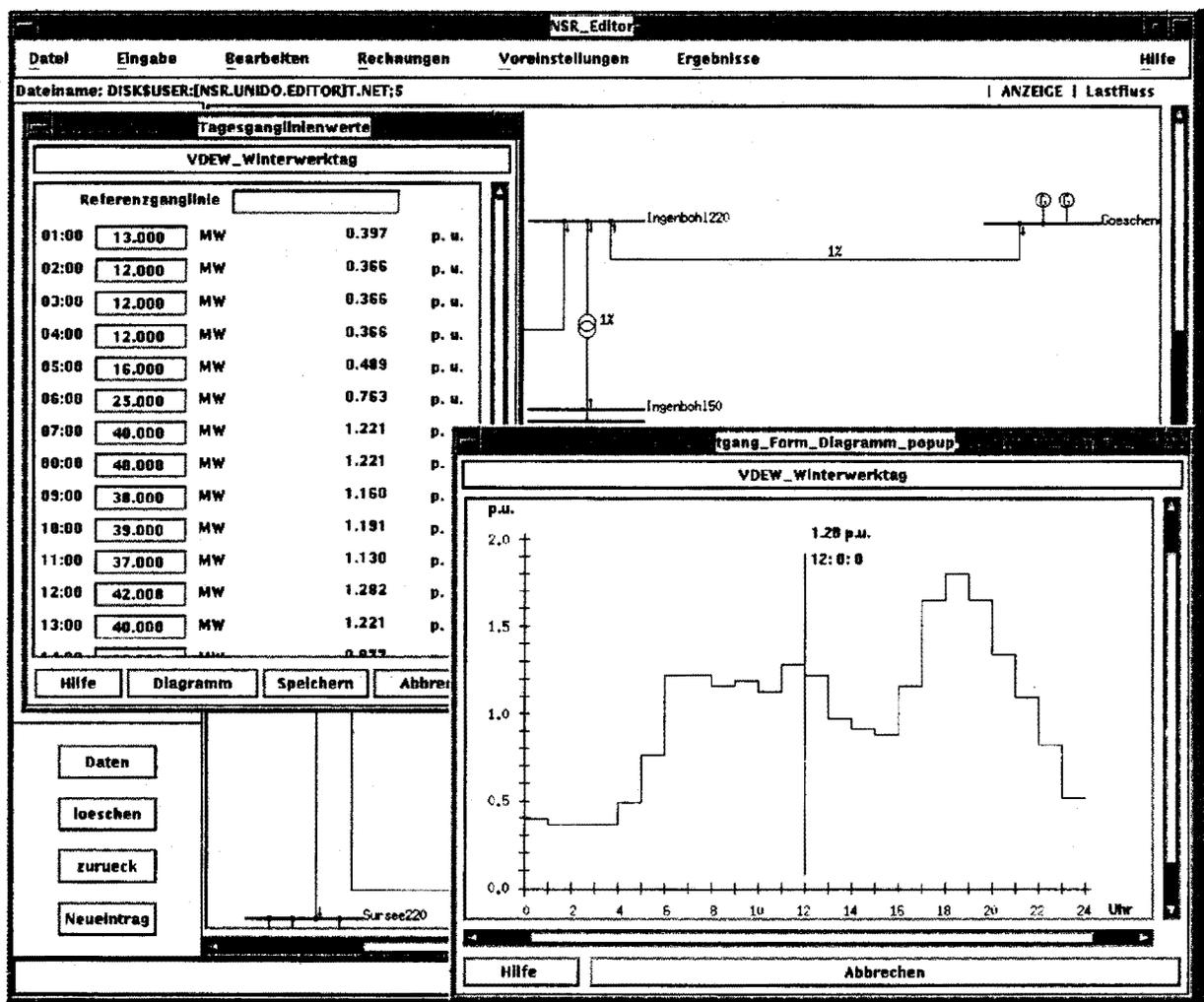


Bild 3.9: Tagesganglinie des Gesamtnetzes zur Vorgabe einer MS-Last

Bei der Energieerzeugung muß das oben beschriebene Verfahren zwangsläufig versagen, da die Erzeuger, wie Generatoren und Netzeinspeisungen, nicht gleichmäßig

an der durch die jeweilige Tagesganglinie vorgegebenen Energieerzeugung beteiligt sind. Hier haben einige Einheiten eine konstante Einsatzkennlinie (Grundlastkraftwerke), andere dagegen ein ausgesprochenes Regelverhalten (Speicher- und Spitzenlastkraftwerke). Der im Jahresverlauf unterschiedliche Bedarf wird nicht von allen, sondern von mehreren fahrplanmäßig eingesetzten Einheiten bestimmt. Dieser fahrplanmäßige Einsatz läßt sich ebenfalls durch (kraftwerksspezifische) Tagesganglinien beschreiben. Eine jahreszeitliche Variation der Ganglinien einer Aggregatgruppe beschreibt deren Anteil an der Gesamterzeugung. Die Leistung, die von den Grundlastkraftwerken nicht abgedeckt ist, wird anhand der vorgegebenen Statikkennlinien auf die an der Regelung beteiligten Generatoren und Netzeinspeisungen verteilt.

Durch die vielen möglichen Kennlinien erweist sich die Last- und Einspeisungsvorgabe als sehr zeitaufwendig. Damit eine stufenweise Inbetriebnahme der Last- und Erzeugungsmodellierung möglich ist, wurde die Kennlinienzuweisung so aufgebaut, daß bei nicht vorhandenen Kennlinien auf andere Kennlinien zugegriffen wird, die nach vorgegebenen Selektionskriterien die besten Übereinstimmungsmerkmale besitzen. Der Anwender kann die Genauigkeit des Verfahrens daher durch Einfügen weiterer Kennlinien nach und nach verbessern.

Um gewährleisten zu können, daß die Rechenergebnisse auch für den "worst case" gültig sind, besteht zum einen die Möglichkeit, eine Maximumganglinie zu definieren. Zum anderen können alle Lasten durch Eingabe eines Faktors konstant vergrößert oder verkleinert werden.

Lasten bestehen je nach den angeschlossenen Verbrauchern mehr oder weniger aus einigen typischen Verbrauchergruppen. Es ist daher naheliegend, auch Ganglinien für ausgeprägte Verbraucher zu schaffen und die Lasten aus diesen zusammzusetzen. Durch eine anteilige Zuordnung der einzelnen MS-Lasten zu mehreren ausgeprägten Verbrauchern ist das grundsätzlich möglich. Verfahren für ein derartiges Vorgehen wurden am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung bereits entwickelt.

M. Heine

3.1.6 Wirk- und Blindleistungsbedarf in Mittel- und Niederspannungsnetzen

Im Betrieb von Mittel- und Niederspannungsnetzen werden verschiedenen Maßnahmen ergriffen, um den Transport von Blindleistung gering zu halten. In den Bezugsverträgen von Sondervertragskunden ist eine Abrechnung der bezogenen (induktiven) Blindleistung in der Regel vorgesehen, wenn das zeitliche Integral über der Blindleistung die Hälfte des Betrages der bezogenen Energie überschreitet. Als Integrationsintervall wird zumeist ein Monat zugrunde gelegt. In der Regel ist es für die betreffenden Kunden günstiger, eine Blindleistungskompensationsanlage zu betreiben. Der angestrebte Leistungsfaktor $\cos\varphi$ von 0,89 wird durch die integrale Abrechnung von den Kunden nur im Mittel angestrebt und zeitweise unterschritten. Darüber hinaus werden in der Integration über der Blindleistung Einspeisungen, bedingt durch die vorhandenen Zähler, nicht erfaßt. Beide Effekte können zu einem unausgeglichene Blindleistungshaushalt und damit zu Spannungsproblemen im betreffenden Netzbezirk führen.

Der zunehmende Einsatz von Hochspannungskabeln in der Energieverteilung kann in Schwachlastzeiten ebenfalls zu Blindleistungsüberschüssen führen. Um auch in Zukunft eine stabile Energieversorgung sicherzustellen, kann es notwendig werden, den Blindleistungshaushalt des Netzes in stärkerem Maße als bisher der direkten Kontrolle des Netzbetreibers zu unterstellen und die Blindleistungskompensation einzelner Netzbezirke ggf. zentral durchzuführen.

Die Untersuchung der Möglichkeit der zentralen Blindleistungskompensation bedingt die Notwendigkeit der Modellierung des Grundschwingungsblindleistungsverhaltens der im Netz vorhandenen Verbraucher. Die Modellierung der Wirkleistung kann durch die Strukturierung der Verbraucher in Gruppen gleichartigen Verhaltens erfolgen. Solche Gruppe sind z. B. Haushalte, Chemische Industrie, Kaufhäuser etc. Aus Messungen der Leistungsaufnahme einzelner Netzbezirke und der Kenntnis der Verbraucherzusammensetzung können typische Verbrauchercurven für die einzelnen Gruppen estimiert werden. Diese typischen Verbrauchercurven beschreiben das Verbraucherverhalten als Zeitverlauf (Bild 3.10). Auf der Basis dieser Informationen kann das Wirkleistungsverhalten einzelner Betriebsmittel durch Überlagerung modelliert werden.

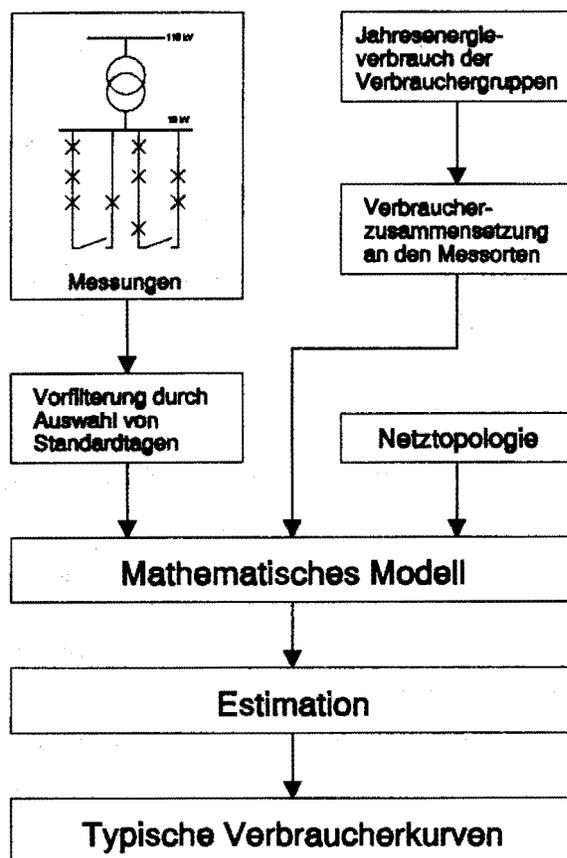


Bild 3.10: Bestimmung typischer Verbraucherkurven

Um auf der Basis dieses Ansatzes eine Beschreibung des Blindleistungsverhalten zu realisieren, ist es notwendig, analog zu den typischen Verbraucherkurven der Wirkleistung die Blindleistung zu modellieren. Messungen des Wirk- und Blindleistungsverhaltens verschiedener Sondervertragskunden haben gezeigt, daß der Leistungsfaktor $\cos\varphi$ über der Zeit abschnittsweise nahezu konstant ist, die Modellierung des Blindleistungsverhaltens also über die Beschreibung des Verhältnisses von Wirk- zu Blindleistung erfolgen kann (Bild 3.11). Zur Beschreibung des Wirk-Blindleistungszusammenhangs kommen insbesondere die Phase φ , bzw. der $\sin\varphi$ und $\tan\varphi$ zum Einsatz, da diese die Vorzeichenverhältnisse bei Überkompensation erfassen.

Untersuchungen des Wirk- und Blindleistungsverhaltens privater Haushalte haben gezeigt, daß deren Grundschwingungsblindleistungsbedarf im Rahmen der Meß- und Modellierungsgenauigkeit vernachlässigt werden kann. Um zu entscheiden, ob der Ansatz der typischen Verbraucherkurven mit der Gruppeneinteilung entsprechend des Wirkleistungsverhaltens auf die Modellierung des Blindleistungsbezugs der Sondervertragskunden übertragen werden kann, werden im Rahmen des Forschungsprojekts umfangreiche Messungen des Leistungsverhaltens von Sondervertragskunden durch-

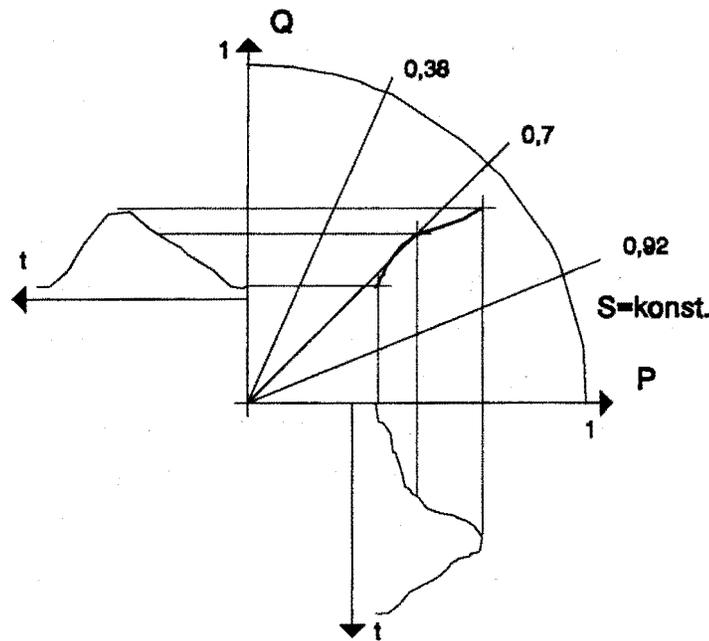


Bild 3.11: Modellierung des Blind- auf der Basis des Wirkleistungsverhaltens

geführt. Bei diesen Messungen wird jeweils die Art der eventuell installierten Kompensationsanlagen ermittelt, um das nicht kompensierte Blindleistungsverhalten estimieren zu können.

M. Langer

EV 9358

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

3.1.7 Entwicklung eines Echtzeitsimulators für das Training von Künstlichen Neuronalen Systemen in der Netzleittechnik

Die ständig wachsende Zahl unstrukturierter Informationen in der Leitwarte eines elektrischen Energieversorgungssystems (EES) führen zu erschwerten Interpretationsmöglichkeiten durch das Bedienpersonal. Dieses ist nur eingeschränkt in der Lage, die am Bildschirm angebotenen Informationsmengen aufzunehmen, zu diagnostizieren und daraus richtige Entscheidungen für die Prozeßführung abzuleiten. Der Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung ist Projektpartner in einem Verbundprojekt (NEUPRO), in dem neuronale Systeme zur Analyse und Bedienerhilfe von

komplexen technischen Echtzeitprozessen zur Kompensation dieser Probleme entwickelt und eingesetzt werden sollen. Die Charakteristika und Zielsetzungen des Forschungsvorhabens können wie folgt dargestellt werden:

- Die Menge der in einer Leitwarte einlaufenden Informationen (Meldungsschauer) überfordern den Bediener. Die Meldungen, Meßwerte und Ereignisse müssen vom System gefiltert werden, um bei Störungen des Prozesses aus der Menge der Informationen die Ursache zu ermitteln.
- Algorithmen zur Zustandsberechnung von Prozessen sind oft zu langsam. Unter Berücksichtigung eines antrainierten Erfahrungswissens soll eine erhebliche Beschleunigung erzielt werden.
- Auf Grund der Komplexität und der Menge der Informationen ist eine Analyse des Prozeßzustandes und des daraus abzuleitenden Handlungsbedarfes für die Prozeßführung schwierig und damit unter Umständen fehleranfällig. Hier werden Hilfestellungen (Bedienvorschläge, Prognosen, Optimierungen, Planungen) erforderlich, um unter Einbezug eines antrainierten Erfahrungswissens eine sichere Prozeßführung gewährleisten zu können.
- Die Prozeßvisualisierung erfordert eine der jeweiligen Situation und dem menschlichen Aufnahmevermögen angepaßte Darstellung des Prozeßzustandes, so daß nur die Informationen detailliert in einem Bild dargestellt werden, die zur Entscheidungsfindung des Bedieners wichtig sind.

Im Gesamtkonzept kommt hier der Verbesserung der Mensch-Maschine-Schnittstelle bei der Bedienung von großen und komplexen Realzeitprozessen eine bedeutende Rolle zu. Insbesondere ist das Ziel dabei, nur eine sinnvoll eingeschränkte Menge von Informationen menschengerecht darzustellen, die der Bediener in der speziellen Situation benötigt und ihm vom System Vorschläge für eine sichere Prozeßbedienung zu unterbreiten. Zur Lösung dieser Aufgabenstellung scheinen künstliche Neuronale Netze (Artificial Neural Networks, ANN) hervorragend geeignet zu sein. Die Anwendung der ANN im Forschungsvorhaben gliedert sich dabei in folgende Teilvorhaben:

- Zustandsberechnung von Prozessen
- Dynamisches Bildkonzept zur Prozeßdatenvisualisierung
- Netzsicherheitsüberwachung
- Lastprognose

- Planung und Optimierung von EES

Im Hinblick auf das Training und die Erprobung der ANN in den genannten Teilbereichen wird ein spezieller Echtzeitsimulator entwickelt, der als Grundlage für die Verifizierung und Trainingsdatenbereitstellung unter realitätsnahen Bedingungen genutzt werden soll. Der Trainingssimulator wird im nicht gestörten Betrieb den Zustand des EES stationär, symmetrisch einphasig und im gestörten Betrieb unsymmetrisch dreiphasig unter Verwendung symmetrischer Komponenten berechnen. Dabei werden weder Zwischensystemfehler noch Leitungsunterbrechungen simuliert.

Im Rahmen der Simulatorentwicklung kommt der Realisierung von Trainingsfunktionen im Hinblick auf das Training von ANN eine besondere Bedeutung zu. Hier wird es wie in einer Lehrer-Schüler-Situation (Trainer-ANN-Situation) ermöglicht, daß verschiedene, für den Prozeß der Energieversorgung typische Szenarien eingestellt werden können. Somit ist es für ein an den Prozeß angekoppeltes ANN nicht erkennbar, ob die zu verarbeitenden Daten durch einen realen Prozeß oder einen Prozeßsimulator erzeugt werden.

Ein Trainingsszenario besteht aus einer Basissektion, die die Startzeit eines Szenarios und den Systemzustand definiert, und einer Ereignissektion, die den Ablauf der Trainingssitzung festlegt. Hier können durch den Trainer gezielt Betriebsmittel und Netzzustände beeinflußt werden. Bei der Erstellung eines Trainingsszenarios werden alle Ereignisse, die während einer Trainingssitzung auftreten und nicht vom Trainer vorgegeben werden, als Ereignissequenz vordefiniert. Um bestimmte Ereignissequenzen einer Trainingssitzung wiederholen zu können, ist eine Verwaltung von Momentanaufnahmen des Systems erforderlich. Beginnend bei diesen Momentanaufnahmen, die den Systemzustand zu einem speziellen Zeitpunkt wiedergeben, können Teilsequenzen wiederholt trainiert werden. Um einen Zusammenhang zwischen diesen wiederholten Ereignissequenzen und der korrespondierenden Trainingssequenz herzustellen, wird der Ablauf eines Trainingsszenarios über allgemeine Protokollfunktionen aufgezeichnet. Aus der Datenbasis des Leitwartenrechners kann ein konsistenter Trainingsdatensatz für das Training von ANN generiert werden.

Die Genauigkeit eines Trainingsszenarios hängt von der Art der verwendeten Modelle innerhalb des Simulators ab. Wenn komplexe Ereignisse nachgebildet werden sollen, die durch Modellvereinfachungen nicht simulierbar sind, kann die Systemreaktion durch die gezielte Beeinflussung von Betriebsmitteln im Rahmen von Trainings-

szenarien nachgebildet werden. Dabei sind die Szenarien allgemein so ausgelegt, daß sowohl Situationen im Normalbetrieb als auch im gestörten Betrieb von EES berücksichtigt werden. Dabei werden hier folgende Klassen von Trainingsaufgaben unterschieden:

- Klasse 1: SCADA Funktionen
- Klasse 2: Erzeugungsregelung
- Klasse 3: Operative Maßnahmen

Um Trainingsfunktionen der Klasse 1 zu realisieren, wird eine statische Lastflußrechnung erforderlich und ein Systemmodell, das unterschiedliche Lastmodelle sowie Schutzrichtungen enthalten kann. Im Rahmen von Szenarien aus Klasse 2 wird das System über algebraische Gleichungen und bei nicht quasistationärer Betrachtung zusätzlich über Differentialgleichungen beschrieben. Untersuchungen im Rahmen der Klasse 3 basieren im wesentlichen auf zusätzlichen, nicht dem Bereich Dynamik zuzuordnenden Modellen. Hier werden Funktionen der Leitwartensoftware benötigt, da Szenarien der Klasse 3 in den Bereich der Betriebsführung fallen.

W. Hoffmann, D. Westermann

Diese Forschungsarbeit wird im Rahmen des Verbundprojektes NEUPRO durch das Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) gefördert.

3.1.8 Konzeption einer Alarmverarbeitung mit Künstlichen Neuronalen Netzen (ANN)

Als Teilprojekt des im vorangehenden Berichtes erwähnten Verbundprojektes NEUPRO wird am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung das im folgenden beschriebene Künstliche Neuronale Netz (Artificial Neural Network, ANN) zur Alarmverarbeitung entwickelt.

Eine wichtige, heute noch nicht zufriedenstellend gelöste Aufgabe im Bereich der Netzbetriebsführung betrifft die Verarbeitung der ständig wachsenden Zahl erfaßter Meldungen und Meßwerte in Leitwarten. Bei Störungen in Energieübertragungsnetzen können innerhalb kürzester Zeit große Mengen von Meldungen auftreten. Aufgrund fehlerhafter Reaktionen des Schutzsystems, Störungen bei der Datenübertragung oder nicht vollständig überwachter Netzbezirke kommt es häufig zu unvollständigen

Alarmmustern, die eine schnelle Erkennung der Fehlerursachen zur Einleitung geeigneter Maßnahmen zur Störungsbehebung erschweren.

Versuche mit konventionellen Verfahren, wie mehrfarbige Bildschirmdarstellung oder der Anordnung der Meldungen nach Klassen, die Informationsflut dem Netzleitenden vorstrukturiert anzubieten, bleiben unbefriedigend wegen der großen Anzahl von möglichen Verknüpfungen, dem nicht vorhersehbaren Zeitablauf der Störung und der unterschiedlich schnellen Informationsübertragung. In den letzten Jahren sind zahlreiche Expertensysteme zur Fehleranalyse vorgestellt worden. Sie bieten den Vorteil der Implementierung von Wissen in Form von Regeln. Ergebnisse lassen sich durch Rückverfolgung der erfüllten Regeln in der Wissensbasis begründen. Expertensysteme haben jedoch den Nachteil, daß sie nur diejenigen Situationen beherrschen können, für die Wissen explizit in der Wissensbasis abgelegt ist.

Da sich Künstliche Neuronale Netze (ANN) besonders gut zur Verarbeitung verrauschter Eingangsdaten als auch großer Datenmengen eignen, liegt der Gedanke nahe, ein System zur Alarmverarbeitung und Fehlerortung basierend auf ANN zu entwickeln. ANN sind Systeme zur Informationsverarbeitung, die sich aus sehr vielen einfachen, uniformen, miteinander in Verbindung stehenden Verarbeitungseinheiten (Neuronen) zusammensetzen. Die Information wird in den Gewichten der Verbindungen zwischen den Verarbeitungseinheiten gespeichert. Durch unterschiedliche Vernetzung der Neuronen (z.B. vorwärts gerichtete Netze, Netze mit Rückkopplung, selbstorganisierende Netze etc.) können verschiedene Zielsetzungen wie Musterassoziation oder Musterrekonstruktion erreicht werden. Im Gegensatz zu klassischen, algorithmischen Programmierverfahren oder Expertensystemlösungen lernen ANN aus Beispielfällen. Zu jedem ANN-Typ gibt es spezielle Lernalgorithmen, mit denen das gewünschte Verhalten des Netzes vom Anwender beeinflußt werden kann. Die Gewichtungen der Verbindungsstrukturen werden dabei solange modifiziert, bis das ANN das gewünschte Verhalten zeigt. Es ist nach dem erfolgreichen Anlernen in der Lage, die in der Trainingsphase präsentierten Beispiele richtig zu reproduzieren und darüberhinaus auf nichttrainierte Fälle angemessen in assoziativer bzw. interpolierender Weise zu reagieren.

Die in Veröffentlichungen vorgestellten Prototypen zur Alarmverarbeitung mit ANN basieren zumeist auf einem gesamtheitlichen Ansatz, bei dem ein einzelnes ANN zur Alarmverarbeitung für ein Energieübertragungsnetz verwendet wird. Dieses ANN wird jeweils mit Meldungsmustern für einen bestimmten Netzzustand trainiert. Es kann daher eine Netzzustandsänderung nicht nachvollziehen und muß nach einer Topologie-

änderung neu trainiert werden. Die Anwendung des gesamtheitlichen Konzeptes auf Energieübertragungsnetze realer Größe ist aufgrund der Vielzahl von Betriebsmitteln und möglichen Fehlermustern nicht sinnvoll.

Um eine möglichst flexible Anpassung an Topologieänderungen des Energieübertragungsnetzes zu gewährleisten und die Anzahl der Trainingsdaten so gering wie möglich zu halten, wird z. Zt. eine betriebsmittelorientierte Strukturierung der ANN untersucht. Das System zur Alarmverarbeitung wird dabei in grundlegende Module zerlegt, aus denen sich das System für den Einsatz bei unterschiedlichen Topologien des Energieübertragungsnetzes zusammensetzen läßt. Jedem Betriebsmittel eines Energieübertragungsnetzes können bestimmte Meldungen des Schutzsystems und Schalterfallmeldungen zugeordnet werden. Für jeden Betriebsmitteltyp (z.B. Transformator, Freileitung, Sammelschiene etc.) wird ein ANN entworfen, das die betriebsmittelspezifischen Meldungen auswertet. Zur Berücksichtigung von unvollständigen Meldungsschauern und von Meldungen, die sich auf benachbarte Betriebsmittel beziehen, müssen die einzelnen ANN Informationen untereinander austauschen. Diagnosen über benachbarte Betriebsmittel werden zusammen mit den betriebsmittelspezifischen Meldungen vom zugeordneten ANN ausgewertet. Der Ausgabevektor enthält Diagnoseergebnisse über das betrachtete Betriebsmittel, die an die ANN für die benachbarten Betriebsmittel weitergegeben werden (Bild 3.12).

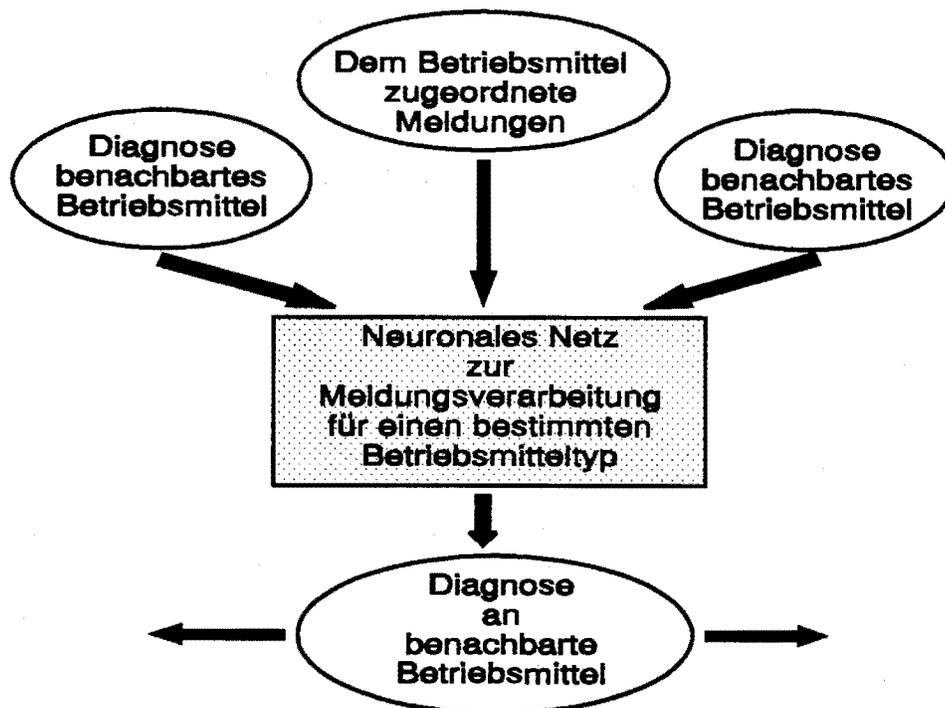


Bild 3.12: Neuronales Netz zur Alarmverarbeitung für einen Betriebsmitteltyp

Die Topologie des Energieübertragungsnetzes kann mit dem betriebsmittelbezogenen Ansatz sehr einfach nachgebildet werden. Aus der Menge der zur Verfügung stehenden ANN für verschiedene Betriebsmitteltypen wird für jedes Betriebsmittel des Netzes ein ANN ausgewählt. Der Informationsaustausch der Module untereinander ergibt sich direkt aus der Topologie. Bei einer Topologieänderung sind lediglich die Verknüpfungen der Module untereinander zu ändern (Bild 3.13). Die Auswertung der Alarmmeldungen erfolgt iterativ. Nach jedem Teilschritt tauschen die ANN benachbarter Betriebsmittel ihre Diagnosen aus. Die Iteration wird abgebrochen, sobald sich die Ausgangszustände der ANN nicht mehr ändern.

Ein Prototyp des Systems ist in der Simulationssprache MATLAB realisiert worden. Die ANN für Betriebsmitteltypen sind mit Trainingsdaten angelernt worden, die unabhängig von einer bestimmten Topologie eines Energieübertragungsnetzes und unabhängig vom installierten Schutzsystem sind. Aufgrund des modularen, topologieunabhängigen Ansatzes sind die Trainingszeiten gering. Mit der Anwendung auf Testnetze wurde das Verhalten des Gesamtsystems untersucht. Erste Ergebnisse zeigen, daß die ANN auch bei unvollständigen Meldungen Fehlergebiete zuverlässig eingrenzen können.

W. Hoffmann, D. Kuhlmann

EV 9321

Diese Forschungsarbeit wird im Rahmen des Verbundprojektes NEUPRO durch das Bundesministerium für Forschung und Technologie (BMFT) gefördert.

3.1.9 Transformer Tap Position Estimation and Bad Data Detection Using Dynamic Signal Modelling

The performance of real-time software for power system security monitoring and optimization depends significantly upon the accuracy of an electric network model and its parameters. The parameters of an electric network can be divided roughly into two groups: constant and time-varying. Tap positions of transformers, which are controlled according to a local control law, are changing in time and depend on a system load. Unfortunately, these values frequently are not transmitted to the energy control centre where on-line computations are performed. The sensitivity of state estimation results to the incorrect transformer tap settings has been pointed out in many papers. The

incorrect tap positions can significantly degrade state estimation results and cause multiple bad data detection in the correct measurements connected with a transformer. Therefore the possibility to estimate transformer tap positions using the measurements provided by SCADA is a desirable feature of data processing algorithms.

Two main approaches to transformer tap position estimation can be distinguished: the simultaneous state and tap position estimation and the methods based on state estimation residual analysis. Transformer tap position estimation using the simultaneous state and tap position estimation approach is based on the extension of a state vector by the unknown tap positions of transformers. Such operation increases nonlinearity of the measurement equation as well as decreases local redundancy of the measurements. As a consequence, bad data detection or identification using the conventional state estimation residual tests becomes difficult without using additional information. Another problem, directly related to the local redundancy of the measurements, is filtering capability of the estimation algorithm. Reduced local redundancy increases the sensitivity of tap position estimates to the measurement noise. However in tracking mode with sampling period not exceeding 15 min. tap position stays constant for long time or changes only by one or two positions from the current state during one sampling period. This prior information could support tap position estimation, if it were used by the estimation algorithm.

The purpose of this work is the development of a dynamic model based (DMB) transformer tap position estimation algorithm, which permits incorporation of additional information about the time variation of measurements and the estimated tap positions, and in such a way increases the reliability and robustness of the estimates.

As a basis of the developed algorithm, the simultaneous state and tap position estimation method is used. Before performing state and tap position estimation the measurements connected with transformers are filtered using a linear trend dynamic model describing their variation in time. As a result of measurement filtering, the normalized residuals are calculated and compared with a threshold. The residuals which exceed the threshold are flagged as suspect data. Large filtered residuals can be caused by a gross measurement error as well as by an abrupt system state change which can not be predicted by the dynamic model. In the case of bad data, the suspect measurements should be removed from a data set, while in the case of an abrupt change they should be used by a state and tap position estimation algorithm because they contain important information. In order to discriminate an abrupt state change from

a bad data occurrence the following procedure is used. If the measurement, on the basis of filtered normalized residual, is flagged as suspect, it is still used by a state and tap position estimation algorithm, however its variance is increased and in such a way influence on state estimation results is limited.

After simultaneous state and tap position estimation is performed, bad data detection and sequential elimination is carried out. At the beginning suspect measurements are processed. If the measurement is marked as suspect and its state estimation normalized residual exceeds the threshold, it is classified as bad data and is removed from the measurement set. Otherwise it is considered as a correct measurement. Such procedure enables correctly identify bad data even in critical pairs which are frequent case in tap position estimation. The removal of measurements from a good data set is carried out without performing state re-estimation. The direct updating of residuals using the efficient sparse matrix techniques is implemented.

Tap positions obtained from the simultaneous state and tap position estimation algorithm are used as a linearization point for the multiple model estimation algorithm which purpose is to incorporate information about the time variation of tap positions, described by a Markov chain with given state transition probability matrix, into the estimation algorithm. A posteriori probabilities of different tap positions are calculated sequentially for all transformers and discrete turns ratio estimates are obtained, corresponding to the maximum of these probabilities. Not only the likelihood function, but also transition probabilities have influence on the final tap position estimate. As a result, decreased sensitivity of the estimates to the measurement noise is obtained.

The IEEE 30-node system has been used for the performance evaluation and comparison of the DMB and the simultaneous state and tap position estimation (SSTPE) method. Fig. 3.14 illustrates the performance of the DMB and SSTPE algorithms in the presence of measurements containing gross errors. This example corresponds to the case when the reactive power measurements connected with transformer compose almost critical pair. The corresponding columns of the residual sensitivity matrix W are almost collinear. The angle between these column-vectors is about 174 degree and depends on state and tap position values. In most cases the SSTPE algorithm misidentifies bad data and, as a result, the error of two tap positions is observed. The same results have been obtained for other transformers and networks with analogous measurement configuration. Measurement filtering and using information about the suspect measurements during the normalized residual tests

results in the correct bad data identification and, consequently, leads to the correct tap position estimation. The correct results by the SSTPE algorithm could be obtained only if at least one additional reactive power measurement has been added. However the requirement that three connected with a transformer reactive power measurements were available - two power flow and one injection or two injection and one power flow - is very severe and seldom satisfied by a measurement configuration in the real-life power systems.

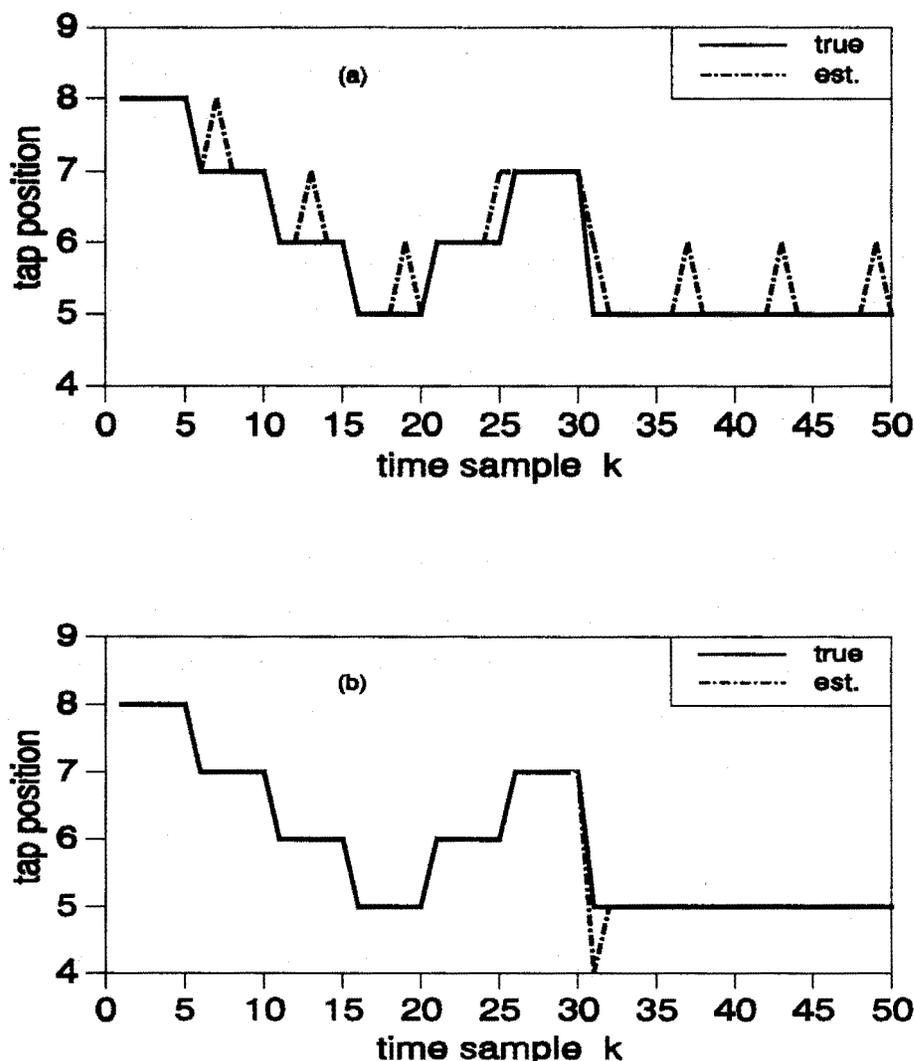


Fig. 3.14: Estimation results in the presence of bad data. (a) SSTPE algorithm; (b) DMB algorithm

The numerical experience demonstrates that estimation of an electric network state and tap positions of transformers is a more complex problem as the conventional state estimation. The simultaneous state and tap position estimation algorithm exhibits good convergence, however it requires high local redundancy of a measurement set in order

to ensure correct bad data detection and identification. The dynamic modelling of measurements and tap positions facilitates incorporation of prior information about the time behaviour of these variables in order to increase bad data detection and identification reliability and noise filtering capability of the tap position estimation algorithm. The implementation of the algorithm is simple enough to include it as a module into existing real-time energy management system software.

E. Kliokys

3.1.10 Graphische Benutzeroberfläche für das Prognosesystem PPL

Industrielle Großkunden sind tariflich verpflichtet monatlich das Maximum des 1/4 h Leistungsmittelwertes beim zuständigen Energieversorgungsunternehmen anzumelden. Da die Kosten für das angemeldete Maximum unabhängig vom tatsächlichen Maximum zu entrichten sind, besteht ein besonderes Interesse, die Anmeldung möglichst exakt durchzuführen. Ausgehend von diesem Hintergrund wurde am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung Mitte der achtziger Jahre das Programmsystem PPL (Planung und Prognose des Leistungsbedarfs) entwickelt, das sich inzwischen im industriellen Einsatz bewährt hat. Motiviert durch die rasante technologische Entwicklung auf dem Datenverarbeitungssektor wurde in einem Entwicklungsvorhaben dieses Prognosesystem auf eine neue leistungsfähigere Softwareplattform gesetzt und mit einer vollgraphischen Benutzeroberfläche ausgestattet, die sich an dem Programmablauf von PPL (Bild 3.15) orientiert.

Grundlage für die Prognose ist ein betrieblicher Arbeitsplan und eine Meßwert-erfassung. In dem Arbeitsplan werden schichtbezogen die Betriebsarten aller Betriebe angegeben, wobei unter dem Begriff Betriebsart charakteristische Lastsituationen wie z.B. Ein- oder Zweipumpenbetrieb zu verstehen sind. Im Arbeitsplanneditor wird für jedes Betriebsmittel die jeweilige Betriebsart für jeden Tag und für jede Schicht des ausgewählten Monats eingegeben. Für jedes Betriebsmittel können maximal zehn Betriebsarten existieren, die jeweilige Betriebsart wird im Arbeitsplan durch eine Zahl dargestellt. Eine Legende, die die Zuordnung zur ausgewählten Betriebsart ersichtlich macht, ist jederzeit verfügbar. Zur Eingabe der Betriebsart wird zunächst mit der Maus das Feld im Arbeitsplan angeklickt, welches dem gewählten Betriebsmittel und dem gewünschten Tag zugeordnet ist. Nun kann für die Früh-, Spät- und Nachtschicht die Information eingegeben werden. Mit den Schaltfeldern "VOR" und "ZURÜCK" kann der

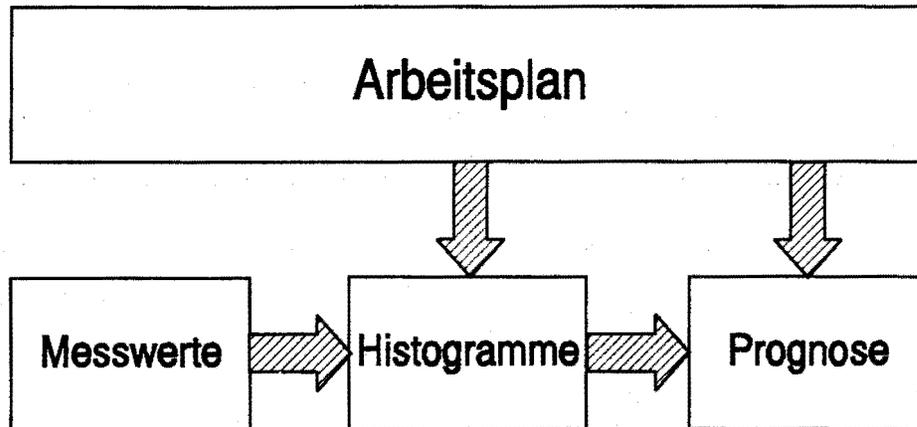


Bild 3.15: Programmablauf PPL

Nachtschicht die Information eingegeben werden. Mit den Schaltfeldern "VOR" und "ZURÜCK" kann der Benutzer auf den vorhergehenden bzw. nächsten Tag wechseln und dabei die zuvor eingegebenen Daten kopieren. Es besteht auch die Möglichkeit, die Information auf einen beliebigen Tag oder auf den gesamten Monat zu kopieren.

DATEI HILFE

ARBEITSPLAN NOVEMBER 1993A

Meßstelle	MO	DI	MI	DO	FR	SA	SOM	MO	DI	MI	DO	FR	SA	SOM	MO	DI	MI	DO	FR	SA	SOM	MO	DI	MI	DO	FR	SA	SOM	MO	DI
Erzeugung	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
Walzwerk	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333
Hochofen	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
Galvanik_1	122	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
Galvanik_2	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
BB	222	222	222	112	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
GUSS_1	222	222	222	112	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
GUSS_2	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	112	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	112	222	222	222	222
GUSS_3	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	112	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
VEREDEL_1	222	222	222	222	222	222	222	221	122	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	221	122
VEREDEL_2	222	222	222	112	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222	222
TK_1	122	222	222	222	221	111	111	112																						
TK_2	111	144	444	444	444	444	444	441																						
WPFK_1	334	443	333	333	333	333	333	333																						
WPFK_1	333	332	223	333	333	333	333	333																						

Galvanik_1 TAG 9

FRÜHS. Ein

SPÄTS. Ein

NACHTS. Ein

MONAT

KOPIEREN

ZURÜCK VOR

ENDE

Frühsschicht	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Spätschicht	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Nachtschicht																														

Bild 3.16: Eingabeformular Arbeitsplanneditor

Weiterhin erfolgt im Arbeitsplan die Eingabe der Anzahl der für jeden Tag und für jede Schicht vorliegenden HT- (Hochtarif-) Viertelstunden. Sie sind im unteren Teil des Bildschirms dargestellt.

Nachdem der Arbeitsplan eingegeben wurde, erfolgt in Verbindung mit Meßwertdateien die Erstellung der Histogramme für die einzelnen Betriebsarten der Betriebe. In der Prognose werden nun die Histogramme miteinander gefaltet und man erhält für jeden Tag und für jede Schicht eine Gesamtwahrscheinlichkeitskurve. Aus ihr ist ersichtlich, mit welcher Wahrscheinlichkeit jeder Leistungswert erreicht wird. Nach Auswahl einer Prognosedatei durch den Benutzer wird zunächst der maximale Leistungswert bestimmt, bei dem gerade noch keine Viertelstunde beeinflusst wird. Es ist nun möglich, für jeweils NT (Niedrigtarif) und HT (Hochtarif) einen von diesem Maximalwert abweichenden neuen Maximalwert zu bestimmen und die Zahl der beeinflussten Viertelstunden zu prognostizieren. Dazu wird für jede Schicht des Monats aus der zugehörigen Gesamtwahrscheinlichkeitskurve ermittelt, mit welcher Wahrscheinlichkeit jeweils das eingegebene NT- und HT- Maximum erreicht wird. Dieser Wert wird für HT mit der im Arbeitsplan für die betreffende Schicht eingegebenen Anzahl von Viertelstunden multipliziert, um die Zahl der beeinflussten Viertelstunden zu erhalten. Für NT wird der Wahrscheinlichkeitswert mit 32 (Anzahl Viertelstunden pro Schicht) abzüglich der HT- Viertelstunden multipliziert.

Nach erfolgter Berechnung werden zunächst für jede Schicht des Monats in einem Balkendiagramm die Differenzen zum eingegebenen NT- und HT- Maximum dargestellt (Bild 3.17). Die Nulllinie steht für den jeweils höheren Wert von NT- und HT- Maximum. Negative Differenzen bedeuten hier eine Reserve, also die Leistung, die noch verfügbar ist, bis das Maximum erreicht wird. Positive Differenzen zeigen eine Überschreitung des vorgegebenen Maximums an. In einem Fenster kann sich der Benutzer für jeden Tag und für jede Schicht die Differenzen zahlenmäßig anzeigen lassen sowie die Anzahl der beeinflussten Viertelstunden ablesen. Der Wert "nv" bedeutet hier, daß für die betreffende Schicht keine HT- Viertelstunden existieren.

Bei der aktuellen Version von PPL werden zwei Typen von Betrieben berücksichtigt, zum einen Betriebe mit stochastischem Lastverhalten, die wie zuvor beschrieben durch Histogrammbildung berücksichtigt werden, und zum anderen Betriebe mit konstantem Lastverhalten. In der nächsten Entwicklungsphase soll der dritte Typ "steuerbare Last" in das Prognosesystem integriert werden. Eine steuerbare Last ist hier ein Verbraucher, dessen Leistungsbezug im Hinblick auf einen gleichmäßigen Gesamtbezug beeinflusst

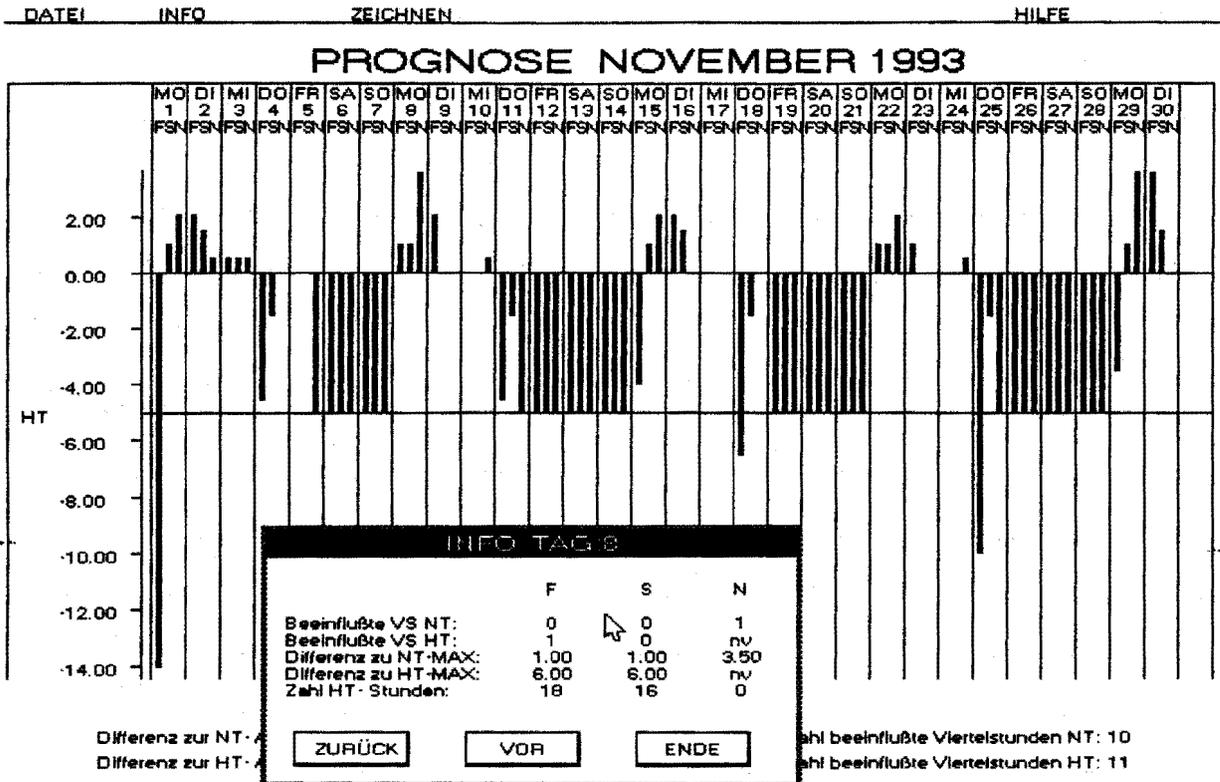


Bild 3.17: Darstellung der Prognoseergebnisse

werden kann. Oft ist es aber notwendig, an die steuerbare Last Anforderungen bezüglich der Produktionsmenge zu stellen. Diese Anforderung läßt sich in einen Energiebedarf umrechnen, der im Monat für die steuerbare Last bereitgestellt werden muß, um so das Produktionssoll zu erfüllen. Daher ist zu prüfen, welche Wechselwirkungen zwischen dem anzumeldenden 1/4h Leistungsmittelwert und dem Energiebedarf der steuerbaren Last bestehen.

U. Schlücking

EV 9360

3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieübertragungssystemen

3.2.1 Simulator zur zeitabhängigen Lastflußberechnung in Bahnstromnetzen

Der weltweit steigende Transportbedarf im Personen- und Güterverkehr führt zur Entwicklung immer leistungsfähigerer Hochgeschwindigkeits-Transportsysteme. Durch ihre hohen Leistungsaufnahmen im Anfahren und die Möglichkeit der Rekuperation, d.h. Rückspeisung der Bremsenergie, tragen sie mit dazu bei, die stark schwankenden Belastungen in einem Bahnstromnetz noch zu erhöhen. Dies erschwert die wirtschaftlich-optimale Kraftwerkseinsatzplanung in Bahnstromnetzen, bei der zudem die Problematik der Spannungshaltung, verursacht durch die hohen Leitungsbeläge der Oberleitungen, zu berücksichtigen ist.

Grundlage für Untersuchungen der optimalen Lastverteilung ist ein Simulationsprogramm, das die realistische Berechnung der in einem Bahnstromnetz auftretenden Belastungsverläufe ermöglicht. Zu diesem Zweck wurde der im folgenden beschriebene Simulator entwickelt, der ausgehend vom Zugbetrieb auf der unterwerksseitigen 15-kV-Ebene Belastungsdaten für die 110-kV-Ebene zur Verfügung stellt. Bild 3.18 zeigt den Datenfluß des Simulators. Die Züge bilden die Lasten der 15-kV-Ebene, deren Größe sich in Abhängigkeit von den Zugfahrplänen mit Hilfe von schienen- und zugspezifischen Parametern aus der mechanischen Zugkraft der Lokomotiven bestimmen lassen. Zu diesen Parametern zählen z.B. die Art und Anzahl der Wagen, die maximal mögliche Geschwindigkeit der Lokomotiven, das Gewicht des Zuges, die Steigung und Krümmung der Streckenabschnitte usw.

Das gesamte 15-kV-Bahnstromnetz ist in isolierte Speisebezirke unterteilt, die in diesem Simulationsprogramm jeweils nur von einem Unterwerk versorgt werden. Dabei kann die Charakteristik eines Unterwerkes durch Überlagerung aus fünf typischen Versorgungsgebieten nachgebildet werden. Das Versorgungsgebiet "Ballungsraum" z.B. ist durch hohe Taktfrequenzen, eine große Verkehrsdichte und häufiges Anfahren bzw. Abbremsen der Züge gekennzeichnet. Weiterhin sind in den Untersuchungen die Versorgungsgebiete "Flachland", mit geringen Steigungen und wenigen Kurven, "Gebirge", mit vielen Kurven und großen Steigungen, "Fluß", mit geringen Steigungen und "Neubaustrecke" für die Unterwerke an den Fernverkehrsstrecken mit den Hochgeschwindigkeitszügen berücksichtigt.

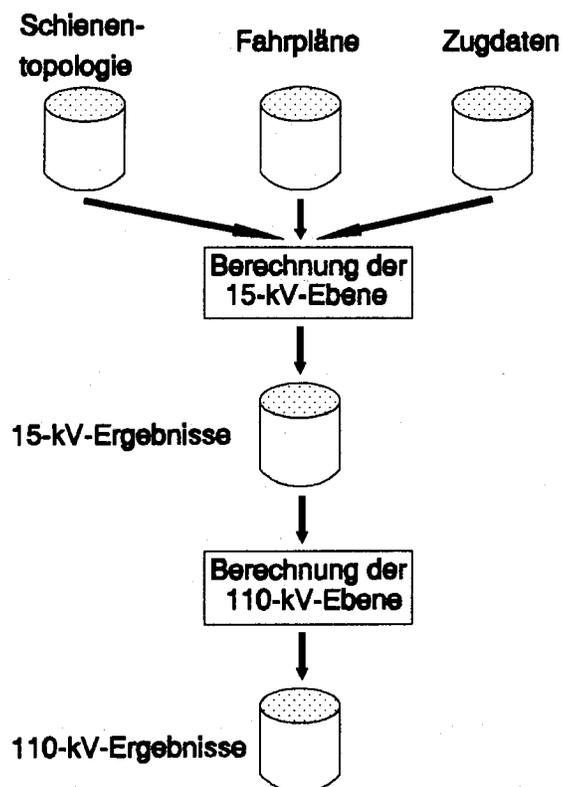


Bild 3.18: Datenfluß des Simulators

Ist so für jedes Unterwerk im Hinblick auf seine topographische Lage, die Nutzung der Strecke und die Dichte des Verkehrs ein typisches Belastungsprofil generiert, werden die zeitabhängigen Daten der Wirk- und Blindleistungen der 110-kV-Ebene zur Verfügung gestellt. Da die Unterwerke isoliert betrieben werden, müssen in der 110-kV-Ebene bei der Modellierung der Tageslastverläufe noch die orts- und zeitabhängigen Lastschwankungen berücksichtigt werden. Diese Faktoren repräsentieren den Fernverkehr mit typischen tageszeitabhängigen Verläufen in Nord-Süd- bzw. Ost-West-Richtung. Bild 3.19 gibt den Lastverlauf eines beliebigen Unterwerksknotens unter Berücksichtigung der orts- und zeitabhängigen Lastschwankungen für die Dauer von einem Tag an.

Im weiteren wird ausgehend von den vorstehenden Modellen ein exemplarisches Bahnstromsystem simuliert, daß aus 99 Unterwerken (hier: Lastknoten), 25 Einspeisungen und 148 Leitungen besteht. Die im Netz installierte Leistung verteilt sich zu 44% auf Wärmekraftwerke, 26% Umformerwerke, 17% Kernkraftwerke, 9% Wasserkraftwerke und 4% Pumpspeicherwerke. Bild 3.20 zeigt für dieses System den gesamten Wirk- und Blindlastverlauf für einen Tag unter der Annahme, daß die von den Unterwerken benötigte Leistung auf alle Kraftwerke prozentual gleichverteilt wird.

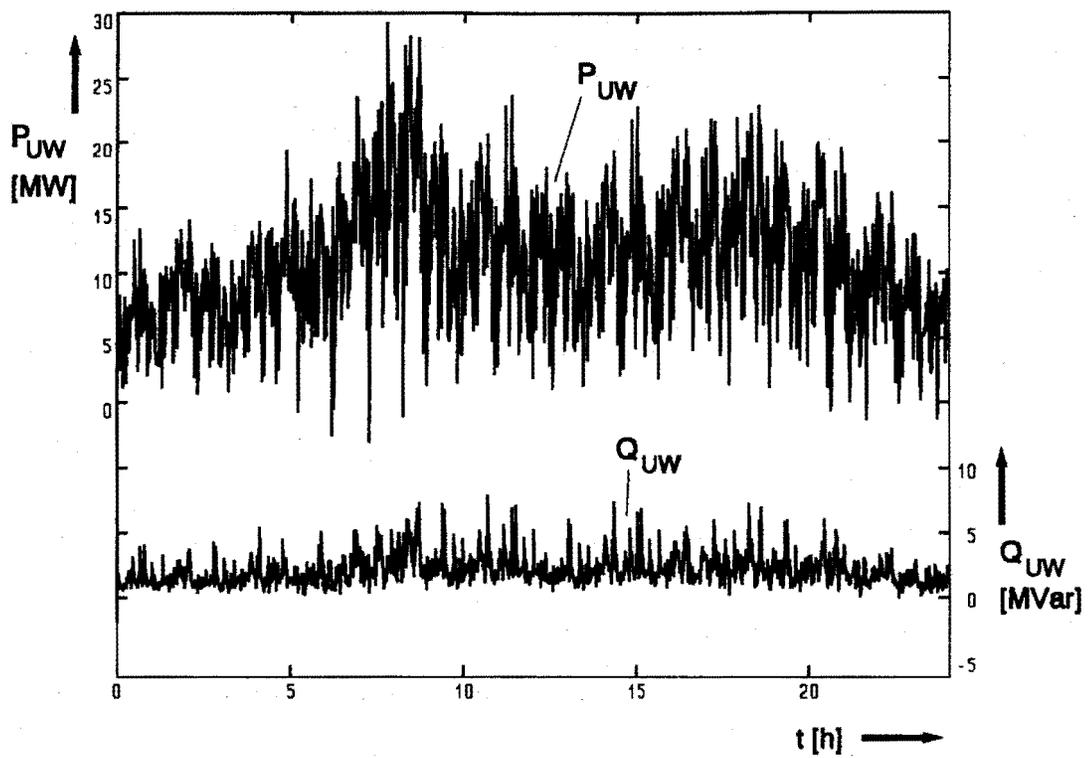


Bild 3.19: Lastverlauf eines ausgewählten Unterwerkes

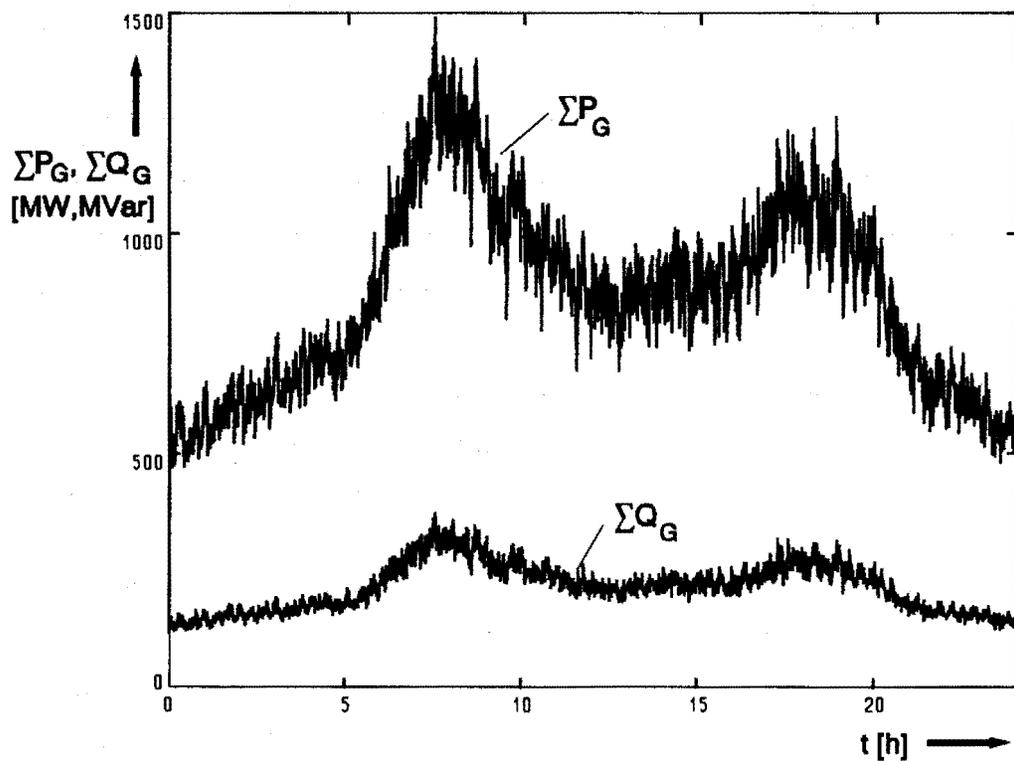


Bild 3.20: Gesamtbelastungsverlauf für ein typisches Bahnstromnetz

Weiterführende Arbeiten beschäftigen sich nun mit der Implementierung einer optimalen Lastverteilung auf der Basis der von diesem Simulator zur Verfügung gestellten Lastdaten. Dabei sollen als Randbedingungen sowohl Beschränkungen der Einsatzdauern bzw. Einsatzzeitpunkte der einzelnen Einspeisungen als auch betriebliche Vorgaben wie das einzuhaltende Spannungsprofil integriert werden.

C. Damschen, V. Schmidt

3.2.2 Simulation und Optimierung integrierter elektrischer Energieversorgungssysteme mit innovativer Energieumwandlung und -speicherung

Die Integration innovativer Technologien zur Energieumwandlung und -speicherung in die bestehenden Strukturen der elektrischen Energieversorgung erfordert Systemstudien, die mögliche Auswirkungen dieser Technologien auf den Netzbetrieb aufzeigen. Grundlage für die Systemstudien sind Simulationswerkzeuge, die eine detaillierte Untersuchung des Verhaltens von neuartigen Energieumwandlungsanlagen und Energiespeichern ermöglichen. Hiervon ausgehend können dann Randbedingungen für eine optimale Integration dieser Technologien in bestehende Versorgungsstrukturen entwickelt werden. Neben den technischen Randbedingungen sind dabei auch wirtschaftliche Aspekte zu berücksichtigen.

Am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung ist ausgehend von der oben angegebenen Zielsetzung mit der Entwicklung des Simulationspaketes SOIUS ("Simulation und Optimierung integrierter elektrischer Energieversorgungssysteme mit innovativer Energieumwandlung und -speicherung") begonnen worden, das die technische und wirtschaftliche Analyse sowie die Optimierung komplexer Versorgungssysteme, in denen sowohl konventionelle als auch neuartige Betriebsmittel zum Einsatz kommen, ermöglichen soll. In SOIUS stehen dem Anwender derzeit folgende Werkzeuge auf dem Gebiet der Systemanalyse und -synthese zur Verfügung:

- Lastflußberechnung unter Berücksichtigung spannungsabhängiger Lasten, automatisch stufbarer Transformatoren und Kompensationsanlagen
- Stationäre Kurzschlußstromberechnung (symmetrisch)
- Nichtlineare dynamische Simulation (Kurz-, Mittel-, Langzeit) mit automatischer Schrittweisensteuerung und integrierter Nullstellenberechnung
- Linearisierung der Systemgleichungen

- Berechnung der Eigenwerte und -vektoren
- Netzorientierte Lastmodellreduktion unter Berücksichtigung spannungs- und frequenzabhängiger Lasten
- Entwurf linearer optimaler Zustandsregler nach Riccati
- Fuzzy-Regler-Entwurf

Im Bereich der Systemoptimierung sind Verfahren zur systematischen Auslegung von Energiespeichern im Kurz- und Langzeitbereich in das Programmsystem integriert (siehe Kapitel 3.2.5).

Die in SOIUS vorhandenen Betriebsmittel lassen sich wie in Tabelle 3.2 dargestellt in konventionelle Betriebsmittel, innovative Energieumwandlung und Energiespeicher einteilen.

Tabelle 3.2 In SOIUS integrierte Betriebsmittel

Konventionelle Betriebsmittel	Innovative Energieumwandlung	Energiespeicher
<ul style="list-style-type: none"> - Verbundeinspeisung - Thermisches Kraftwerk - Dieselmotor - Statische Kompensation - Asynchronmotor - Statische Last - Freileitung - Kabel - Transformator 	<ul style="list-style-type: none"> - Brennstoffzellenkraftwerk - Windkraftanlage mit Synchrongenerator - Windkraftanlage mit Asynchrongenerator - Windkraftanlage mit Zwischenkreis - Photovoltaikanlage 	<ul style="list-style-type: none"> - Batteriespeicheranlage - Schwungradspeichersystem - Supraleitender magnetischer Energiespeicher

Aufgrund der zahlreichen unterschiedlichen Betriebsmittel und im Hinblick auf spätere Erweiterungen wird für die Netzbeschreibung in SOIUS ein modularer, betriebsmittelbezogener Ansatz verwendet, dessen Struktur in Bild 3.21 dargestellt ist.

Die Netzbeschreibung gliedert sich hierarchisch in vier Ebenen. In der Betriebsmittelebene erfolgt die Beschreibung eines Betriebsmittels (BTM), das je nach Komplexität in einzelne Komponenten (K) aufgeteilt sein kann. Für die Komponenten bzw. das

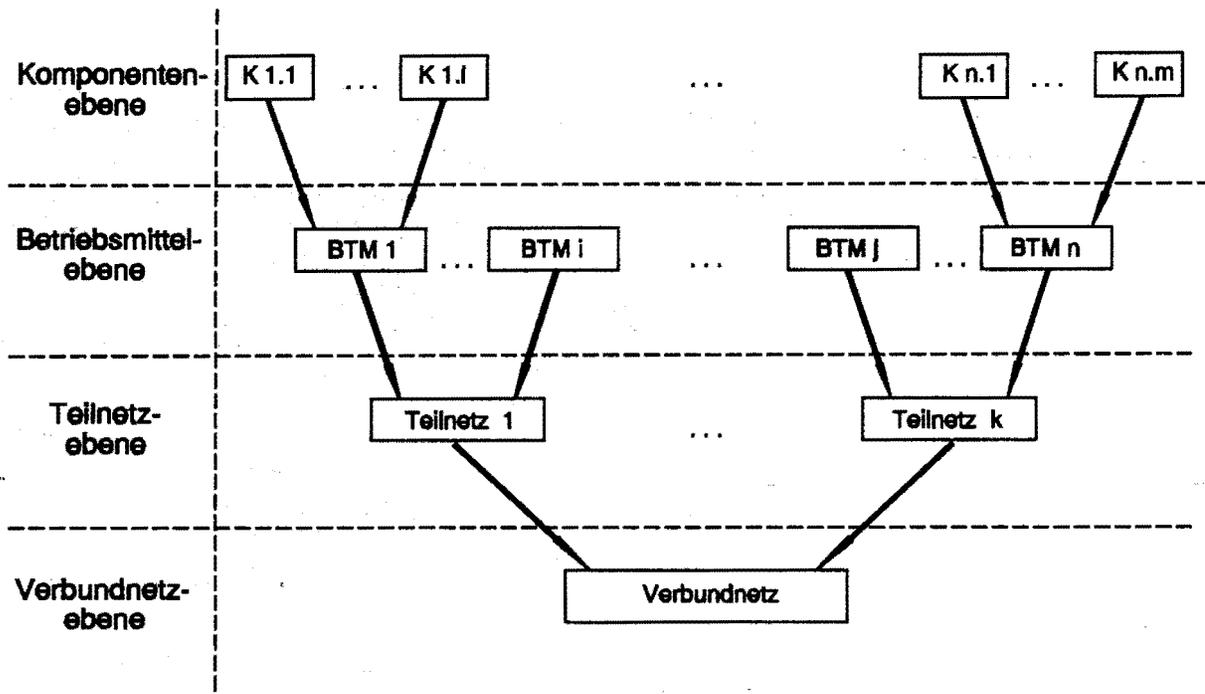


Bild 3.21: Struktur der Netzbeschreibung in SOIUS

Betriebsmittel sind verschiedene Modelle vorgesehen, die Untersuchungen mit unterschiedlichen Schwerpunkten ermöglichen. Dabei können beliebige Kombinationen von Komponenten zu einem Betriebsmittel verknüpft werden. In der Teilnetzebene werden Betriebsmittel zu Netzbezirken zusammengefaßt. Die Basis hierfür bilden die bei den Betriebsmitteln abgelegten Topologieinformationen (Anschlußknoten, Teilnetz-zugehörigkeit, usw.). Für Untersuchungen in Inselnetzen ist damit die Netzbeschreibung abgeschlossen, da diese Netzform durch einen einzelnen Netzbezirk dargestellt werden kann. Zur Nachbildung eines Verbundnetzes ist darüberhinaus noch eine Verknüpfung der Teilnetze über Verbundleitungen erforderlich. Jedes Teilnetz wird dabei mit einer Sekundärregelung ausgestattet, die mit den Übergabestellen und den im Teilnetz vorhandenen Regelkraftwerken verbunden ist. Durch die modulare Struktur der Netzbeschreibung ist sowohl die Analyse einzelner Betriebsmittel als auch die Simulation ausgedehnter Verbundnetze möglich.

Um eine unkomplizierte Handhabung der in SOIUS implementierten Werkzeuge zu gewährleisten, sind sie unter einer gemeinsamen menügesteuerten Benutzeroberfläche zusammengefaßt, unter der auch die Eingabe der Netzbeschreibung erfolgt. Die Betriebsmittelparameter werden interaktiv über Bildschirmmasken mit Hilfe eines

speziellen Betriebsmitteleeditors eingegeben, wobei die in Bild 3.21 dargestellte Struktur berücksichtigt wird. Häufig verwendete Parametersätze von Betriebsmitteln können zur Beschleunigung der Netzeingabe in Betriebsmittelbibliotheken abgelegt werden.

Über die Eingabe der Modellparameter und der Topologieinformationen hinaus ist im Betriebsmitteleeditor die betriebsmittelbezogene Definition von Störungen möglich. Ein integrierter Störungsgenerator erlaubt hierbei den modularen Aufbau beliebiger Störungsverläufe. So werden z.B. Windgeschwindigkeitsverläufe mit einem Windmodell, daß sich aus den vier Komponenten Grundgeschwindigkeit, Rampen, Böen und Rauschen zusammensetzt, generiert. Neben der Vorgabe beliebiger Zeitverläufe können vordefinierte Störungen wie z.B. Kurzschlüsse oder Lastsprünge ausgewählt werden. Die Störungsverläufe werden in Störungsdateien abgelegt, die dann als Eingangsgröße für Simulationsrechnungen dienen und analog den Betriebsmittelparametern in entsprechenden Bibliotheken gespeichert werden können.

Alle Simulationswerkzeuge können mit einer automatischen Parametervariation gekoppelt werden, die wiederholte Simulationsrechnungen mit unterschiedlichen Parametersätzen erlaubt. Die Parametervariation wird mit Hilfe eines Parametereditors realisiert, mit dem die gleichzeitige Änderung von derzeit bis zu 15 Parametern pro Simulation möglich ist. Die Vorgabe der Parameter kann dabei entweder manuell durch die Eingabe diskreter Parametersätze oder automatisch durch die Definition von Schleifen unter Angabe der minimalen und maximalen Parameterwerte sowie der Schrittweite erfolgen. Ein typisches Anwendungsgebiet für die automatische Parametervariation sind Sensitivitätsanalysen über den Einfluß der Systemlast auf die Resultate dynamischer Simulationsrechnungen.

Im Hinblick auf die mit dem Programmpaket SOIUS verknüpfte Zielsetzung sind umfangreiche Erweiterungen geplant, wobei die folgenden Schwerpunkte gesetzt werden:

- Integration weiterer Betriebsmittel, insbesondere Schutzeinrichtungen
- Implementierung eines Kostensimulators, der neben der technischen auch die wirtschaftliche Optimierung integrierter Versorgungssysteme ermöglicht
- Kopplung mit einem auf der Basis des X-Window-Systems arbeitenden graphisch-interaktiven Programmsystem für Netzberechnungen.

Th. Fabian

EV 9311, EV 9319, EV 9330, EVP 9303

3.2.3 Netzerlegung für eine parallelrechnergestützte Simulation des Kurzzeitverhaltens elektrischer Energieübertragungssysteme

Die bisherigen Arbeiten zum Thema Echtzeitsimulation elektrischer Energieübertragungssysteme mit Parallelrechnern haben gezeigt, daß eine effektive Form der parallelen Berechnung sowohl der stationären Netzgleichungen als auch der die Generatoren und ihre Regeleinrichtungen beschreibenden Differentialgleichungen auf Basis einer Knotenadmittanzmatrix mit der in Bild 3.22 dargestellten Struktur gegeben ist.

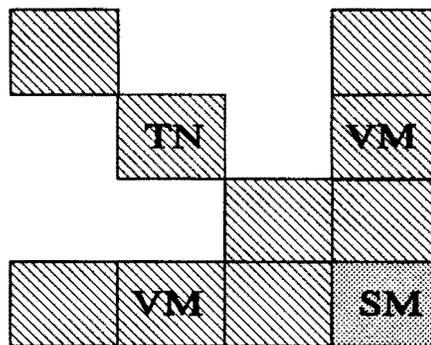


Bild 3.22: Knotenadmittanzmatrix in Block-Begrenzter-Diagonalform

TN - Teilnetzmatrizen

VM - Verbindungsmatrizen

SM - Schnittknotenmatrizen

Die Anzahl der Teilnetze entspricht dabei der maximalen Anzahl von Prozessoren, die zur Netzberechnung eingesetzt werden können. Im Hinblick auf eine effektive parallele Berechnung sind folgende Anforderungen zu stellen:

- möglichst wenige Knoten in der Schnittknotenmatrix
- gleiche Anzahl von Knoten in den Teilnetzmatrizen
- gleiche Anzahl von Generatorknoten in den Teilnetzmatrizen

Bedingt durch die mathematischen Verfahren, die für die parallelrechnergestützte Simulation des Kurzzeitverhaltens entwickelt wurden, besteht die Möglichkeit, daß die dritte Bedingung durch wahlfreies Aufteilen der Generatorknoten der Schnittknotenmatrix erfüllt wird. Trotzdem können diese Anforderungen bei der Netzerlegung nicht unabhängig voneinander erfüllt werden. Sie stellen vielmehr ein Optimierungsproblem dar, dessen Lösung im allgemeinen Fall ein suboptimales Ergebnis ist.

Das entwickelte Verfahren wird im folgenden anhand des 118-knotigen IEEE-Testnetzes für eine Berechnung mit 9 Prozessoren vorgestellt. Das Verfahren besteht aus den drei Schritten:

- Basiszerlegung (unabhängig von der Prozessoranzahl)
- Teilnetzüberprüfung und Kombination
- Teilnetzzuordnung

Die Netzteilung beginnt mit der Basiszerlegung, bei der jeder Generatorknoten ein Teilnetz bildet. Anschließend werden die Generatorknoten, die direkt mit anderen Generatorknoten verbunden sind, zu einem Teilnetz zusammengefaßt. Ausgehend von diesen Teilnetzen werden die übrigen Knoten über eine Nachbarknotensuche den Teilnetzen zugeordnet. Es entstehen unterschiedlich große Teilnetze, die über Schnittknoten miteinander verbunden sind (Bild 3.23).

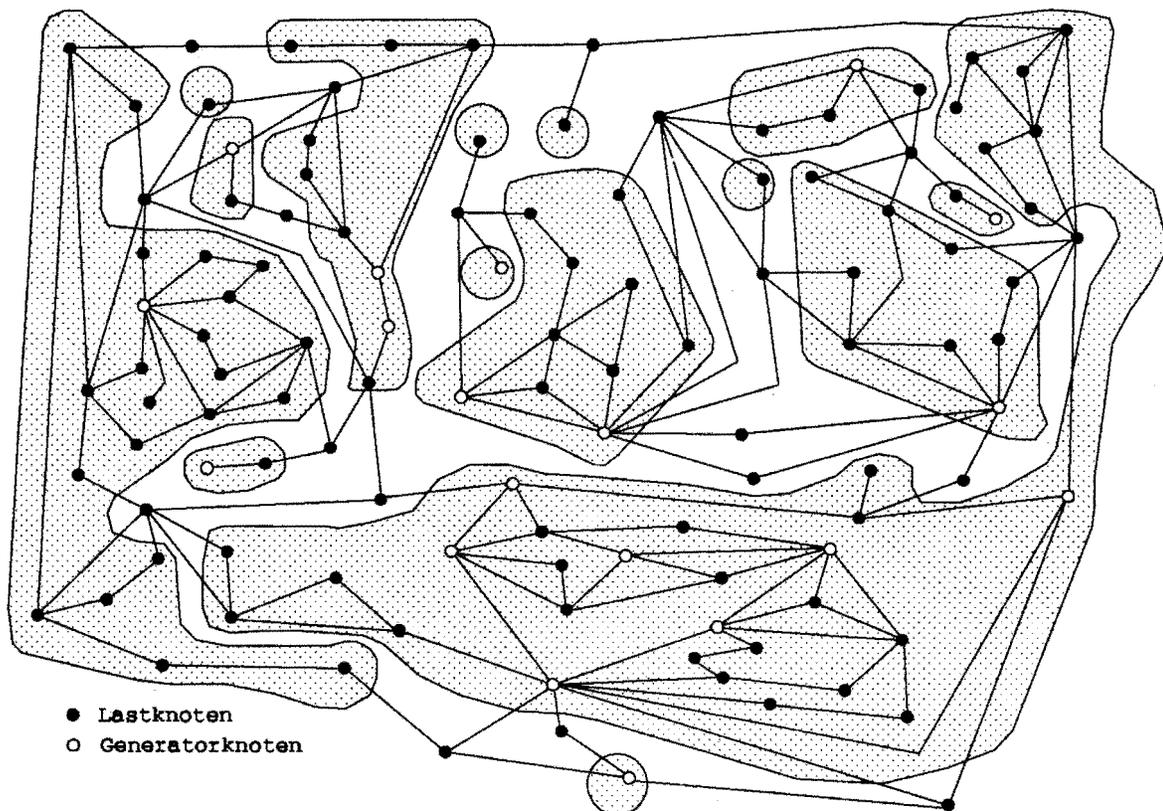


Bild 3.23: Ergebnis der Basiszerlegung

Die zweite Stufe der Zerlegung beginnt mit der Abfrage nach der Anzahl der zur Verfügung stehenden Prozessoren. Aus der Anzahl der Prozessoren einerseits und der Anzahl aller Knoten und der Generatorknoten andererseits ergeben sich Bedingungen für die maximale Anzahl an Knoten und an Generatorknoten, die von einem Prozessor

berechnet werden. Im nächsten Schritt werden die Teilnetze auf die errechneten Bedingungen überprüft und falls notwendig in kleinere Teilnetze zerlegt. Um eine weitere Reduzierung der Schnittknoten zu erreichen, wird versucht, benachbarte Teilnetze über ihre Schnittknoten zu kombinieren, ohne daß die errechneten Bedingungen verletzt werden (Bild 3.24).

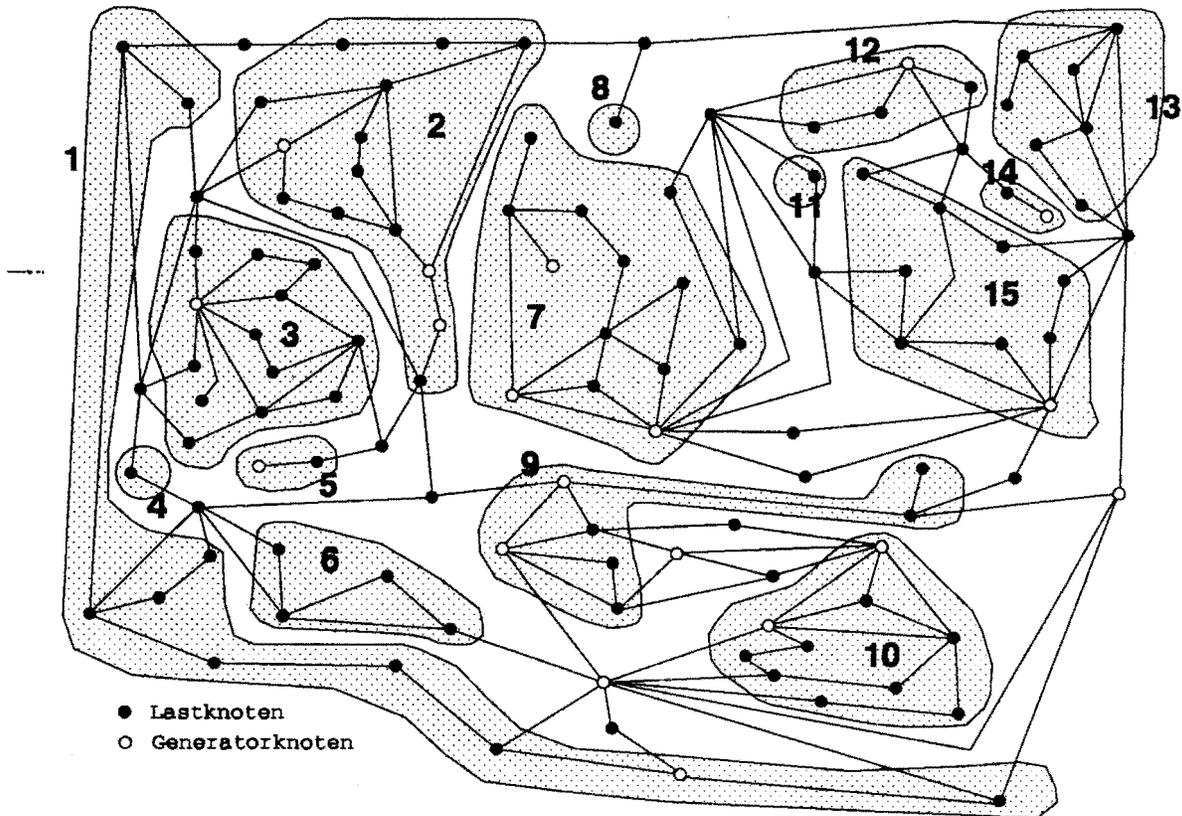


Bild 3.24: Ergebnis der Teilnetzüberprüfung und Kombination

In der Regel entstehen jedoch trotz Kombination benachbarter Teilnetze mehr Teilnetze als Prozessoren zur Berechnung zur Verfügung stehen. Aus diesem Grund werden die Teilnetze (TN) auf die Prozessoren (P) aufgeteilt (Tabelle 3.3).

Tabelle 3.3 Aufteilung der Teilnetze auf die Prozessoren

P	1	2	3	4	5	6	7	8	9
TN	2	7,8	1,11	3,4	6,10	5,14,15	9	13	12

Die Verwendung dieser Netzerlegung führt zu einer Rechenzeitbeschleunigung (Speed-Up) von 6, d.h durch den Einsatz eines Parallelrechners mit 9 Prozessoren

kann eine Rechenzeit erzielt werden die sechsmal kleiner ist als die Rechenzeit bei Verwendung von einem Prozessor.

U. Schlücking

EV 9333

3.2.4 Energiespeicher zur Integration von Windkraftanlagen in elektrische Energieversorgungs-systeme

Die Integration von Windkraftanlagen (WKA) in elektrische Energieversorgungs-systeme kann aufgrund von Leistungsschwankungen der WKA zu einer Verschlechterung des dynamischen Netzverhaltens führen. Diese Leistungsschwankungen resultieren aus Änderungen der Windgeschwindigkeit in verschiedenen Zeitbereichen (jahreszeitliche Schwankungen, typische Tagesgänge, Turbulenzen im Sekunden- und Minutenbereich). Zum Ausgleich der fluktuierenden Leistungsabgabe eignen sich Energiespeicher, deren Einsatz zwei Hauptziele verfolgen muß:

- Verbesserung der Versorgungsqualität sowie Entlastung der Netz- und Kraftwerksregelung durch Kurzzeitspeicher
- Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Ermöglichung eines wirtschaftlichen Netzbetriebes durch Langzeitspeicher

Geeignete Speichersysteme sind in diesem Zusammenhang Batteriespeicher, Schwungradspeicher oder supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES). Während die Batterie aufgrund geringer Zyklenzahlen eher für eine Verwendung als Langzeitspeicher geeignet erscheint, motivieren die z. Zt. diskutierte Baugröße von SMES einerseits und die hohen Reibungsverluste eines Schwungradspeichers andererseits zum Einsatz dieser Speicher im Kurzzeitbereich. Hiervon ausgehend bietet sich ein Hybridspeicher an, der eine Kombination von Kurz- und Langzeitspeicher darstellt.

Im folgenden wird ein Entwurfspaket vorgestellt, das die systematische Auslegung von Hybridspeichern ermöglicht. Das zugrundeliegende Speichermodell besteht aus einem Kurz- und einem Langzeitspeicher, die über eine Gleichstromsammelschiene miteinander verbunden sind. Wirk- und Blindleistung werden über einen gemeinsamen netzseitigen Umrichter mit GTO-Thyristoren zur Verfügung gestellt. Um eine

vollständige Entladung bzw. eine Überladung des Langzeitspeichers zu vermeiden, werden der Energiegehalt und die Wirkleistung einer übergeordneten Regelung zugeführt.

Die Hybridspeicherregelung zeigt Bild 3.25. Zur Regelung der Blindleistung wird die Abweichung der Knotenspannung U_S vom Referenzwert $U_{S,Ref}$ einem Proportionalregler mit dem Verstärkungsfaktor K_Q zugeführt, der den Sollwert für die Blindleistung Q_{Soll} bildet. Im ebenfalls proportional ausgelegten Wirkleistungsregelkreis ist zusätzlich ein Filter zur zeitlichen Koordination von Kurz- und Langzeitspeicher integriert. Neben der Wirkleistungsanforderung aus dem Netz wird ein Korrektursignal P_K berücksichtigt, das die Wiederherstellung der Kurzzeitspeicherladung nach einer Störung bewirkt. Um einen schonenden Netzbetrieb zu ermöglichen, erfolgt dies über den Langzeitspeicher, auf dessen Wirkleistungsregelung hierzu das Korrektursignal mit negativem Vorzeichen aufgeschaltet ist. Als Eingangsgröße x der Wirkleistungsregelung können die Netzfrequenz oder ein Wirkleistungsfluß verwendet werden.

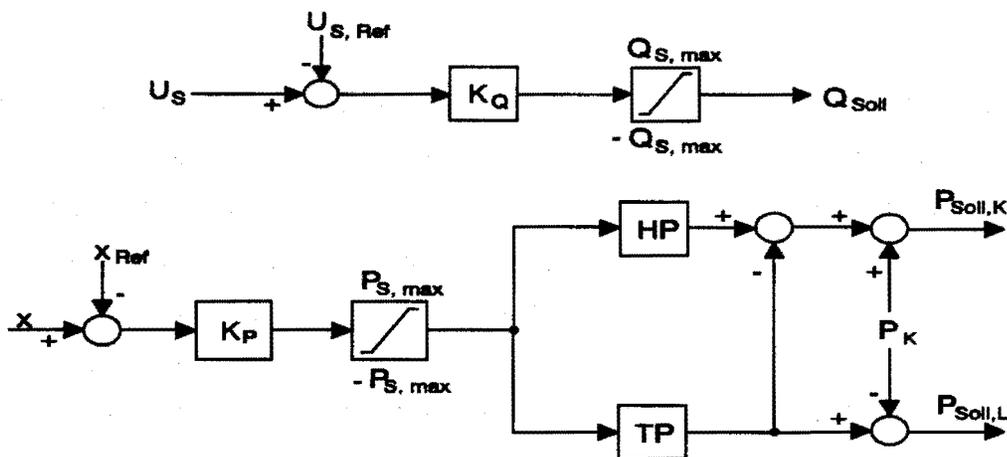


Bild 3.25: Hybridspeicherregelung

Die Auslegung von Kurz- und Langzeitspeicher wird getrennt unter Berücksichtigung des jeweiligen Einsatzbereiches vorgenommen. Eine Übersicht über die Dimensionierung des Kurzzeitspeichers gibt Bild 3.26. Die Eingangsgrößen für diesen Entwurf sind einerseits die WKA-Parameter sowie die durch den WKA-Betrieb hervorgerufene Störung des Wirk- und Blindleistungsgleichgewichtes ΔP_W bzw. ΔQ_W . Andererseits ist ein mathematisches Modell des zu betrachtenden Netzes erforderlich. Im Hinblick auf eine robuste Speicherauslegung wird als schlimmster Fall für die Störung eine WKA-

Abschaltung zugrundegelegt. Randbedingungen für den Entwurf sind die durch den Netzbetrieb vorgegebenen Grenzwerte (maximale Spannungsabweichung ΔU_{\max} , maximale Frequenzabweichung $\Delta \omega_{\max}$, maximaler Leistungsgradient \dot{P}_{\max}).

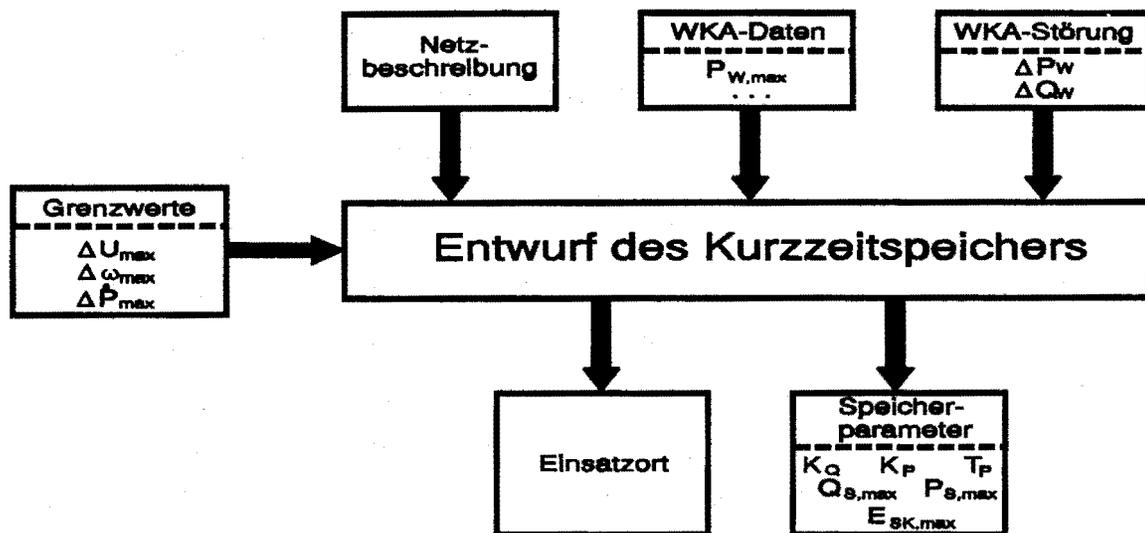


Bild 3.26: Kurzzeitspeicherentwurf

Der Entwurf des Kurzzeitspeichers erfolgt getrennt nach Blind- und Wirkleistungsteil. Die Parametrierung des Blindleistungsspeichers wird mit einem algorithmischen Optimierungsverfahren auf der Basis dynamischer Simulationsrechnungen durchgeführt, welches gleichzeitig eine Einsatzortbestimmung des Speichers im Netz ermöglicht. Als Restriktionen des Optimierungsalgorithmus werden die zulässigen Spannungsabweichungen in den Netzknoten ΔU_{\max} verwendet. Zur Verringerung des Rechenaufwandes erfolgt zuvor eine netzorientierte Lastmodellreduktion, d.h. die Zusammenfassung mehrerer spannungsabhängiger Einzellasten zu einer konzentrierten Ersatzlast unter Berücksichtigung des Einflusses der Netzelemente. Da sowohl die Höhe der Lasten als auch deren Spannungsabhängigkeit Einfluß auf die dynamischen Spannungsänderungen haben, wird die Dimensionierung bzw. die Einsatzortbestimmung für verschiedene Lastsituationen wiederholt.

Zur Auslegung des Wirkleistungsspeichers kommt ein Verfahren zum Einsatz, das auf der vereinfachten Beschreibung der Wirkleistungsvorgänge beruht. Das dynamische Netzmodell wird hierzu linearisiert und zu einem Punktnetz mit einem Ersatzkraftwerk und einer Ersatzlast zusammengefaßt. Aus den Parametern des Ersatzschaltbildes werden dann unter Berücksichtigung der Grenzwerte für die Frequenzabweichung und den Leistungsgradienten die in Bild 3.25 dargestellten Reglerparameter sowie die

maximale Leistung $P_{S,max}$ und der maximale Energiegehalt des Kurzzeitspeichers $E_{SK,max}$ analytisch bestimmt. Wie bei der Dimensionierung des Blindleistungsspeichers ist der Einfluß unterschiedlicher Lastsituationen zu berücksichtigen, der durch eine Variation der Frequenzabhängigkeit der Ersatzlast dargestellt werden kann.

Die Bestimmung der für den sicheren Netzbetrieb erforderlichen Langzeitspeicherkapazität $E_{SL,max}$ erfolgt mit Hilfe des in Bild 3.27 dargestellten Entwurfes. Als Basis dient ein statistischer Ansatz zur Bestimmung der "Wahrscheinlichkeit eines Versorgungsausfalls" ("Loss Of Load Probability", LOLP), die ein Maß für die Versorgungssicherheit darstellt. Der Langzeitspeicher wird als 24h-Speicher ausgelegt, wobei vorausgesetzt wird, daß charakteristische Tagesgänge für die Windgeschwindigkeit v_w und die Systemlast P_L existieren. Neben der Speicherkapazität $E_{SL,max}$ wird die für eine sichere Versorgung zu installierende Kraftwerks- bzw. Verbundleistung $P_{K,min}$ bestimmt.

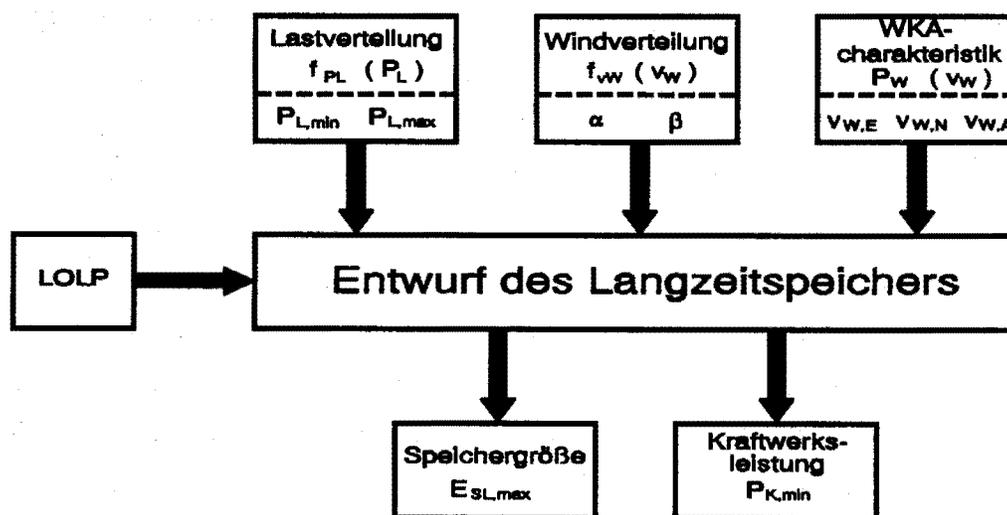


Bild 3.27: Langzeitspeicherentwurf

Die Eingangsgrößen des Verfahrens sind die Lastverteilung $f_{PL}(P_L)$ mit der minimalen ($P_{L,min}$) und maximalen Systemlast ($P_{L,max}$), die durch eine Weibull-Verteilung mit dem Skalierungsfaktor α und dem Formfaktor β angenäherte Windgeschwindigkeitsverteilung $f_{v_w}(v_w)$ und die WKA-Leistungscharakteristik $P_w(v_w)$ mit den Parametern Einschalt- ($v_{w,E}$), Nenn- ($v_{w,N}$) und Abschaltwindgeschwindigkeit ($v_{w,A}$). Zur Dimensionierung des Langzeitspeichers wird zunächst mit Hilfe des Transformations-Theorems aus der Windgeschwindigkeitsverteilung und der Leistungscharakteristik die Häufigkeitsverteilung $f_{P_w}(P_w)$ der WKA-Leistung berechnet. Daran anschließend wird die Wahrscheinlichkeitsdichte f_{P_S} der WKA-Nettoeinspeisung P_S aus der Faltung von f_{P_w} und

f_{PL} ermittelt. Zusammen mit der aus der Integration von f_{PS} gewonnenen Verteilungsfunktion F_{PS} ergeben sich schließlich folgende Beziehungen für die Kraftwerks- bzw. Verbundleistung $P_{K,min}$ und die Speicherkapazität $E_{SL,max}$:

$$P_{K,min} = \int_{P_S^0}^{P_{W,max}-P_{L,min}} F_{PS}(P_S) dP_S - (P_{W,max}-P_{L,min})$$

$$E_{SL,max} = 24h \cdot \int_{P_S^0}^0 F_{PS}(P_S) dP_S$$

Der Parameter P_S^0 ist nach Vorgabe der LOLP implizit durch

$$LOLP = \int_{-P_{L,max}}^{P_S^0} f_{PS}(P_S) dP_S$$

gegeben. Da die typischen Tagesgänge von der Jahreszeit abhängen, wird der Entwurf für jede Jahreszeit wiederholt und die Maximalwerte für $E_{SL,max}$ und $P_{K,min}$ gewählt.

Mit dem Verfahren zum Entwurf eines Kurzzeitspeichers sind Speichersysteme in verschiedenen Verbund- und Inselnetzkonfigurationen mit unterschiedlichen WKA-Penetrationen entworfen worden. In allen Fällen bewirkt der Speichereinsatz eine Verbesserung der Versorgungsqualität und eine Reduzierung der dynamischen Netzbelastung bei gleichzeitiger Einhaltung der vorgegebenen Grenzwerte. Als bestes Konzept erweist sich der Einsatz von lokalen, in der Nähe der WKA installierten Wirk-/Blindleistungsspeichern, wobei abhängig von der Entfernung der WKA zum Netz eine zusätzliche Spannungsstützung durch eine zentrale Blindleistungskompensation erforderlich sein kann. Die entworfenen Speichersysteme zeigen durch die bei der Auslegung berücksichtigte Wechselwirkung mit der Netz- und Kraftwerksregelung ein robustes Verhalten bei unterschiedlichen Lastsituationen und sind auch zum Schutz der WKA bei Netzstörungen geeignet. Um die Reaktion der Regelung weiter zu optimieren, werden derzeit verschiedene ereignisorientierte Ansätze untersucht.

Erste mit dem Verfahren zur Dimensionierung des Langzeitspeichers erzielte Resultate belegen dessen grundsätzliche Eignung zum Entwurf von integrierten Versorgungssystemen aus herkömmlichen Kraftwerken, WKA und Speichern. In weiteren Untersuchungen werden derzeit die zugrundeliegenden Modelle von Last und WKA verfeinert sowie ein Kostenmodell für Energiespeicher entwickelt, das durch die Verknüp-

fung mit dem Entwurfsverfahren neben der technischen auch die wirtschaftliche Bewertung des Speichereinsatzes ermöglicht.

Th. Fabian

EV 9320, EV 9342, EV 9355, EV 9361

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

3.2.5 Einsatz von Brennstoffzellenkraftwerken in der elektrischen Energieversorgung

Eine optimale Nutzung der vorhandenen Ressourcen fossiler Energieträger für die elektrische Energieversorgung erfordert die Einführung innovativer Technologien zur effizienten Energieumwandlung. Eine dieser Technologien, die in naher Zukunft stark an Bedeutung gewinnen wird, ist die Brennstoffzellentechnologie. Brennstoffzellen (BZ) wandeln chemische Energie durch Oxidation von Wasserstoff direkt in elektrische Energie in Form von Gleichstrom um. Der benötigte Wasserstoff kann entweder elektrolytisch aus Wasser oder durch Dampfreformierung aus fossilen Energieträgern gewonnen werden. Abhängig von der Arbeitstemperatur lassen sich BZ wie folgt klassieren:

- Niedertemperatur: Alkalische BZ (AFC), Festpolymer-BZ (SPE)
- Mitteltemperatur: Phosphorsaure BZ (PAFC)
- Hochtemperatur: Karbonatschmelzen-BZ (MCFC), Oxidkeramische BZ (SOFC)

Eine Zusammenstellung der wichtigsten Daten der unterschiedlichen BZ-Technologien ist Tabelle 3.4 zu entnehmen.

Tabelle 3.4 Übersicht über BZ-Technologien

BZ-Typ	AFC	SPE	PAFC	MCFC	SOFC
Arbeitstemperatur [°C]	60-80	80	160-220	600-660	900-1000
spez. Leistung [mW/cm ²]	300-500	400	150-300	150	150
elektr. Wirkungsgrad [%]	60	40-50	40-50	45-60	50-60
Lebensdauer [h]	5.000	30.000	40.000	25.000	40.000

Um BZ in der elektrischen Energieversorgung zu nutzen, werden sie zusammen mit peripheren Komponenten (Reformer, Wechselrichter, usw.) in Brennstoffzellenkraftwerke (BZKW) integriert. BZKW besitzen aufgrund ihrer systembedingten Vorteile - hoher Wirkungsgrad (auch im Teillastbereich), geringer Schadstoffausstoß und gute dynamische Eigenschaften - eine Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten. Das Einsatzspektrum richtet sich dabei nach dem Leistungsbereich und dem verwendeten BZ-Typ und umfaßt:

- Kombinierte Erzeugung von Elektrizität und Wärme (Blockheizkraftwerk)
- Lastausgleich unruhiger Erzeuger bzw. Verbraucher
- Bereitstellung von Regelleistung

Im Hinblick auf die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines BZKW-Einsatzes sind Systemstudien erforderlich, die quantitative Aussagen über die Vorteile der BZ-Technologie gegenüber herkömmlichen Technologien ermöglichen. Die Grundlage für solche Systemstudien sind Modelle von BZKW, welche die wichtigen thermodynamischen und elektrischen Charakteristika beinhalten müssen. Ausgehend von diesen Anforderungen ist am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung ein BZKW-Modell entwickelt und in das lehrstuhleigene Simulationspaket SOIUS (siehe Kapitel 3.2.2) integriert worden. Der modulare Aufbau des BZKW-Modells erlaubt eine unkomplizierte Erweiterbarkeit sowie den problemlosen Austausch einzelner Teilmodelle. Insbesondere ist hierdurch die Untersuchung des Verhaltens unterschiedlicher BZ-Typen möglich.

Im folgenden werden die Möglichkeiten eines BZKW-Einsatzes zur Verbesserung des dynamischen Netzverhaltens anhand zweier typischer Szenarien - ein verbrauchernaher Einsatz eines kleinen BZKW in einem Mittelspannungs-Verteilungsnetz und die Verwendung eines großen BZKW als Regelkraftwerk - untersucht. In beiden Beispielen werden BZKW vorausgesetzt, die durch den Einsatz selbstgeführter Wechselrichter eine kontinuierlich regelbare Blindleistungsbereitstellung ermöglichen. Während kleine, auf der PAFC-Technologie beruhende BZKW in der Größenordnung mehrerer 100 kW bereits verfügbar sind, ist mit der Entwicklung von serienreifen Groß-BZKW im Bereich mehrerer 10 bis 100 MW mit Hochtemperatur-BZ erst in 10-20 Jahren zu rechnen.

Der für die Untersuchungen eines verbrauchernahen Einsatzes zugrundegelegte Netzausschnitt besteht aus einer 110-kV-Verbundnetzeinspeisung und einem als offenem Ringnetz betriebenen 10-kV-Kabelnetz mit einer Gesamtlast von 1.000 kW + j 450 kVar. Ein PAFC-BZKW mit 200 kW Nennleistung ist in 10 km Entfernung von der

Einspeisestelle installiert. Zur Untersuchung der Möglichkeiten des BZKW hinsichtlich der Verbesserung der Versorgungsqualität der Verbraucher bei unruhigen Erzeugern bzw. Lasten wird an das Netz eine Windkraftanlage (WKA) mit Asynchrongenerator angeschlossen, die eine Nennleistung von 600 kW besitzt. Als Eingangsgröße für die Simulation dient eine Windböe von 10 s, die zu einer maximalen Leistungsänderung von 75% der WKA-Nennleistung führt. In Bild 3.28 sind die resultierenden Zeitverläufe für die Spannung im Anschlußknoten der WKA ohne und mit BZKW gegenübergestellt.

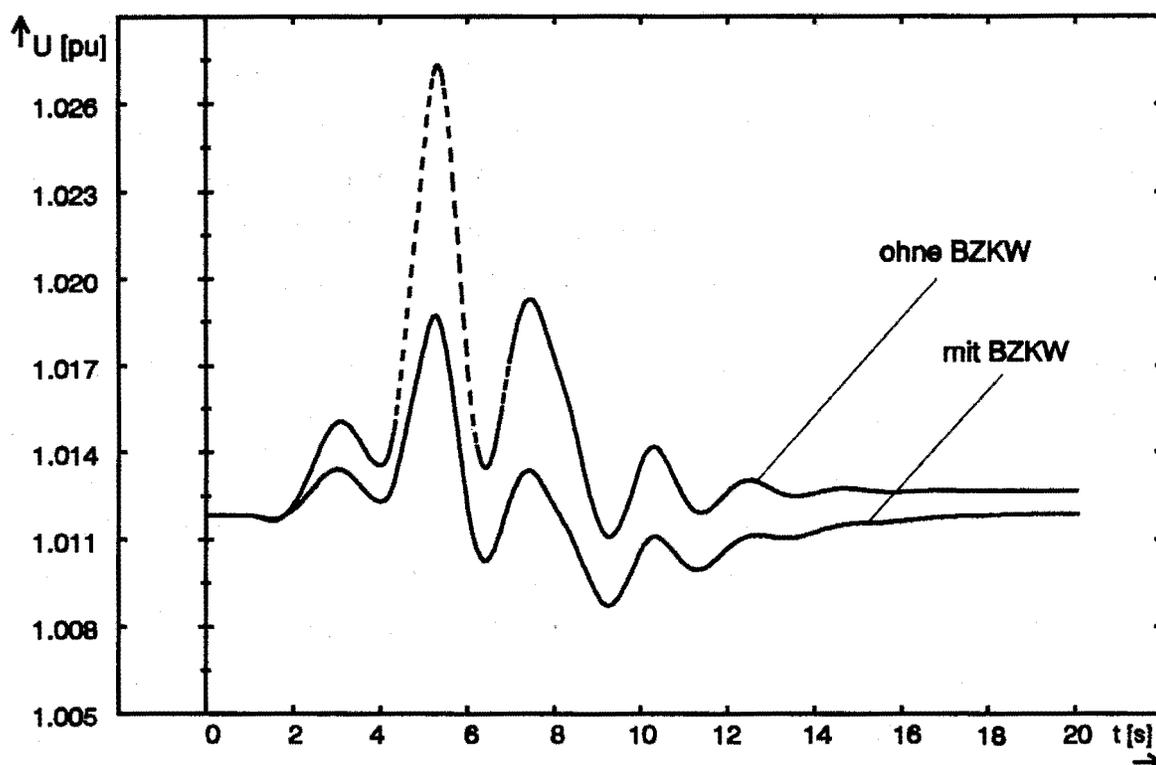


Bild 3.28: WKA-Spannung

Wie ersichtlich, führt der BZKW-Einsatz zu einer deutlichen Verbesserung der Spannung und reduziert die maximale Spannungsabweichung auf unter 1%. Da die Windböe neben der Änderung der Wirkleistungsabgabe auch zu einer Änderung der Blindleistungsaufnahme der WKA führt, wirkt sich in diesem Fall die kombinierte Wirk-/Blindleistungsbereitstellung des BZKW besonders vorteilhaft aus. Eine weitere Verringerung der Spannungsschwankungen wäre entweder durch die Erhöhung der BZKW-Nennleistung oder durch die Überdimensionierung des Wechselrichters mit einem erweiterten Blindleistungsstellbereich möglich. Wie weitere Untersuchungen mit anderen Störungen (Laständerungen, WKA-Abschaltung, usw.) zeigen, bewirkt das BZKW in allen Fällen eine Verbesserung der Versorgungsqualität. Insbesondere wird

bei schweren Netzfehlern wie Kurzschlüssen die Versorgungssicherheit durch die schnelle Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung erhöht.

Die Studien über die Verwendung eines BZKW als Regelkraftwerk werden in einem 380-kV-Netz durchgeführt, in dem ein herkömmliches Kraftwerk mit 300 MW installierter Leistung und ein SOFC-BZKW mit 300 MW Nennleistung eine Gesamtlast von 400 MW + j 200 MVar speisen. Um die Vorteile eines BZKW-Einsatzes innerhalb der Netzregelung aufzuzeigen, werden die Simulationen mit denen eines thermischen Kraftwerks gleicher Leistung verglichen. Die Untersuchungen umfassen dabei die drei Kraftwerks-Betriebsarten Festdruckbetrieb, natürlicher Gleitdruckbetrieb und modifizierter Gleitdruckbetrieb, die beim BZKW durch eine entsprechende Auslegung der Leistungsregelung nachgebildet werden. Als Störung wird in Anlehnung an die DVG-Forderungen für primär- und sekundäreregelte Kraftwerke ein Wirklastsprung von 5% der angeschlossenen Systemlast verwendet. In Bild 3.29 sind die resultierenden Wirkleistungsänderungen für den Festdruck- und den natürlichen Gleitdruckbetrieb gegenübergestellt.

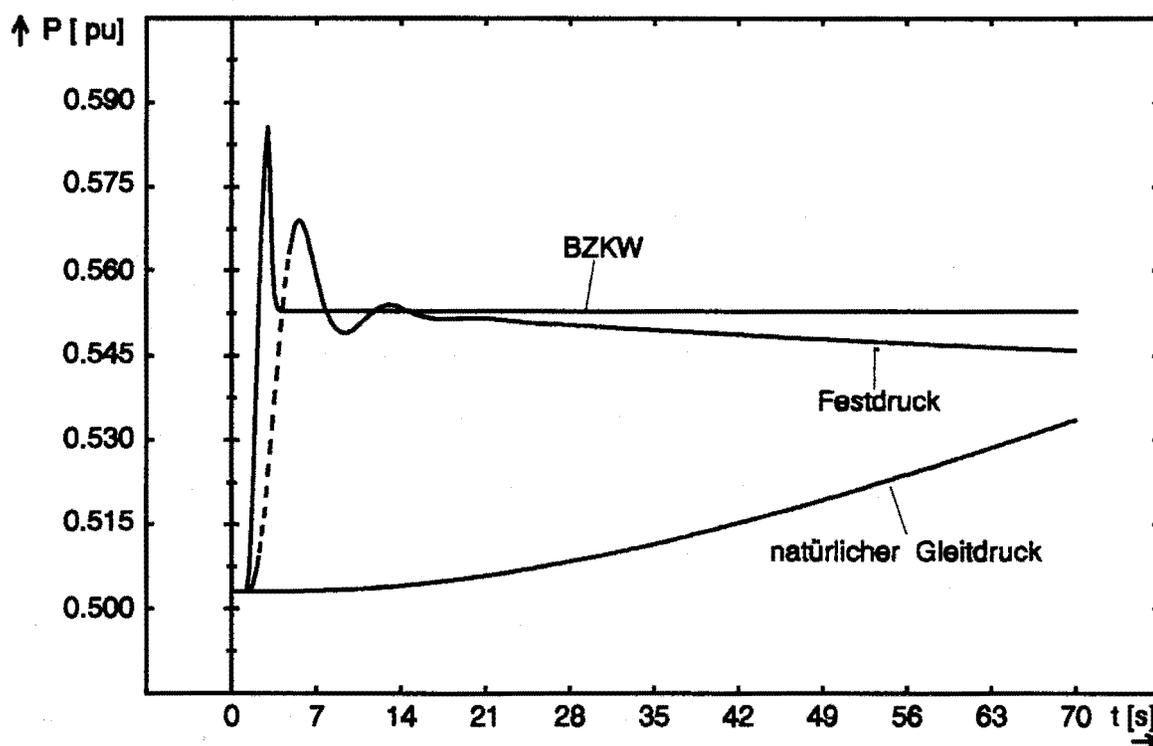


Bild 3.29: Wirkleistung

Bemerkenswert ist, daß die BZKW-Leistung nur über die Sekundärregelung aktiviert werden kann und dennoch den Leistungsgradienten der Primärregelung festdruckbetrie-

bener Kraftwerke übertrifft. Das sekundäreregelte herkömmliche Kraftwerk im natürlichen Gleitdruckbetrieb stellt die Leistung ebenso wie das BZKW über die Betriebspunkterhöhung dauerhaft zur Verfügung, die Wirkung setzt allerdings erst wesentlich später ein.

Neben den vorgestellten Untersuchungen wird derzeit im Rahmen eines gemeinsamen Forschungsprojekts mit den Dortmunder Stadtwerken AG ein Meßplatz für einen SOFC-Prototyp eingerichtet. Das durchzuführende Meßprogramm soll Aufschlüsse über das Verhalten der SOFC bei wechselnden Gasqualitäten bezüglich Wirkungsgrad, Abgas- und Restgaszusammensetzung liefern. Die mit den Langzeitmessungen gewonnene Datenbasis soll u.a. als Grundlage für die Parametrierung eines SOFC-Modells dienen.

Th. Fabian, D.-M. Fabinger

EV 9302, EV 9357

3.2.6 Systemtechnischer Ansatz beim Einsatz von SMES

Im Hinblick auf einen wirtschaftlichen Einsatz von SMES werden zunächst die Anforderungen des Netzbetriebes an diesen Speicher präzisiert. Anschließend erfolgt eine Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen den Anforderungen an SMES, dem Regelungskonzept, der Dimensionierung und der Wahl des Einsatzortes. An entsprechender Stelle wurde im Vorjahr in bezug auf eine Verbesserung der Kurzzeitdynamik zunächst der SMES-Einsatzort mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse der für die Drehzahlpendelungen dominanten Eigenwerte bestimmt. Hierbei ist eine lokale Zuordnung dieser Eigenwerte zu bestimmten Kraftwerkseinspeisungen vorausgesetzt worden. Für den Fall, daß bei der Bestimmung des optimalen SMES-Einsatzortes eine lokale Zuordnung der für die Drehzahlpendelungen dominanten Eigenwerte zu bestimmten Kraftwerkseinspeisungen nicht möglich ist, wird im folgenden der Entwurf eines integrierten SMES-/PSS-Einsatzkonzeptes dargestellt. Darüberhinaus werden die Rückwirkungen des Einsatzortes auf die notwendige Dimensionierung von SMES betrachtet.

In Zusammenhang mit einer Verbesserung der Kurzzeitdynamik haben sowohl der SMES als auch die Erregungsregelung einen entscheidenden Einfluß auf die die Vorgänge der Kurzzeitdynamik prägenden Eigenwerte. Bei dem gleichzeitigen Einsatz von SMES und Pendeldämpfungsgerät (PSS) an ein und demselben Kraftwerk kann die schnelle Spannungsregelung durch den SMES der Spannungsmodulation der Klemmenspannung mit Hilfe des PSS entgegenwirken. Hier muß eine geeignete Regelung eine Koordination zwischen SMES-Blindleistungsregelkreis und PSS ermöglichen. Der Entwurf dieser Regelung soll jedoch nicht Bestandteil der weiteren Betrachtungen sein. Im Rahmen der hier vorgestellten Untersuchungen wird deshalb der gleichzeitige Einsatz von SMES und PSS an ein und demselben Kraftwerk ausgeschlossen, während die generatorseitige Spannungsregelung weiterhin Bestandteil jeder Kraftwerksregelung bleibt. Es ist also ein SMES-/PSS-Einsatzkonzept zu entwickeln, wobei in Zusammenhang mit den drei in dem hier beispielhaft betrachteten Netz befindlichen Kraftwerken (Bild 3.30) von folgendem SMES-/PSS-Einsatzkonzept ausgegangen werden soll: An einem Kraftwerk wird ein SMES angeschlossen; die beiden anderen Kraftwerk sind mit PSS ausgerüstet. Darüberhinaus handelt es sich sowohl bei der SMES-Wirkleistungsregelung bzw. bei der SMES-Blindleistungsregelung als auch bei den PSS - wie in Bild 3.30 dargestellt - um Eingrößenregelungen.

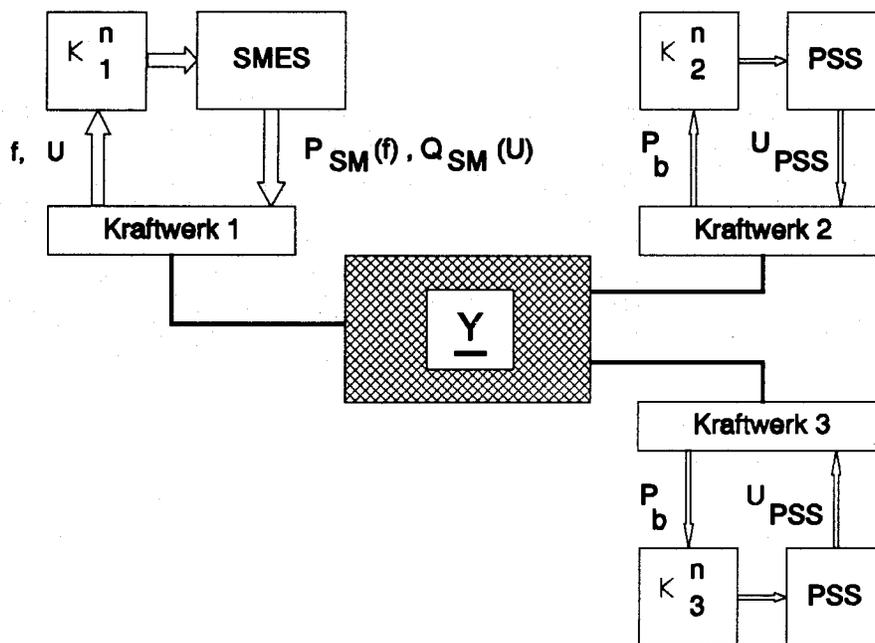


Bild 3.30: Drei-Maschinensystem

Mit Hilfe einer Eigenwertanalyse werden für das elektrische Energieversorgungssystem die für die Vorgänge der Kurzzeitdynamik des unregulierten Systems dominanten

Eigenwerte bestimmt. Das betrachtete SMES-/PSS-Einsatzkonzept wird durch eine Reglerstrukturmatrix:

$$K^n = \text{diagonal}(K^n_1, K^n_2, K^n_3)$$

beschrieben, wobei sich K^n aus den Reglerstrukturen K^n_i , die am i -ten Kraftwerk eingesetzten SMES bzw. PSS zusammensetzt. Mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse der zu berücksichtigenden Realisierungen K^n in bezug auf die dominanten Eigenwerte wird diejenige Realisierung des oben angeführten SMES-/PSS-Einsatzkonzeptes bestimmt, die einen maximalen Einfluß auf die Verschiebung der dominanten Eigenwerte beinhalten.

Wendet man dieses Vorgehen nun auf das in Bild 3.30 dargestellte Netz an, so ergeben sich in Abhängigkeit von dem gewählten SMES-/PSS-Einsatzkonzept die in Tabelle 3.5 dargestellten Sensitivitäten S .

Tabelle 3.5 Sensitivitäten S

SMES-/PSS-Einsatzkonzept	Sensitivität S
(PSS an allen drei Kraftwerken)	(0,45)
SMES an Kraftwerk 1, PSS an Kraftwerk 2 und 3	4,76
SMES an Kraftwerk 2, PSS an Kraftwerk 1 und 3	3,87
SMES an Kraftwerk 3, PSS an Kraftwerk 1 und 2	1,89

Von entscheidender Bedeutung ist in diesem Zusammenhang, daß die Berechnung der Sensitivität und damit die Bestimmung des optimalen SMES-/PSS-Einsatzkonzeptes unabhängig von der Parametrierung der verwendeten Regler ist.

Die Bestimmung der PSS-Reglerparameter, der Parameter der generatorseitigen Spannungsregler und der Parameter der SMES-Regelung erfolgt unter Verwendung eines stochastischen Optimierungsalgorithmus im Frequenzbereich. Hierbei wird die Konfiguration der in bezug auf die Kurzzeitdynamik dominanten Eigenwerte ausgehend von der Eigenwertkonfiguration des unregulierten Systems durch die Wahl der Reglerparameter variiert. Die Optimierung der Reglerparameter erfolgt im Hinblick auf eine möglichst weitgehende Linksverschiebung der betrachteten Eigenwerte, was gleich-

bedeutend ist mit einer Maximierung der Dämpfung der hier betrachteten Vorgänge im Bereich der Kurzzeitdynamik.

Nachdem sowohl die Bestimmung des optimalen SMES-/PSS-Einsatzkonzept als auch der Reglerentwurf auf einer linearisierten Systembeschreibung beruhen, sollen nun das transiente Systemverhalten unter Berücksichtigung von SMES und die Rückwirkungen von Einsatzort und Regelkonzept auf die Dimensionierung des SMES betrachtet werden. Das transiente Systemverhalten wird im Anschluß an einen Kurzschluß auf einem System einer Doppelleitung des Drei-Maschinensystems ($T_{KS} = 0,1 \text{ s}$;) mit nachfolgender Fehlerklärung durch Abschaltung des Systems simuliert. Bedingt durch die Wahl des Fehlerortes kommt es zu den vergleichsweise stärksten Ausgleichsvorgängen innerhalb des Systems. In Bild 3.31 ist die Dämpfung der dynamischen Ausgleichsvorgänge im Anschluß an die beschriebene Störung beispielhaft anhand der Dämpfung der Drehzahlen der drei Generatoren in Abhängigkeit von der Entladezeit T_{EL} des SMES und dem SMES-/PSS-Einsatzkonzept dargestellt. Hierzu wird ein auf das Systemverhalten unter ausschließlicher Berücksichtigung von PSS an allen drei Kraftwerken normiertes Güteintegral g verwendet.

$$g = \frac{\sum_{l=1}^3 \int_0^{10 \text{ s}} (\Delta f_l(t))_{\text{mit SMES}}^2 dt}{\sum_{l=1}^3 \int_0^{10 \text{ s}} (\Delta f_l(t))_{\text{nur PSS}}^2 dt}$$

Im Hinblick auf eine Entlastung der Primärregelung wird die Kapazität des hier betrachteten SMES zu $E_{SMES} = 100 \text{ kWh}$ festgelegt. Die Entladezeitkonstante T_{EL} beinhaltet somit einerseits die Kapazität des Konverters.

$$P_{Kon} = \frac{100 \text{ kWh}}{T_{EL}}$$

Andererseits müssen für sehr kleine Entladezeiten T_{EL} bei der Konzeption und der Herstellung des Supraleiters bzw. bei der Konzeption des Kühlsystems kostenintensive Maßnahmen zur Verringerung bzw. Abführung der durch hohe Wechselfeldbeanspruchung des Supraleiters verursachten Verluste ergriffen werden.

Entsprechend den Ergebnissen der oben beschriebenen Sensitivitätsanalyse bewirkt ein SMES-Einsatz am Generator 2 eine maximale Dämpfung der auftretenden

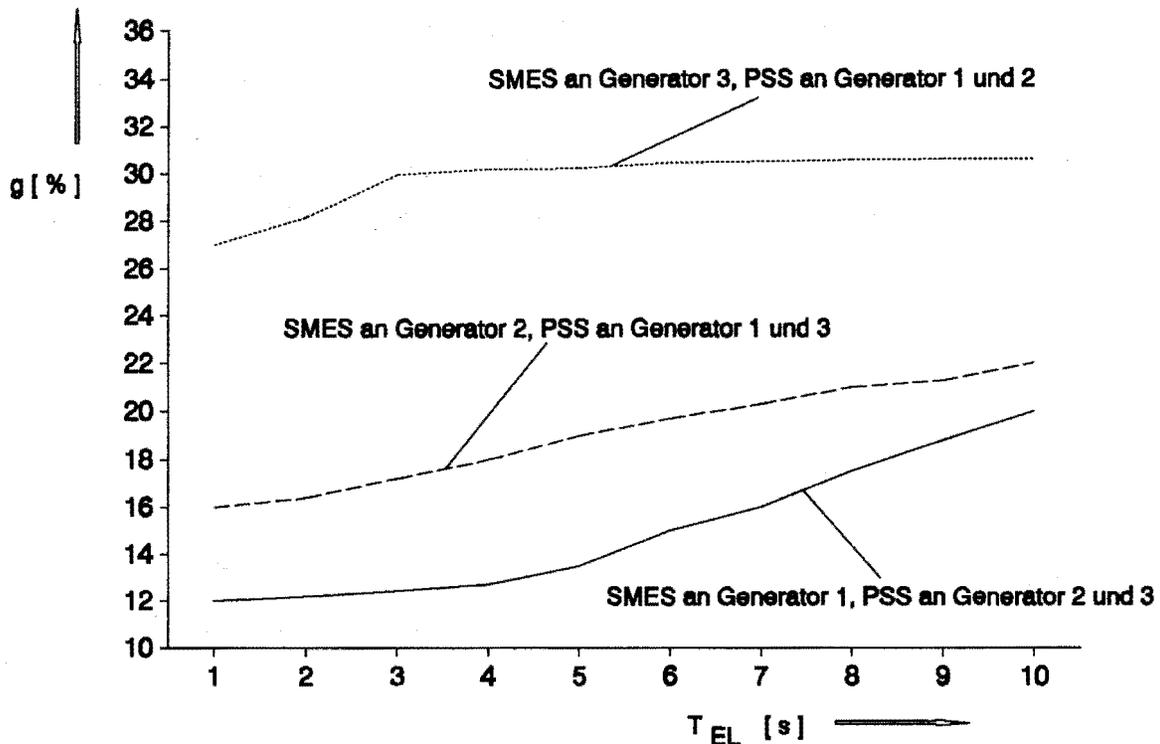


Bild 3.31: Normiertes Güteintegral g bei Einsatz eines SMES

Frequenzpendelungen. Hieraus ergibt sich schon nach verhältnismäßig kurzer Zeit im Anschluß an die Störung eine geringer werdende Differenz zwischen Leistungsanforderung an den SMES und der durch die Entladezeit T_{EL} begrenzten maximal möglichen Wirkleistungsbereitstellung. Die Folge hiervon ist eine starke Reduktion des integralen Gütemaßes in Abhängigkeit von der Entladezeit T_{EL} . Der dämpfende Einfluß eines SMES an Generator 3 ist geringer als bei Einsatz eines SMES an Generator 2, so daß im Hinblick auf einen vergleichbaren Wert des normierten Güteintegrals g eine höhere Leistungsbereitstellung durch den SMES und damit eine kleinere Entladezeit T_{EL} erforderlich ist. Schließlich kann der SMES an Generator 1 prinzipiell nur eine vergleichsweise geringe Dämpfung der auftretenden Frequenzpendelungen bewirken, so daß die Leistungsanforderungen an den SMES über einen sehr langen Zeitraum im Anschluß an die Störung so groß sind, daß erst für Entladezeiten $T_{EL} < 3$ s eine stärkere Reduktion des Güteintegrals zu verzeichnen ist

Im Hinblick auf die Dimensionierung des SMES ermöglicht die dargestellte Optimierung des SMES-/PSS-Einsatzkonzeptes eine deutliche Verbesserung der Kurzzeitdynamik bei relativ großen Entladezeiten T_{EL} und Konvertereinheiten mit vergleichsweise kleiner Leistung P_{Kon} . Abschließend erfolgt z.Zt. eine integrale Betrachtung der im Vorjahr an

dieser Stelle dargestellte Untersuchung der Wechselwirkung zwischen Regelkonzept und Dimensionierung des SMES einerseits und der hier dargestellten Bestimmung des SMES-/PSS-Einsatzkonzeptes andererseits. Der damit vorliegende systemtechnische Ansatz zur Integration von SMES in die Netzregelung bietet somit eine Basis für den wirtschaftlichen Einsatz von SMES zur Erfüllung der an diesen SMES gestellten Anforderungen.

Th. Stephanblome

EV 9346

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

3.2.7 SMES zur Spannungsstabilisierung

Untersuchungen zum Einsatz von SMES behandeln bislang vorrangig die Möglichkeiten der Wirkleistungseinspeisung bzw. -aufnahme. Hier ist zunächst auch das wirtschaftliche Einsatzpotential eines SMES zu sehen. Da sich Energiespeicher bei entsprechender Konverter-Netzanbindung jedoch durch einen 4-Quadranten-Betrieb bzgl. Wirk- und Blindleistung auszeichnen, kann die Blindleistungsunterstützung zusätzlich zu einer Verbesserung der Spannungsqualität genutzt werden. Mögliche Stabilitätsverbesserungen mit Hilfe eines SMES wurden bereits für den Kurzzeitbereich aufgezeichnet. Es fehlen jedoch Aussagen über den Einfluß auf die Spannungsstabilität im Mittelzeitbereich. Gerade dieser Zeitbereich ist jedoch für die Betrachtung von Netzzusammenbrüchen infolge eines sogenannten Spannungskollaps wichtig.

Eine Analyse der bisherigen Großstörungen zeigt, daß sie in vielen Fällen durch stark absinkende Spannungen im Höchstspannungsnetz gekennzeichnet waren. Es stellt sich im Minutenbereich ein charakteristischer Spannungsverlauf ein, bei dem die Spannungen zuerst langsam absinken bis sich ein instabiler Systemzustand einstellt, in dem die Spannungen mit einem steilen Gradienten zusammenbrechen. Die Ursachen dieser Spannungseinbrüche sind seit einigen Jahren Inhalt zahlreicher Forschungsvorhaben. Dabei liegt ein Untersuchungsschwerpunkt in der Definition möglicher Kriterien, die das Erkennen kritischer Spannungszustände erlauben. Zur Veranschaulichung kritischer Spannungszustände wird das in Bild 3.32 dargestellte zweiknotige Netz betrachtet.

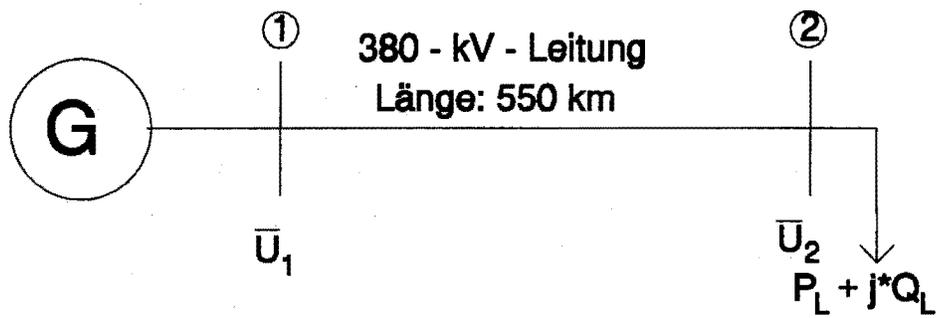


Bild 3.32: Zweiknotiges Netz

Der kritische Lastflußpunkt ist kennzeichnend für die Spannungsstabilität und stellt sich am Wendepunkt des Spannungsverlaufes bei Erhöhung der Last ein. Es gilt:

$$P_{L,krit} = \frac{U_1^2}{2 \times |X_L|} \times (\sqrt{\tan^2 \phi_L + 1} - \tan \phi)$$

Der kritische Lastflußpunkt kann somit für ein zweiknotiges 380-kV-Netz in Abhängigkeit der Leitungslänge und des Lastwinkels entsprechend Bild 3.33 dargestellt werden.

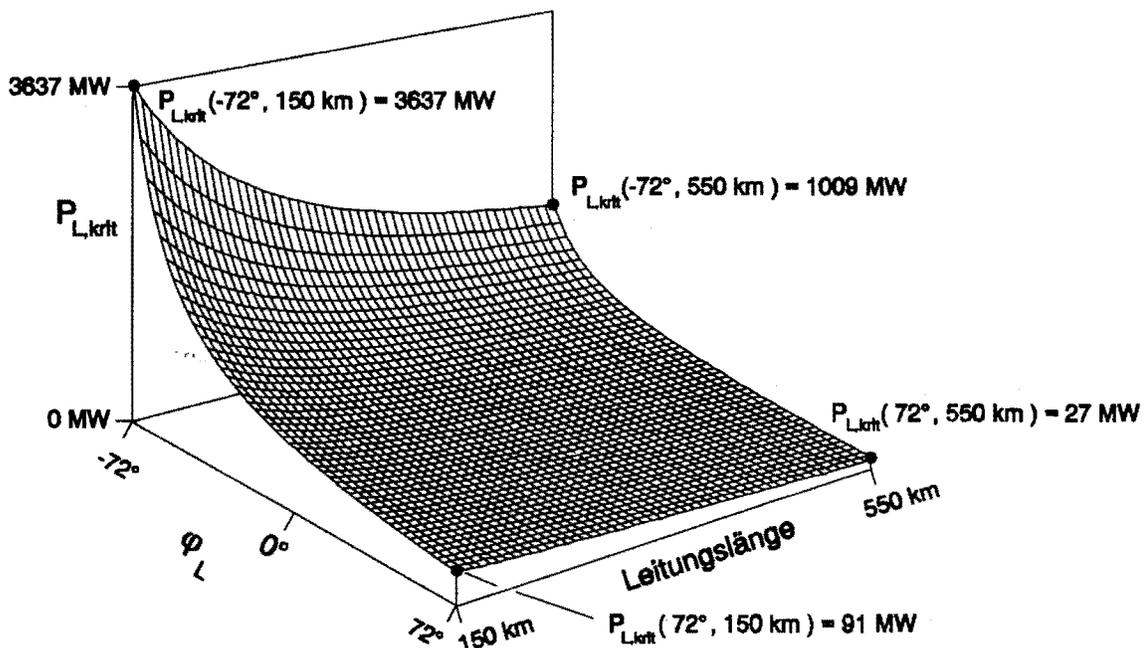


Bild 3.33: Verlauf der kritischen Lastflußpunkte für ein zweiknotiges 380-kV-Netz in Abhängigkeit der Leitungslänge und des Lastwinkels

Nachfolgend soll nun gezeigt werden, wie für eine beliebige Lastsituation durch Änderung der lokalen Wirk- und Blindleistungseinspeisung die Spannungsstabilität erhöht werden kann. In diesem Zusammenhang kommt die in Bild 3.34 dargestellte Gradientenmethode zur Verwendung.

Zur besseren Veranschaulichung wird hier der Arbeitspunkt eines Energieübertragungssystems, der durch die Dimension $(2n-1)$ aus $(U_1, P_2, Q_2, \dots, P_n, Q_n)$ gekennzeichnet ist, nur durch P_2, Q_2 dargestellt. Dabei ist die Spannungsstabilität Ausdruck des kritischen Lastflußpunktes. Dieser ist erreicht, wenn die Determinante der Jakobi-Matrix gleich Null ist. Da der kürzeste Weg von einem stabilen in einen instabilen Arbeitspunkt immer in die Richtung des Gradienten der Determinante der Jakobischen Matrix zeigt, und der Gradient zu:

$$\nabla |J| = (\partial |J| / \partial P_2, \partial |J| / \partial Q_2, \dots, \partial |J| / \partial P_n, \partial |J| / \partial Q_n)^T$$

mit: $\dim \nabla = 2n-2$

definiert ist, läßt sich die Verschiebung des Arbeitspunktes und damit auch das Maß der Stabilität abhängig von der Änderung ΔP_n und ΔQ_n der Knotenleistungen beschreiben. Somit kann durch Änderung lokaler Leistungseinspeisung, z.B. durch eine Variation der Lastaufteilung auf die Kraftwerke, die Spannungsstabilität beeinflusst werden.

Das oben angeführte Verfahren beschränkt sich auf die stationäre Betrachtung der Spannungsstabilität. Unbekannt sind jedoch die dynamischen Übergänge in neue Arbeitspunkte mit lokaler Leistungseinspeisung bzw. veränderter Lastaufteilung auf die Kraftwerke. Deren Kenntnis ist Voraussetzung, um auch während des Überganges in neue Arbeitspunkte die Spannungsstabilität gewährleisten zu können.

Es wird jedoch schon aus der bisherigen Betrachtung deutlich, daß sich bei lokaler Einspeisung von zeitlich begrenzter Wirkleistung und zeitlich unbeschränkter Blindleistung, wie sie mit Hilfe von SMES möglich ist, in spannungskritischen Gebieten eine unzulässige Spannungsabsenkung vermeiden läßt, da:

- die Klärungszeit eines spannungskritischen Zustandes vergrößert werden kann,
- die Anfahrzeiten für lokale, nicht zeitbegrenzte Leistungseinspeisung erhöht wird,
- das Auftreten zeitlich begrenzter hoher Verbraucherleistungsanforderung mit einer zeitlich begrenzten, lokalen Einspeisung überbrückt wird,

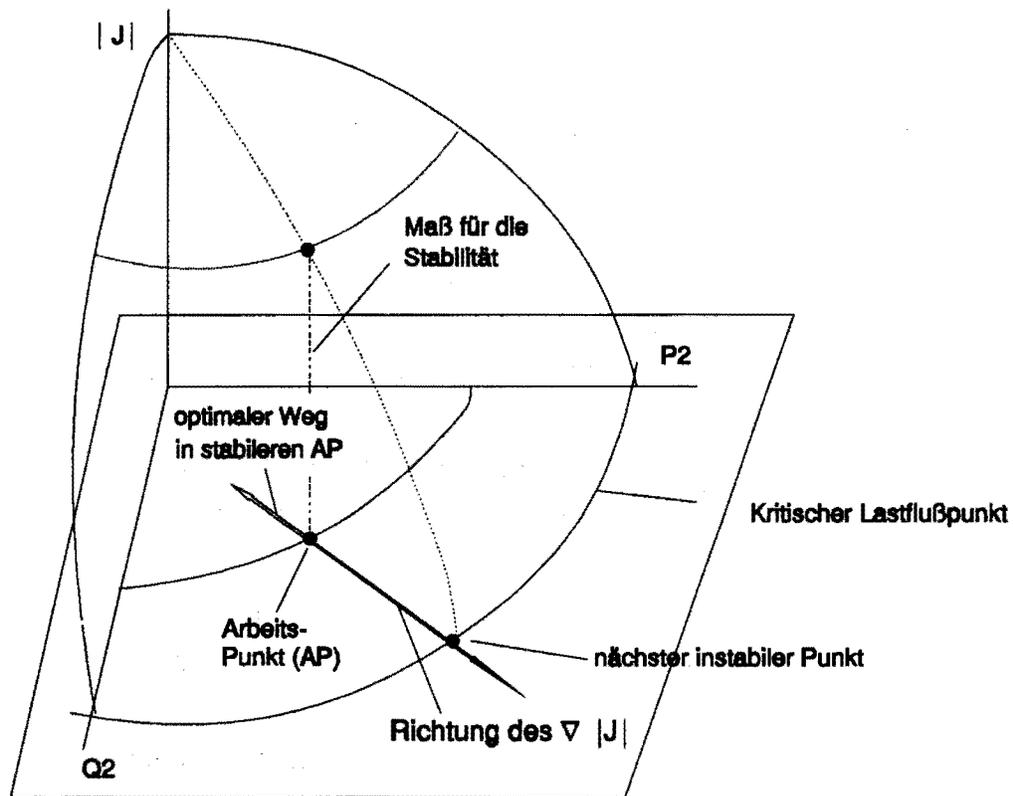


Bild 3.34: Gradientenmethode zur Erklärung der Spannungsstabilität

- hohe Leistungsgradienten, denen die Kraftwerke nicht folgen können, mit Hilfe schneller Antwortzeiten der lokalen Einspeisung erfüllt werden.

C. Damschen

3.2.8 Entwurf einer koordinierten Kraftwerks-/SMES-Regelung unter Verwendung der Fuzzy-Set-Theorie

Während die wesentliche Aufgabe eines SMES darin besteht Wirkleistung bereits im Kurzzeitbereich zur Verfügung zu stellen, soll der Primär- bzw. Sekundärregler niederfrequente Störungen des Leistungsgleichgewichts ausregeln. Die SMES-Blindleistungsregelung ist als Ergänzung der konventionellen Spannungsregelung zu betrachten und deshalb der SMES-Wirkleistungsregelung zu unterlagern. Insgesamt ist somit eine Koordination der kraftwerksseitigen Regelkomponenten einschließlich SMES erforderlich. Erfolgt der Reglerentwurf für die konventionelle Kraftwerksregelung und für einen kraftwerksnah einzusetzenden SMES ausgehend von einer linearisierten Systembeschreibung mit Hilfe von Methoden der linearen Systemtheorie, so besteht

außerdem die Gefahr einer Fehlparametrierung des Reglers bei Änderungen des betrachteten Arbeitspunktes des Systems. In diesem Zusammenhang ermöglicht ein statischer, nichtlinearer Kennfeldregler eine ereignisorientierte, arbeitspunktunabhängige Regelung. Die Anwendung der Fuzzy Set Theorie beinhaltet hierbei einen strukturierten Entwurf der Regelung.

Im Falle einer Lasterhöhung im Netz muß die Primärregelung durch eine möglichst schnelle Reaktion die benötigte Wirkleistung durch Öffnen der Turbineneinlaßventile bereitstellen, bis die Sekundärregelung durch eine Erhöhung der Wärmeleistung des Dampferzeugers die Mehrleistung bereitstellen kann. Der SMES soll hierbei einen möglichst schonenden Übergang der Turbine in einen neuen Arbeitspunkt gewährleisten. Kommt es im Anschluß an eine Netzstörung zu transienten Ausgleichsvorgängen, so kann die Primärregelung keinen stabilisierenden Beitrag leisten. Die Netzstabilisierung ist dabei ohne eine unnötige Belastung der Primärregelung ausschließlich durch den SMES und das PSS zu realisieren. Um die Reaktion der konventionellen Primärregelung insbesondere im Kurzschlußfall zu vermeiden ohne das dynamische Verhalten bei einem Lastsprung im Netz zu verschlechtern, ist es notwendig, daß der Regler einen Kurzschluß von einem Lastsprung unterscheiden und entsprechend reagieren kann. Eine Unterscheidung der beiden signifikanten Systemanregungen Kurzschluß und Lastsprung erfolgt durch eine Betrachtung des Spannungsprofils. Hierbei stellt der Lastsprung im wesentlichen einen Wirkleistungsvorgang dar, während der Kurzschluß einen hohen Blindstromanteil aufweist. Somit ist ein Kurzschluß im Vergleich zu einem Lastsprung mit einem verhältnismäßig großen Spannungseinbruch verbunden. Aufgrund der Kopplung zwischen Wirkleistung und Frequenz einerseits und Spannung und Blindleistung andererseits und unter Berücksichtigung eines unsicheren Störungsortes kann durch die Fuzzifizierung der Generatorklemmenspannung eine ereignisorientierte Reglerreaktion abgeleitet werden.

Eine weitere Problematik einer proportionalen, unter Anwendung der linearen Systemtheorie entworfenen SMES-Regelung besteht in der mangelnden Koordination mit dem Spannungsregelkreis. Der Blindleistungsregelkreis des SMES versucht jede Abweichung der Spannung vom Arbeitspunkt auszuregeln. Da die dämpfende Wirkung des PSS gerade auf einer Veränderung des Spannungs-Blindleistungshaushalts beruht, besteht die Gefahr, daß diese Dämpfung durch den Blindleistungsregelkreis des SMES kompensiert wird. Darüberhinaus läßt sich diese Regelung durch ein unangepaßtes Verhalten vor allem während eines Kurzschlusses charakterisieren. Ein Kurzschluß im

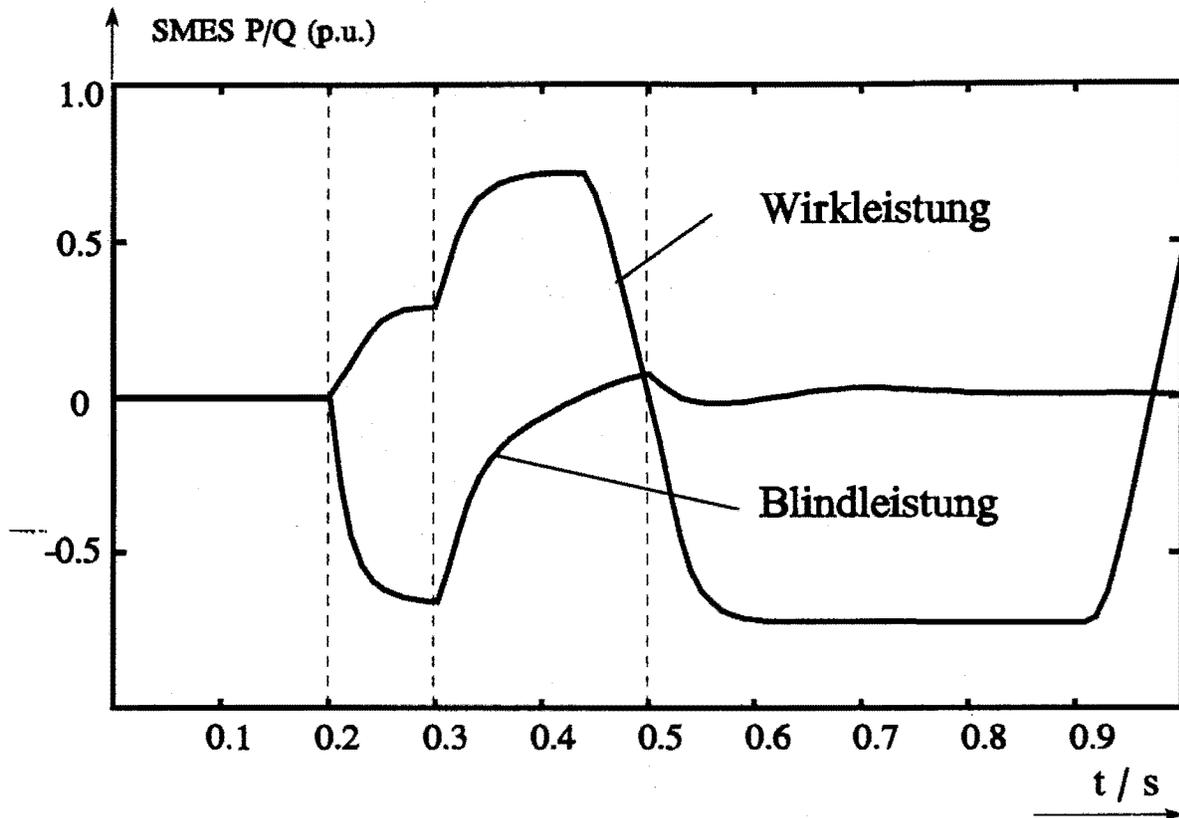


Bild 3.35: P(t) und Q(t) bei Systemanregung Kurzschluß

Netz ist verbunden mit einem plötzlichen Rückgang der Generatorleistung und damit einer Beschleunigung der rotierenden Massen im Netz. Der Blindleistungsregelkreis stellt wegen des Spannungseinbruchs sehr viel Blindleistung zur Verfügung, ohne dadurch die Spannung zu stützen. Hieraus ergibt sich eine vergrößerte Abschaltleistung des Leistungsschalters. Zusätzlich wird die zum Abfangen der Beschleunigungsleistung erforderliche maximale Wirkleistungsaufnahme durch die maximale Scheinleistungsaufnahme der Konverter begrenzt (Bild 3.35). Um die beschriebene Problematik der proportionalen SMES-Regelung zu vermeiden, wird ein Fuzzy Regelkonzept beschrieben.

Im ungestörten Betrieb wird das Lastrauschen durch den Wirkleistungsregelkreis des SMES ausgeglet. Der SMES-Wirkleistungsregelkreis übernimmt diese, im allgemeinen schwachen Laständerungen und entlastet somit die Primärregelung. Darüberhinaus kompensiert der SMES größere Laständerungen bis zu einem Eingriff der Primärregelung. Die Anforderungen an das dynamische Verhalten des Dampferzeugers, der Turbineneinlaßventile und der Turbine können daher gesenkt werden. Weiterhin kann der SMES zu einer Verbesserung der statischen und transienten

Stabilität des Netzes eingesetzt werden. Die infolge einer Störung auftretenden Frequenz-Wirkleistungspendelungen werden durch die Bereitstellung pendeldämpfender Wirkleistung durch den SMES gedämpft.

Über den Blindleistungsregelkreis des SMES wird Einfluß auf den Spannungsverlauf des Systems nach einer Störung genommen. Wenn die Erregungsregelung weniger Blindleistungs-Sekundenreserve bereitstellen muß, verringern sich die Investitionskosten des Turbosatzes, bzw. die maximal mögliche Wirkleistungsabgabe der Synchrongeneratoren wird vergrößert. Auftretende Blindleistungspendelungen werden, ähnlich wie Wirkleistungspendelungen, erkannt und gedämpft. Hierbei ist jedoch zu beachten, daß der SMES-Blindleistungsregelkreis im Sinne einer übergeordneten Wirkleistungsbereitstellung dem SMES-Wirkleistungsregelkreis unterlagert ist.

Als Eingangsgrößen für den Wirkleistungsregelkreis werden die Drehzahlabweichung $\Delta\omega$, die Spannungsabweichung ΔU sowie die zeitliche Ableitung der Drehzahlabweichung $d\omega/dt$ verwendet. Da der Eingangsgröße $\Delta\omega$ das Lastrauschen überlagert ist, muß vor der Bildung der Ableitung eine Tiefpaßfilterung vorgenommen werden.

Bild 3.36 zeigt das dreidimensionale Kennfeld des Fuzzy SMES-Wirkleistungsreglers. Dargestellt ist die SMES-Soll-Wirkleistungsänderung ΔP in Abhängigkeit von der Drehzahlabweichung $\Delta\omega$ und deren Ableitung. Die Spannungsabweichung ΔU ist auf 0.0 p.u. festgesetzt. Im Zentrum des Kennlinienfeldes ist der proportional zu $\Delta\omega$ wirkende Bereich zu erkennen. Bei betragsmäßig großen Abweichungen $\Delta\omega$ geht dieser Bereich in ein überproportionales Verhalten über. Im Bereich großer negativer oder positiver Werte für $d\omega/dt$ ist ebenfalls eine Absenkung bzw. Anhebung des Kennlinienfeldes zu beobachten.

Bild 3.37 zeigt die Veränderung des Kennlinienfeldes für den Fall, daß die Spannung abgesenkt wird. Die Regelbasis gewährleistet, daß das Kennlinienfeld bei absinkender Spannung angehoben wird, bis schließlich bei einer Spannungsabsenkung kleiner als -0.35 p.u. nur noch der Maximalwert für ΔP erzeugt wird. Dadurch wird erreicht, daß bei einem Kurzschluß die maximal mögliche Wirkleistung aufgenommen wird. Die Fuzzy Set Theorie ermöglicht eine einfache Realisierung der in Bild 3.36 und Bild 3.37 dargestellten nichtlinearen Kennfelder. Der vorgestellte Fuzzy Regler wird über eine Regelbasis und einen zugehörigen Parametersatz, der das Intervall der zu bearbeitenden Meß- und Stellgrößen beschreibt, definiert. Diese Daten, die das Reglerverhalten beschreiben, werden den allgemeingültig formulierbaren Komponenten

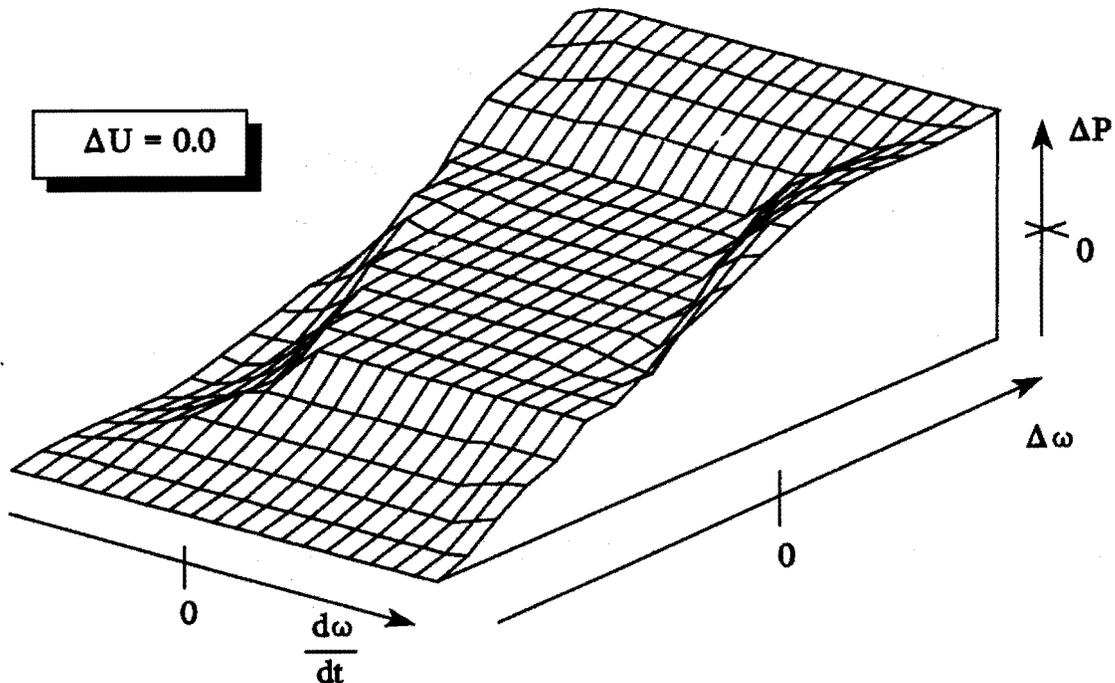


Bild 3.36: Kennfeld des Fuzzy SMES Wirkleistungsreglers für $\Delta U = 0$

eines Fuzzy Reglers (Fuzzifizierer, Inferenzmaschine und Defuzzifizierer) aufgeprägt. Hierdurch werden zusätzliche Informationen durch Auswertung signifikanter Systemgrößen gewonnen und in der Regelbasis kausal verknüpft, ohne ein mathematisches Modell der Regelstrecke für den strukturellen Reglerentwurf aufstellen zu müssen. Ein großer Vorteil des vorgestellten Fuzzy Reglers liegt somit in den Erweiterungsmöglichkeiten, die in der regelbasierten Struktur begründet sind.

Th. Stephanblome, D. Westermann

EV 9336

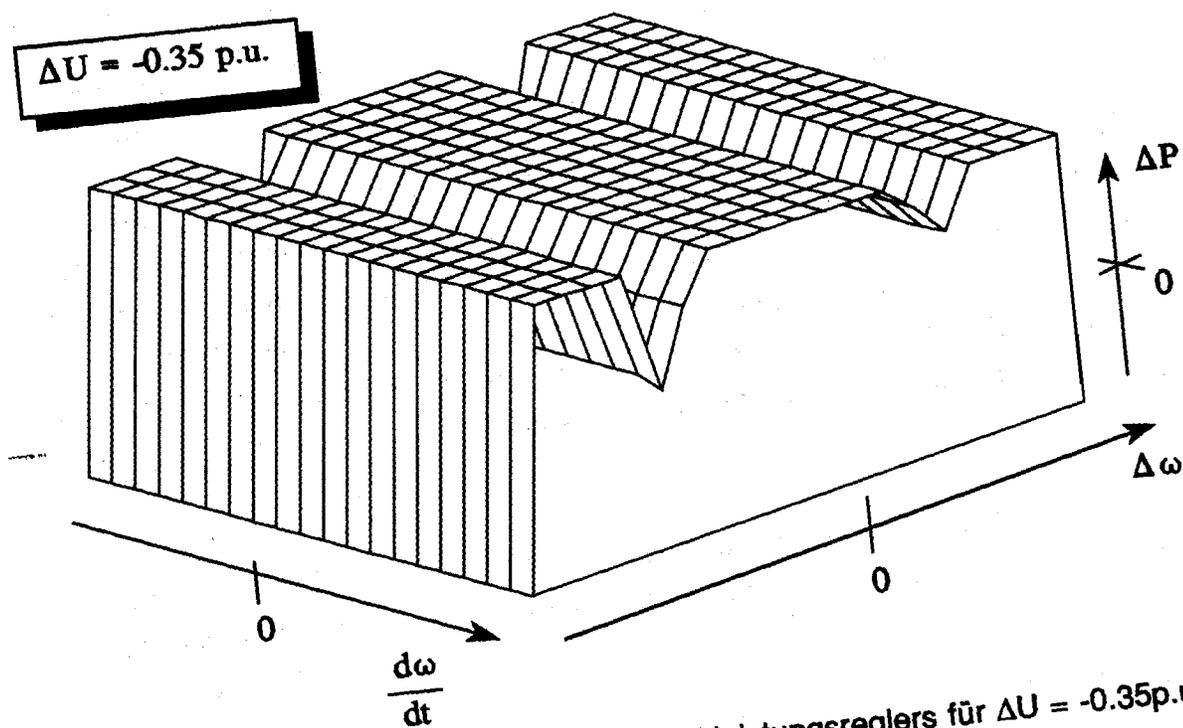


Bild 3.37: Kennfeld des Fuzzy SMES Wirkleistungsreglers für $\Delta U = -0.35 \text{ p.u.}$

3.3 Schutz- und Leittechnik

3.3.1 Messungen im CENTREL-Verbundnetz

Im September 1993 wurden die Energieversorgungsnetze der CENTREL-Staaten Polen, Tschechien, Slowakien, Ungarn und das VEAG-Netz in einem Großversuch zu einem unabhängigen Verbundnetz geschaltet. Das Netz bestand für 38,5 Stunden vom 29. September 7:30 Uhr bis zum 30. September 22:00 Uhr. Während dieser Zeit wurden neun Kraftwerks-Abschaltungen durchgeführt. Die abgeschaltete Leistung betrug jeweils etwa 1 % der installierten Kraftwerksleistung.

Der Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung hat verschiedene Messungen in den Umspannstationen Krajnik und Mikułowa (Polen) durchgeführt. In der Umspannstation Krajnik wurde die Frequenz und die Verbundleistung zur VEAG auf der Doppelleitung Krajnik-Vierraden gemessen. Zusätzlich wurde die Wirk- und Blindleistung auf der Leitung Krajnik-Dunowo gemessen. In der Umspannstation Mikułowa wurde die Frequenz auf der Freileitung Mikułowa-Kiesdorf und Mikułowa-Turów gemessen. Auf der Verbundleitung Mikułowa-Kiesdorf zur VEAG wurde die Spannung, der Strom und die Phase gemessen.

Aus der gemessenen Frequenz zur Zeit der Abschaltungen wurde die Anlaufzeitkonstante bestimmt. Bei Zugrundelegung einer Netzlast von 42,1 GW beträgt der Mittelwert der Anlaufzeitkonstanten $9,1 \pm 2,6$ Sekunden.

A. Koel, M. Langer

EV 9359

3.3.2 Netzurückwirkungsmeßsystem (NRM)

Das Netzurückwirkungsmeßsystem (NRM) dient der Messung und Beurteilung der verschiedenen Aspekte der Spannungsqualität. Weitere Einsatzgebiete liegen im Bereich der Netz- und Ausbauplanung sowie der Schwachstellenanalyse im Energieversorgungsnetz. Um diese Aufgabenstellung abzudecken, wurde ein Meßsystem erstellt, daß die folgenden Meßfunktionen in einem System vereinigt:

- Oszilloskop-Funktion
- Oberschwingungsanalysator
- Flickermeter

Die realisierten Meßfunktionen des Oberschwingungsanalysators und des Flickermeters basieren auf geltenden Normen. Bei der Hardware-Realisierung wurde auf eine räumlich kompakte Bauform Wert gelegt. Das Meßsystem befindet sich in einem 19 Zoll Gehäuse mit 6 Höheneinheiten. Zur Ankopplung an die Primärtechnik sind Anschlüsse gemäß den üblichen Anschlußwerten der Meßwandler der Schaltanlagen integriert.

Die Unterteilung in die genannten Meßfunktionen ist in den verschiedenen Abtastfrequenzen der Meßfunktionen begründet. Sie betragen für das Oszilloskop 34 kHz; die Oberschwingungsanalyse wird mit einer Abtastfrequenz von 5,6 kHz durchgeführt. Beim Flickermeter beträgt die Abtastfrequenz 400 Hz. Zur Erzeugung der Abtastfrequenzen steht neben einem Quarzgenerator eine PLL (Phase-Locked-Loop) zur netzfrequenz-synchronen Abtastung zur Verfügung.

Die Meßfunktionen sind in eine spezifische Benutzerführung eingebunden, über die neben der Datenpflege auch die Auswertung durchgeführter Messungen gesteuert wird. Die Struktur des Systems ist in Bild 3.38 dargestellt. Der Zweig "Messen" dient der Durchführung von Messungen im Hand- und Automatikbetrieb (Stichproben und Langzeitmessungen). Der Bereich "Datenpflege" dient der Meßdatenarchivierung und dem Transfer von Meßergebnissen. Im Zweig der "Auswertung" werden die gemessenen Daten bearbeitet, analysiert und für die graphische Darstellung aufbereitet.

In der Meßfunktion Oberschwingungsanalyse (Spektral- und Zeitbereich) werden die Real- und Imaginärteile der Oberschwingungskomponenten berechnet. Die Analyse erfolgt jeweils für 8 Netzperioden (Zeitfenster) einer jeden Sekunde. Berechnet werden neben dem Gleichanteil und der Grundschwingung die Oberschwingungen der 2. bis

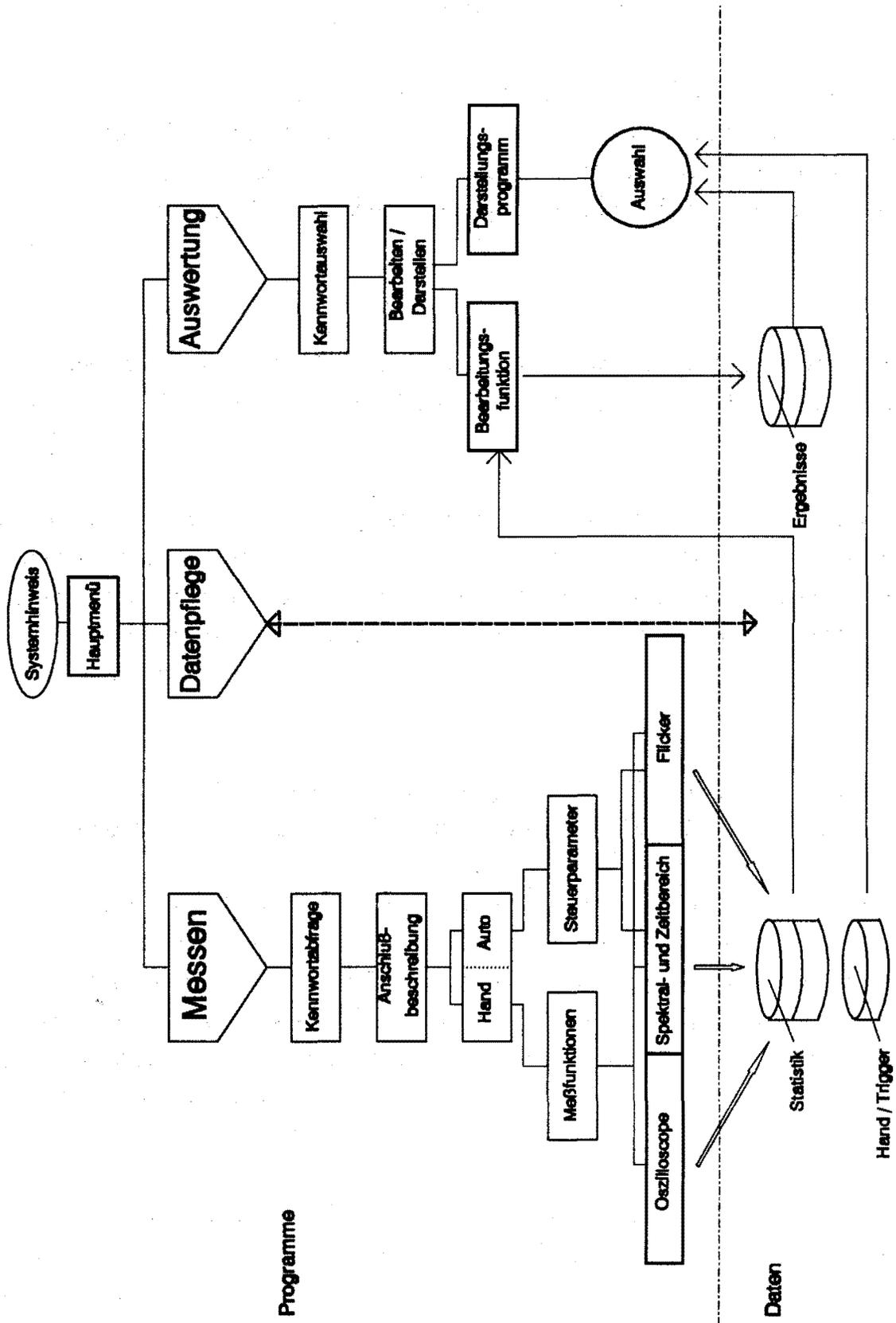


Bild 3.38: Gesamtstruktur des Netzzrückwirkungsmeßsystems

50. Ordnung. Auf der Basis dieser Werte werden weitere Berechnungen durchgeführt. Im Sekundentakt werden die Informationen gemäß Tabelle 3.6 zur Anzeige gebracht.

Tabelle 3.6 Zeitliche Auflösung und Meßgrößen des Oberschwingungsanalysators

Meßfunktion	Anzeige	Speicherung
Oberschwingungen		
$U_{L1v}, U_{L2v}, U_{L3v},$ $I_{L1v}, I_{L2v}, I_{L3v},$ ϕ_v	Balken (Ordnung 0 - 50), linear oder logarithmisch, prozentual oder per unit für jeweils einen Kanal	bei aktiver Be- wertung oder durch Handtriggerung
Zeitbereich		
Grundschiwung U_{L1-L3} und I_{L1-L3}	Numerisch, Balken	bei aktiver Be- wertung
$S_{L1-L3},$ P_{L1-L3} und Q_{L1-L3}	Numerisch, Balken	kein
$\cos\phi_{L1-L3}$	Numerisch	keine
Frequenz	Numerisch, Balken	keine
Unsymmetrie, Spannung	Numerisch, Balken	bei aktiver Be- wertung
Unsymmetrie		
$U_{L1}, U_{L2}, U_{L3},$ I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}	Numerisch, Zeiger	keine
Unsymmetriegrad, U, I	Numerisch	bei aktiver Be- wertung
Phasenwinkel	Numerisch	keine
Rohdaten		
U_{L1}, U_{L2}, U_{L3} I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}	Amplitude über der Zeit	Handtriggerung oder Grenzwert- verletzung

Zur statistischen Untersuchung der im Automatikbetrieb aufgenommenen Meßdaten stehen Bewertungsfunktionen für verschiedene Zielsetzungen der Datenanalyse zur Verfügung. Diese Bewertungsfunktionen werden im real-time-Betrieb ausgewertet. Sie

dienen der Informationsverdichtung und Datenreduktion. Die auf dem Meßsystem implementierten Bewertungsfunktionen sind in der Tabelle 3.7 zusammengefaßt.

Tabelle 3.7 Bewertungsfunktionen

Bewertungsfunktion für	Zeitraster	Datentyp
Oberschwingungen		
Mittel-, Minimal- und Maximalwert von $U_{L1v-L3v}$, $I_{L1v-L3v}$ und ϕ_v	1 Sekunde oder Mittelwert über 1, 10, 15 Minuten	binär, gepackt
Relative Häufigkeit von $U_{L1v-L3v}$, $I_{L1v-L3v}$	gesamter Meßzeitraum	Text, Tabelle
Grenzwertüberschreitungen von $U_{L1v-L3v}$, $I_{L1v-L3v}$	gesamter Meßzeitraum	Text, Tabelle
Rohdatenaufzeichnung bei Grenzwertüberschreitungen	gesamter Meßzeitraum, Anzahl ist begrenzt	sepzielles Format
Unsymmetrie		
Mittel-, Minimal- und Maximalwert der Unsymmetrie (k_u , k_i)	1 oder 10 Minuten Mittelwert	Text, Tabelle
Relative Häufigkeit (k_u , k_i)	gesamter Meßzeitraum	Text, Tabelle
Untersuchung auf Grenzwertüberschreitungen	gesamter Meßzeitraum	Text, Tabelle
Rohdatenaufzeichnung bei Grenzwertüberschreitungen	gesamter Meßzeitraum	spezielles Format
Zeitbereich		
Mittel-, Minimal- und Maximalwert der Grundschwingung von $U_{L1v-L3v}$, $I_{L1v-L3v}$	1 Sekunde oder Mittelwert über 1, 10, 15 Minuten	Text, Tabelle
Relative Häufigkeit der Grundwelle von $U_{L1v-L3v}$, $I_{L1v-L3v}$	gesamter Meßzeitraum	Text, Tabelle

Das Flickermeter basiert auf einer digitalen Realisierung des UIE-Flickermeter. Die Meßfunktion ist als real-time fähige Meßfunktion zur simultanen Flickerbestimmung von drei Meßkanälen realisiert. Aus der Voreinstellung ist das Bewertungsintervall zu einer oder zehn Minuten zu wählen. In der vorliegenden Realisierung des Flickermeter wurde

eine phasenrichtige Spannungs- und Strommessung integriert. Auf der Basis der mit einer Abtastfrequenz von 400 Hz aufgenommenen Meßwerte werden die Zeiger der Spannungen und Ströme ermittelt. Getriggert über den momentanen Flickerpegel und/oder den A_{st}/P_{st} -Wert kann eine Transienten-Recorderfunktion zur Aufzeichnung des momentanen Flickerpegels, der Spannungen und Leistungen angestoßen werden. Die mit dem Flickermeter bestimmbaren Meßgrößen, die angezeigt oder gespeichert werden, sind in der Tabelle 3.8 zusammengefaßt.

Tabelle 3.8 Zeitliche Auflösung und Meßgrößen des Flickermeter

Zeitbereich	Meßgröße	Anzeige	Speicherung
2,5 ms	Momentanflicker	ja	nein
20 ms	U_i, I_i	ja	nein
20 ms	S_i, P_i, Q_i	ja	nein
1;10 Min.	P_{st}, A_{st}	ja	ja
1;10 Min.	$E_{(Pi)}, E_{(Qi)}$	nein	ja
1;10 Min.- 40 ms	U_i	nein	nur bei Triggerung
1;10 Min.- 40 ms	Pf_i	nein	nur bei Triggerung
1;10 Min.- 40 ms	P_i, Q_i	nein	nur bei Triggerung

D. Blume, W. Horenkamp

3.3.3 Digitaler Funktionsgenerator

Zur Überprüfung der Genauigkeit der Meßergebnisse von Meßsystemen und der Überprüfung von Schutzgeräten ist eine entsprechende Test- und Simulationsumgebung erforderlich. Diese Testumgebung muß geeignete Testsignale mit der erforderlichen Auflösung in bezug auf Zeit und Amplitude bereitstellen. Zur Überprüfung von Systemen müssen stationäre und transiente Testsignale für Spannung und Strom mit fester Phasenbeziehung und definiertem Oberschwingungsspektrum vorgegeben werden. Zur Überprüfung der gesamten Meßkette müssen die Testsignale direkt an den Eingängen der zu untersuchenden Systeme angelegt werden.

Die Basis des Signalgenerators bildet ein Personal-Computer (80486 AT / 25 MHz). Mit diesem Computer werden die Beschreibungen der Testsignale erzeugt und gespeichert.

Über eine Ankopplungskarte werden die erzeugten Daten an den Digital-/Analogumsetzer gesendet (Bild 3.39).

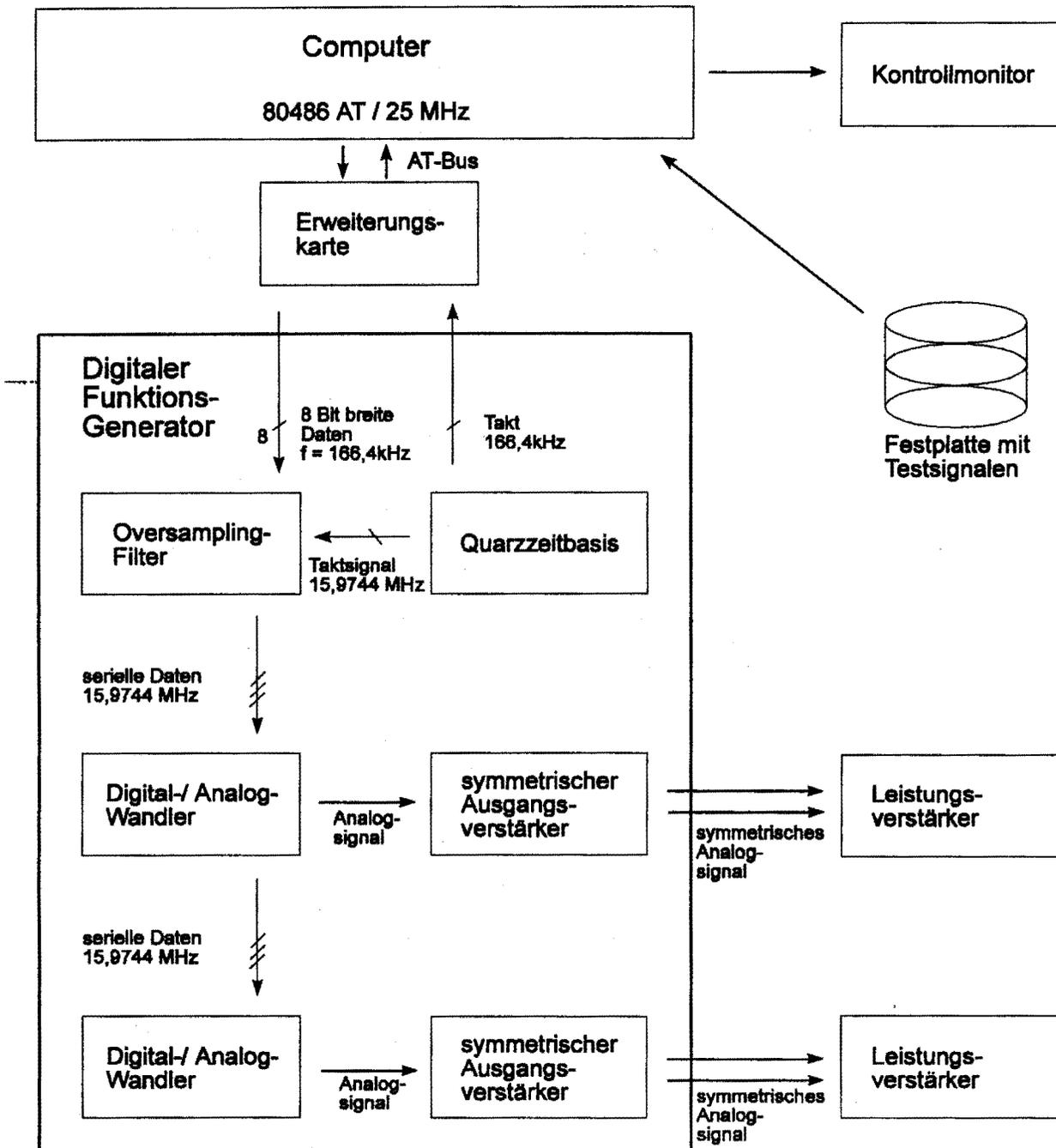


Bild 3.39: Blockschaltbild des Digitalen-Funktionsgenerators

Für die Umsetzung der vom PC gesendeten Daten in Analogwerte wird eine Kombination von Oversamplingfilter und Digital-/Analogwandler eingesetzt.

Um ein hohes Maß an Flexibilität bei der Erzeugung von Testsignalen zu erlangen, wird für die Testsignalgenerierung eine Programmiersprache eingesetzt. Durch den Einsatz dieser Programmiersprache können komplexe Testsignale auf einfache Art ma-

thematisch formuliert und generiert werden. Die Anlage eines Testsignal-Pools erfolgt in komprimierter Form über die Quelltexte der Testsignal-Programme.

Eine Ausgabesequenz wird über einzelne Blöcke definiert, die durch die Anzahl ihrer Stützstellen definiert sind. Dadurch können stationäre Signalabschnitte aus der Wiederholung von Teilabschnitten generiert werden. Zusätzlich ist es auf diese Weise leicht möglich definierte Frequenz- und/oder Amplitudensprünge zu erzeugen.

Die Programmiersprache bietet die Möglichkeit der Definition von Konstanten und Funktionen. Die Schlüsselworte, Funktionen, Konstanten und die höherwertigen Konstrukte sind in Tabelle 3.9 zusammengefaßt. Die mathematischen Funktionen können zum einen an einem bestimmten Punkt in ihrem Definitionsintervall ausgewertet werden, zum anderen besteht die Möglichkeit, die Funktionen implizit im Intervall von 0 bis 2π auszuwerten.

Zur Erhöhung des Kompressionsgrades bei der Erzeugung von Testsignalen beinhaltet die Sprache die Möglichkeit, zusätzliche Funktionen zu definieren. Dabei kann es sich sowohl um parameterbehaftete, als auch um parameterlose Funktionen handeln. Im Rahmen dieser Funktionsdefinitionen steht der gesamte Sprachumfang zur Verfügung.

D. Blume, A. J. Gaul

EV 9305

3.3.4 Integriertes System zur Aufzeichnung und Auswertung von Störungen im Industrienetz

Am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung ist in den vergangenen Jahren ein zentrales System zur Aufzeichnung und Auswertung von Störungen im Energieversorgungsnetz eines Industrieunternehmens entwickelt worden. Bei der Konzipierung wurde besonderer Wert auf die Integration des Systems in der Hardware- und Software-Umgebung des Industrieunternehmens gelegt. Dadurch ist es möglich, zum einen bereits in der EDV vorhandene Informationen durch das Störwerterfassungssystem zu nutzen und zum anderen den erforderlichen Ausbildungsaufwand für Einsatz und Pflege des Systems zu verringern. Das entwickelte Prototyp-System basiert auf speziell für diese Anwendung entwickelten Störwerterfassungsgeräten (Erfasser) zur dezentralen Anordnung im Energieversorgungsnetz. Diese Geräte bilden zusammen

Tabelle 3.9 Sprachelemente

Schlüsselwort/Konstrukt	Kommentar
WAIT	Programmstop bis Tastendruck
IF[Bedingung](Programmtext)	Abarbeitung des Programmtextes, wenn die Bedingung erfüllt ist
DO(Programmtext)WHILE(Bedingung);	Wiederholung der Abarbeitung des Programmtextes, solange die Bedingung erfüllt ist
PRINT[Ausdruck]	Ausgabe von Ausdruck auf dem Bildschirm
WRITE[Dateiname;Ausdruck]	Schreibt den Wert des Ausdrucks in die durch Dateiname bezeichnete Datei
READ[x/y;Dateiname]	Liest den Wert einer Datei, der in x-ter Zeile und y-ter Spalte steht
END	Beendet ein Programm an beliebiger Stelle
Funktionen	Standardfunktionen
mathematische Funktionen	Winkelfunktionen u.s.w.
RECT()	Rechtecksignal
SAEGEZ()	Sägezahnsignal
HEAVY()	Heaviside-Funktion
DREIECK()	Dreiecksignal
Operatoren	
mathematische Operatoren	+, -, >, < u.s.w.
logische Operatoren	AND, OR u.s.w.

mit einem Erfasser, der mit zusätzlichen Komponenten ausgestattet ist (Erfasser-Zentrale), das Störwerterfassungssystem. Die Erfasser-Zentrale ist über ETHERNET in das Datennetz der vorhandenen EDV-Umgebung eingebunden.

Als Entwicklungswerkzeug für die Software zur Parametrierung und Auswertung wurde auf eine bereits im Einsatz befindliche CAD/CAE-Umgebung (Computer Aided Design, Computer Aided Engineering) zurückgegriffen. Der Einsatz eines in dieser CAD/CAE-Umgebung eingebundenen relationalen Datenbanksystems (RDBMS) erlaubt die integrierte Datenhaltung von Netzgraphikelementen, ihren Attributen und Zusatzinformationen. Bei diesen Zusatzinformationen handelt es sich um Betriebsmittel-Daten

und Parametrierungsdaten. Die mit dem System aufgenommenen Meßdaten werden ebenfalls mit dem RDBMS verwaltet. In der EDV-Umgebung vorhandene Netzbilder liefern die Basisinformationen über das Netz, welche mit den Daten der Parametrierung und Auswertung des Störwerterfassungssystems ergänzt werden. Eine Kopplung zwischen den Graphikelementen der Leitdokumente und den Datenbankinhalten ermöglicht die Steuerung des Störwerterfassungssystems über die Graphik. Mittels graphischer Attribute (Farbe, Strichstärke, Linientyp) werden im Leitdokument - je nach Bearbeitungspunkt - unterschiedliche Informationen dargestellt (Aktuelle Topologie, Schutzansprechen, etc.). Die Meßwertdarstellung erfolgt innerhalb der Graphik des Leitdokuments.

Störwerterfassungsgeräte liefern typischerweise bei Auslösungen ein großes Datenvolumen. Die Reduktion dieser Daten auf die relevanten Informationen wird nach unterschiedlichen Strategien vorgenommen. Das Datenvolumen wird durch die Anzahl der Meßkanäle und deren Meßauflösung bestimmt. Einen weiteren Aspekt bildet die Art der Bildung der Aufzeichnungsentscheidung. Das Prototyp-System liefert bei einer Großstörung ein Datenvolumen von 25 Megabyte. Dabei werden die Daten von 450 Analog- und 600 Digitalkanälen in 8 Netzstationen aufgezeichnet. Die Aufzeichnungsentscheidung wird aus der logischen Verknüpfung von Binärinformationen mit den binären Bewertungsergebnissen von Triggerkriterien abgeleitet, die auf die Meßwerte der analogen Eingangskanäle angewendet werden (Bild 3.40). Dieses Vorgehen führt zu einer ereignisgesteuerten Aufzeichnungsentscheidung, die bei einem Großteil der ungestörten Betriebsabläufe eine Fehltaufzeichnung verhindert.

Nach dieser ersten Stufe der Datenreduktion bei der Aufzeichnung der Meßdaten wird als zweite Stufe die zeitliche und die meßtopologische Redundanz in den Aufzeichnungen minimiert. Die meßtopologische Redundanz ergibt sich aus der Mehrfachaufzeichnung von Spannungsmeßdaten an starr gekoppelten Betriebsmitteln. Die Zeitreihen der Meßwerte bestehen aus Abschnitten unterschiedlichen Informationsgehalts. Für die analogen Meßwerte werden stationäre und transiente Signalabschnitte und für die Information der Binärmeßwerte die Zustände "EIN" und "AUS" unterschieden. Die Zeitreihen der Meßwerte werden automatisch in "Zeitscheiben" entsprechend ihrer Informationsgehalte eingeteilt. Es wird eine Ereignisliste der Abfolge der Zustandsänderungen des Netzabbildes erzeugt, die einerseits in chronologischer Folge und andererseits nach topologischer Nähe geordnet ist. Die Ereignisliste wird zur graphischen Darstellung des Störungsablaufs verwendet, indem für jede Zeitscheibe

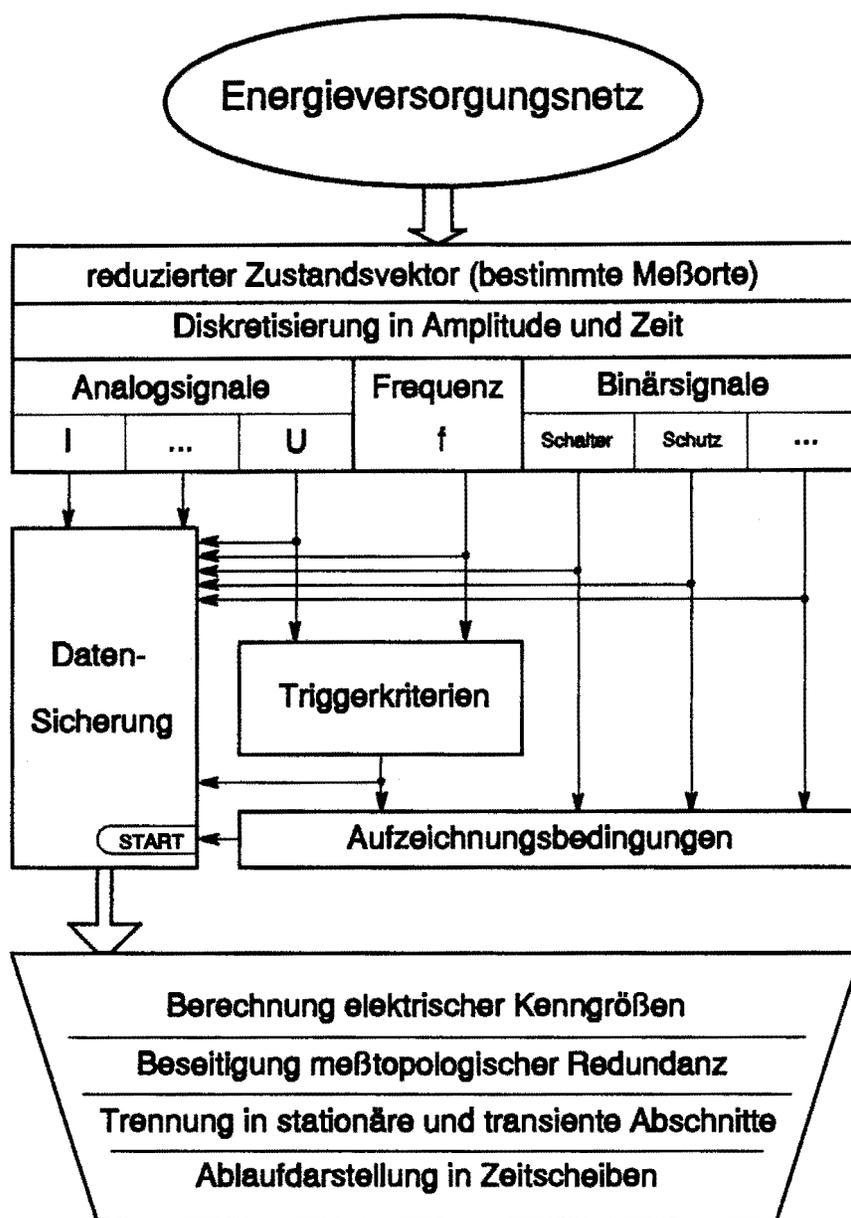


Bild 3.40: Struktur der Datenreduktion

das Netzbild entsprechend des zugehörigen Netzzustandes modifiziert wird. Der Störungsablauf wird durch die Aneinanderreihung der den Zeitscheiben zugeordneten Bilder abgebildet.

Für die stationären Signalabschnitte wird ein Modul zur Erkennung und Ortung von Standardfehlern (z.B. ein- und mehrpolige Fehler) entwickelt. Entsprechend der gewählten Datenreduktions-Strategie gibt das Ergebnis der Standardfehlererkennung ein Maß für den manuellen Aufwand bei der Auswertung an, da insbesondere nicht nach einfachen Regeln klassifizierbare Signalabschnitte zu untersuchen sind. Die

Datenreduktion inklusive Standardfehlererkennung entlastet den Benutzer somit von der zeitintensiven Arbeit der Datensortierung und groben Einordnung.

Die in zunehmendem Maße eingesetzten digitalen Schutzrelais verfügen über integrierte Störwerterfassungskomponenten. Aufgrund ihres aufgabenbezogenen Verhaltens bleibt ihnen jedoch (bestimmungsgemäß) die Aufzeichnung bestimmter Systemzustände unzugänglich, welche autarken Störwerterfassungsgeräten wegen der vom Stationszustand abhängigen Aufzeichnung von Störwerten möglich ist. Desweiteren ist bei einigen Schutzrelais keine exakte Zeitzuordnung möglich.

Die Auswertung der Störwertaufzeichnungen aus Schutzgeräten erfolgt üblicherweise dezentral mit herstellereigenen Programmen. Die Integration der Parametrier- und Meßdaten innerhalb des einheitlichen Auswerte- und Dokumentationsinstrumentes erlaubt neben einer detaillierteren Störungsaufklärung die Überprüfung auf korrekte Funktion von Störwerterfassung und Netzschutz. Zur Einbindung der Daten der digitalen Schutzgeräte müssen Schnittstellen für die verschiedenen Formate geschaffen werden. Die Normungsbestrebungen im Bereich der digitalen Schutztechnik haben bisher im wesentlichen den Bereich der Kommunikation abgedeckt; die Normung des Datenformats der Störwertdaten ist noch nicht abgeschlossen. Im Hinblick auf die zur Zeit fehlende Norm und auf die bereits eingesetzten Schutzgeräte wurde eine parametrierbare Schnittstelle für die verschiedenen Datenformate geschaffen. Für jeden Schutzgerättyp wird eine Beschreibungsdatei angelegt, die das betreffende Datenformat mittels Angaben wie Zeilenposition, Spaltenposition oder Trennzeichen, Datentyp, etc. angibt. Das Schnittstellenprogramm konvertiert die Störwertdaten auf ein einheitliches Format, das vom Auswertesystem eingelesen werden kann.

Die Parametrier- und Störwertdaten der digitalen Schutzgeräte werden wegen fehlender Datenfernverbindungen vom Bedienpersonal abgeholt. Die Parametrierdaten der Schutzgeräte werden nur im Bedarfsfall zusammen mit den Störwertdaten eingelesen und nicht dauerhaft vom zentralen Auswertesystem vorgehalten. Eine solche Vorgehensweise hätte aufgrund der organisatorischen Trennung der Störwerterfassung und der Schutztechnik unter Umständen eine Inkonsistenz der Daten zur Folge.

Die Einbindung der Daten der digitalen Schutzgeräte erfordert die Entwicklung spezieller Auswertesoftware für die von Schutzgeräten aufgezeichneten Daten. So sind bei fehlender exakter Zeitzuordnung beispielsweise Verfahren zur Synchronisierung der Schutzdaten mit den Störwerterfassungsdaten zu entwickeln. Eine Möglichkeit dazu

besteht im Vergleich von Spannungsmessungen, die von den Schutzgeräten und von der Störwerterfassung an der gleichen Sammelschiene aufgezeichnet wurden. Die Einbindung in das Konzept der Datenreduktion könnte darin bestehen, anhand der Aufzeichnungen der Störwerterfassung festzulegen, an welchen Meßpunkten ergänzende Daten der digitalen Schutzgeräte für die Auswertung benötigt werden.

F. Reyer, D. Blume

EV 9324

3.3.5 Standardfehlererkennung für ein Störwerterfassungssystem

Im Rahmen der Datensortierung und -reduktion für ein Störwerterfassungssystem wird eine Standardfehlererkennung für die stationären Signalabschnitte entwickelt. Als Informationen stehen die analogen Meßgrößen Spannung und Strom und die binären Meßgrößen Schalter- und Schutzmeldungen an ausgewählten Meßpunkten des Energieversorgungsnetzes zur Verfügung. Eine Fehleranalyse ist auf Basis der Schutzmeldungen oder der analogen Meßwerte möglich. Die beiden Ansätze unterscheiden sich aufgrund des Informationsgehalts ihrer Eingangsgrößen. Die Schutzmeldungen (Sekundärinformationen) stellen eine binäre Zustandsbewertung eines lokal eng begrenzten Teils des Energieversorgungsnetzes dar. Die analogen Meßwerte (Primärinformationen) erlauben aufgrund der lokal nicht eng begrenzten Ausprägung der Fehler eine gewichtete Bewertung des Netzzustands für jede Meßstelle.

Der gewählte Ansatz zur Fehleranalyse verzichtet auf die Verwendung von Schutzmeldungen und verwendet zur Vermeidung von Fehlinterpretationen möglichst wenig Informationen über das Netz. Prinzipiell können als Eingangsinformationen neben den Meßwerten die mathematischen Modelle der Betriebsmittel und der Fehlerarten, die potentielle Topologie und die Parameter der Betriebsmittel verwendet werden.

Die Fehleranalyse arbeitet unter Verwendung unscharfer Informationen. Hierbei müssen verschiedene Arten von Unschärfe berücksichtigt werden. Die Messungen beinhalten Meßfehler mit einer statistischen Normalverteilung. Zusätzlich können durch Wandlerfehler und Fehlübertragungen grobe Meßfehler auftreten. Die Netzparameter, die zum einen durch technische Randbedingungen in ihrer Größe begrenzt sind und für die zum anderen typische Wertebereiche angegeben werden können, werden durch

Fuzzy-Sets modelliert. Die mathematischen Modelle und die potentielle Topologie werden als exakt bekannt angenommen.

Die Fehleranalyse entspricht der Bewertung einer Menge von Fehlerhypothesen mit einer Maßzahl zwischen 0 und 1, die den Grad der Möglichkeit der Hypothese widerspiegelt. Eine Fehlerhypothese umfaßt dabei Angaben über die Fehlerart, den Fehlerort und grob falsche Meßwerte. Als Startwerte werden alle Fehler als zu gleichem Grad möglich und die Meßwerte als richtig angenommen. Im Laufe der Fehleranalyse werden die Bewertungen der verschiedenen Fehlerhypothesen sukzessive verändert.

Die Fehleranalyse wird in drei Schritten vorgenommen. In jedem Schritt werden die Fehlerhypothesen unter Hinzuziehung erweiterter Eingangsinformationen weiter eingegrenzt (Bild 3.41). Im ersten Schritt, der Fehlerartbestimmung, wird an mehreren Meßorten im Netz die Fehlerart aus den Knotenspannungen erkannt und die Ausprägung des Fehlers bewertet. Der zweite Schritt, die Grobortung, bestimmt auf Basis der Fehlerausprägung und der Netztopologie den fehlerhaften Netzbezirk. Im letzten Schritt, der Feinortung, wird der Fehlerort unter Hinzuziehung des Stromes und der Netzparameter innerhalb des Netzbezirks weiter eingegrenzt.

Im ersten Schritt werden die analogen Meßwerte mit typischen Fehlermustern aus einer phänomenologischen Fehlerbeschreibung verglichen und mit Methoden der Fuzzy-Logik unscharf bewertet. Die phänomenologische Fehlerbeschreibung wurde mit Hilfe der mathematischen Modelle der Betriebsmittel und der verschiedenen Fehlerarten abgeleitet. Als Fehlerarten werden der dreipolige Fehler und der zwei- und einpolige Fehler mit und ohne Erdberührung berücksichtigt. Es existieren einige nahezu netzparameterunabhängige, fehlerarttypische Merkmale der Spannungsmessungen. Es erfolgt eine Bewertung des Netzzustands für jede Meßstelle. Zusammenfassend läßt sich durch die Akkumulation der Einzelbewertungen eine "robuste" Gesamthypothese über die Fehlerart gewinnen.

Die zweite Stufe der Fehleranalyse hat die Aufgabe, den fehlerhaften Netzbezirk zu bestimmen (Grobortung). Zu diesem Zweck wird die verwendete Eingangsinformation um die potentielle und die aktuelle Topologie erweitert. Die Strommeßwerte sind für diese Analyse ungeeignet, da sie in den nicht fehlerbehafteten Netzbezirken stark vom Lastverhalten beeinflußt werden. Das Konzept der Grobortung orientiert sich am Ausprägungsverhalten der analogen Meßwerte. Im Fehlerfall stellt sich am Fehlerort

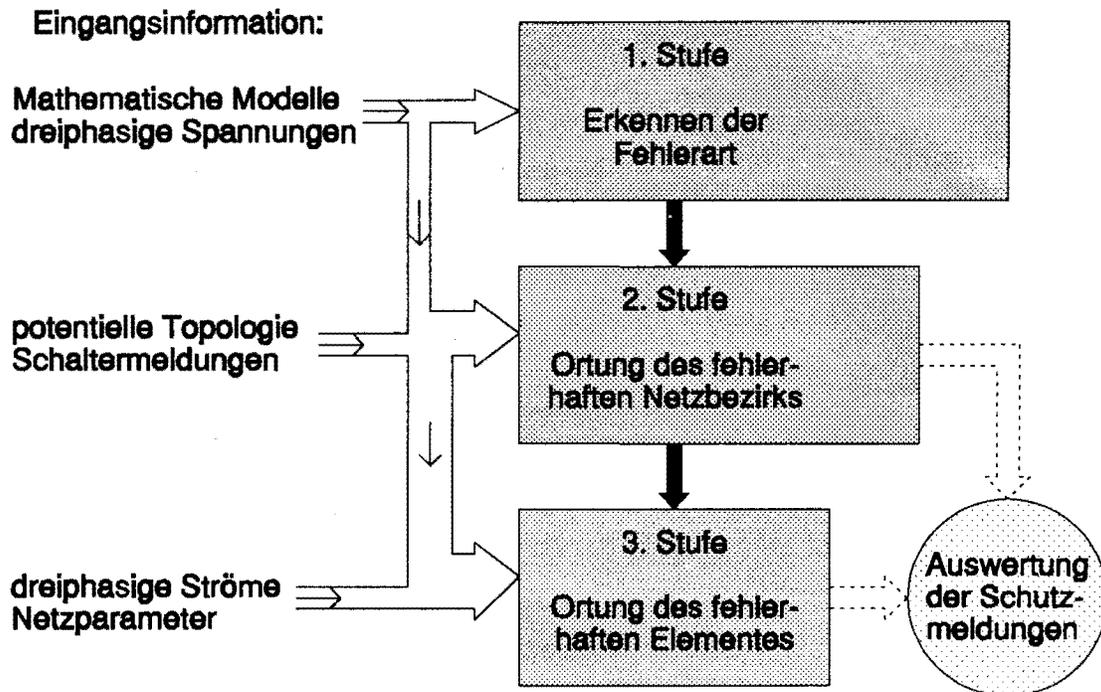


Bild 3.41: Struktur der Fehleranalyse

ein typisches Muster der analogen Meßwerte ein. Dieses Muster tritt in verzerrter und gedämpfter Form auch in vom Fehlerort entfernten Meßstellen auf. Beim Verfahren der Grobortung wird ausgenutzt, daß das lokale Fehlerausbreitungsverhalten aufgrund der unterschiedlichen Impedanzcharakteristika betriebsmittelspezifisch ist, während das globale Ausbreitungsverhalten durch die topologische Verknüpfung geprägt ist. Für die Fehleranalyse wird zu jedem Betriebsmitteltyp ein Grundelement geschaffen, das mit Hilfe von Fuzzy-Regeln das lokale Ausbreitungsverhalten modelliert. Mit diesen Grundelementen wird ein Netzwerk aufgebaut, das entsprechend der aktuellen Topologie des betrachteten Energieversorgungsnetzes aufgebaut ist. Das Netz wird mit aus den analogen Meßwerten abgeleiteten Ausprägungsbewertungen initialisiert und adaptiert selbstständig den fehlerhaften Netzbezirk. Das dynamische Verhalten des Netzes wird ähnlich dem Hopfield-Netz aus dem Bereich den Neuronalen Netze dadurch erreicht, daß zufällig ein Element ausgewählt und sein Zustand entsprechend seines Fuzzy-Modells verändert wird. Als stabiler Zustand stellen sich "scharfe" Bewertungen (0 oder 1) der Systemelemente ein.

Die Aufgabe der 3. Stufe ist es, das fehlerhafte Betriebsmittel aus Strom- und Spannungsmessungen unter Kenntnis der Fehlerart und des fehlerhaften Netzbezirks

zu ermitteln (Feinortung). Zu diesem Zweck können die Ströme verwendet werden, da sie in Fehlernähe im wesentlichen durch den Fehler geprägt sind. Die Aufgabe der Feinortung entspricht der Estimation der Netzparameter unter Berücksichtigung der analogen Meßwerte und einer Hypothese über die aktuelle Topologie, die Fehlerart und den Fehlerort. Der Suchraum der Parameter wird durch Fuzzy-Sets beschrieben. Nach jedem Optimierungsschritt wird mit Hilfe einer Ausgleichsrechnung ein fehlerfreier Zustandsvektor des Netzes estimiert. Zu bestimmen ist der Parametersatz, der unter Einhaltung vorgegebener Grenzwerte für die Residuen aus der Ausgleichsrechnung einen maximalen Zugehörigkeitswert aufweist. Einer Hypothese über den Fehlerort wird jeweils der Zugehörigkeitsgrad des estimierten Parametersatzes als Bewertung zugeordnet.

Als nächster Schritt sind Methoden zur Lokalisierung grober Meßfehler (Wandlerfehler, Schaltermeldungen, Fehlübertragungen) zu entwickeln. Im Falle grober Meßfehler ist eine neue Hypothese zu generieren, die die Annahmen über die Fehlerart, den Fehlerort und den falschen Meßwert umfaßt. Für die Fehleranalyse ist der betreffende Meßwert aus den Eingangsinformationen zu eliminieren. Desweiteren sind Kriterien zur Auswahl der Meßgrößen und zur Prüfung der Beobachtbarkeit zu entwickeln. Dies umfaßt auch eine Untersuchung, mit welcher "Schärfe" die Fuzzy-Sets der Netzparameter angegeben werden müssen.

Die vorgestellte Fehleranalyse verzichtet auf die Auswertung von Schutzmeldungen. Ein allgemeiner Ansatz zur Fehleranalyse sollte sowohl die Schutzmeldungen als auch die oben erstellten Hypothesen berücksichtigen. Die Ergebnisse der Fehleranalyse stellen ähnlich den Schutzmeldungen eine Sekundärinformation über den Netzzustand dar. Eine Kombination der Ergebnisse dieser voneinander unabhängigen Netzzustandsbewertungen ermöglicht die gegenseitige Kontrolle und Ergänzung der beiden Verfahren.

F. Reyer

EV 9325, EV 9326, EV 9341

3.3.6 Realisierung eines Fuzzy-Reglers zur Erregungsregelung von Synchrongeneratoren

Konventionelle Erregungsregelungen weisen den Nachteil auf, daß sie für bestimmte Betriebszustände nicht den Anforderungen entsprechend wirken können, weil sie für einzelne Arbeitspunkte des Systems optimiert sind. Im Gegensatz dazu ermöglicht ein statischer nichtlinearer Kennfeldregler eine ereignisorientierte Regelung des Synchrongenerators. Die Anwendung der Fuzzy-Set-Theorie gewährleistet einen strukturierten Entwurf dieses Kennfeldreglers, der durch die Auswertung unscharf formulierter Regeln die Möglichkeit eröffnet, an den Betriebspunkt des jeweiligen Energieversorgungssystems angepaßt zu reagieren.

Aufbauend auf abgeschlossenen theoretischen Untersuchungen ist im Rahmen dieses Forschungsprojektes ein Fuzzy-Regler-Prototyp für die Erregungsregelung in einem realen System entwickelt worden. Die Reglerfunktionalität kann im wesentlichen durch die von der Reglersoftware verarbeiteten Reglerparameter bestimmt werden, um somit unterschiedliche Regelaufgaben mit derselben Hardware zu realisieren. Randbedingungen sind durch die Anzahl der Eingangs- und Ausgangsgrößen sowie durch die Forderung nach der Verarbeitungsgeschwindigkeit gegeben. Im Anschluß an Optimierungs- und Funktionalitätsstudien an einem Netzmodell (Leistungsmaßstab 1:100000) wird in einem weiteren Schritt die Anpassung an die betrieblichen Randbedingungen von realen Großkraftwerken vorgenommen.

Vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Aufgaben, die durch einen Spannungsregler in einem Kraftwerk übernommen werden, kommen unterschiedliche Reglerparametersätze mit unterschiedlichen Eingangsgrößenkonfigurationen zur Anwendung. Dabei leistet der als Regler 1 bezeichnete Reglerparametersatz die Aufgabe der Klemmenspannungsregelung unter Verwendung der Eingangsgrößen Generatorklemmenspannung U_G und deren Gradient dU_G/dt . Der als Regler 2 bezeichnete Parametersatz leistet zusätzlich die Aufgabe der Pendeldämpfung und verwendet die Generatorklemmenspannung U_G , die abgegebene Generatorwirkleistung P_G und deren Gradient dP_G/dt .

Aus den für Wirkleistungspendelungen typischen Frequenzen von 0,2 Hz bis 2,5 Hz folgt eine Mindestanforderung an die Reglergeschwindigkeit, d.h. an die Reglerzykluszeit und damit die Zeit zwischen der Ausgabe von zwei aufeinanderfolgenden Stellgrößen. Um auf die Änderung von Eingangsgrößen angepaßt reagieren zu können,

werden große Verstärkungsfaktoren erforderlich, die allerdings auch die Sensitivität gegen Fehler in der Datenerfassung bzw. gegen verrauschte Eingangsgrößen erhöhen, so daß bei der Auslegung der Reglerhardware eine effektive Systemabstimmung durch die Datenerfassung beschränkt wird.

Der Aufbau der Reglerstruktur und die Ankopplung der Reglerhardware an die Regelstrecke ist in Bild 3.42 dargestellt. Für die erste Phase des Prototyping wurde ein 1-kW-Synchrongenerator verwendet.

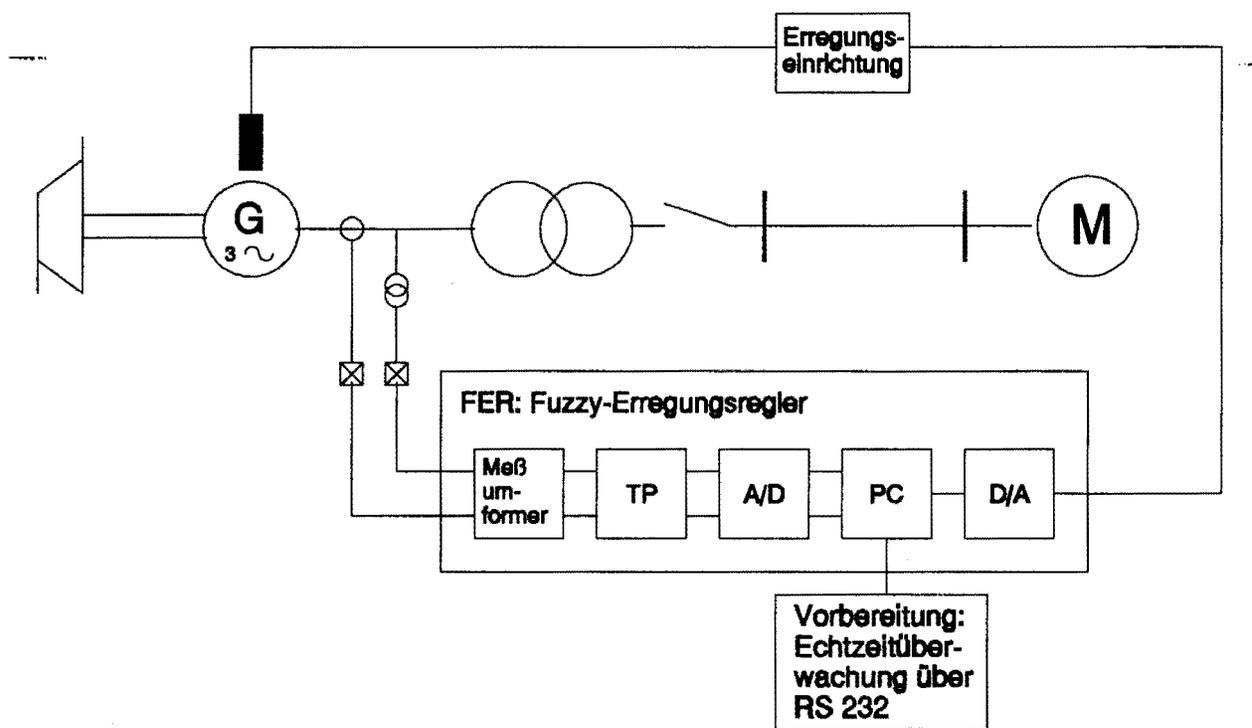


Bild 3.42: Hardwareaufbau

Die eingangsseitige Ankopplung an die Regelstrecke wird durch Meßumformer hergestellt. Diese leisten zum einen eine galvanische Trennung und zum anderen dienen sie einer Meßgrößenanpassung der normierten Eingangsgrößen auf die für die weitere Hardwareverarbeitung notwendigen Spannungswerte. Nachfolgenden Stellgrößenanpassung zusammen (Bild 3.43).

Die Meßgrößen Strom und Spannung werden blockweise abgetastet. Die hierfür benötigte Zeit ist dabei durch die Zahl der zur Erlangung der gewünschten Genauigkeit benötigten Signalperioden bestimmt. Da der Fuzzy-Regler auf dynamische Vorgänge

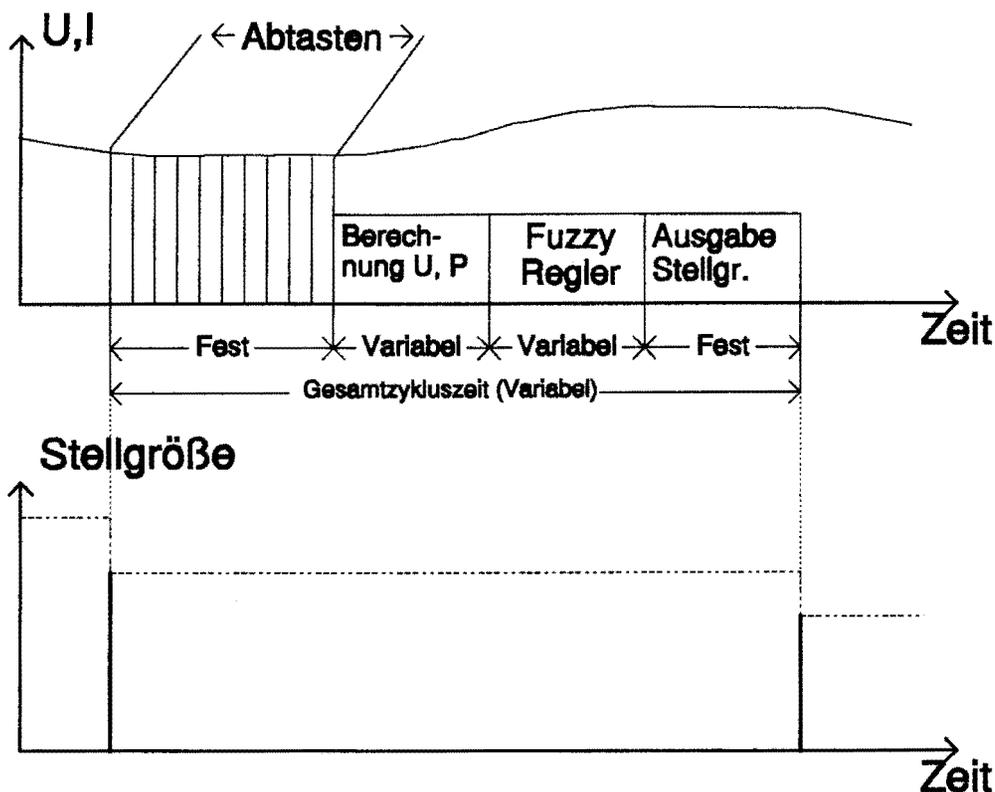


Bild 3.43: Struktur eines Regler-Zyklusses

im Netz reagieren soll, entsteht der Bedarf nach einer netzfrequenzsynchronen Datenerfassung. Berücksichtigt man einen Frequenzbereich von 47 Hz bis 53 Hz, wird die maximale Abtastdauer zu 21.3 ms bestimmt. Die zweite Komponente stellt die Berechnung der Eingangsgrößen des Regelalgorithmus aus den Rohdaten dar, deren Dauer von der Abtastwertzusammensetzung abhängt und damit variabel ist. Die sich anschließende Komponente stellt den eigentlichen Fuzzy-Regelalgorithmus dar, für dessen Echtzeitüberwachung bereits eine externe Schnittstelle vorgesehen ist. Je nach ansprechender Regel und der daraus resultierenden Rechnungen ergibt sich ein variabler Beitrag zur Gesamtzykluszeit. Die vierte und letzte Komponente ist die Ausgabe der durch den Regelalgorithmus berechneten Stellgröße. Hierbei handelt es sich um eine Umrechnung der Stellgröße in eine für den D/A-Wandler benötigte Form und deren Übergabe. Hierzu werden wertunabhängig in jedem Fall die gleichen Berechnungen ausgeführt. Der Zeitbedarf ist damit fest. Die Gesamtzykluszeit hingegen bleibt je nach der Höhe der auftretenden Schwankungen unterschiedlich.

A. Gaul, D. Westermann

4. VORTRÄGE

4.1 Beiträge für das Kolloquium

- 30.06.1993 Dipl.-Ing. D. Reitis, Vorsitzender des Vorstandes der Mitteldeutschen Energieversorgung AG, Halle/Saale
"Die Energieversorgung in den neuen Bundesländern - Aufgaben und Ziele"
- 07.07.1993 Prof. J. Popczyk, Polish Power Grid Company, Warschau
"Restructuring of the Polish Power Sector as the Example of Changes in European Electricity Markets"

4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 02.06.1993 D. Kuhlmann
"Neuronale Netze in der Alarmverarbeitung", Vortrag im Rahmen des ZEDO-Workshops "Neue Informationsverarbeitungstechnologien in der elektrischen Energieversorgung", Dortmund
- 17.06.1993 D. Westermann
Vorträge im Rahmen des EES-UETP Seminars "Power System Stability and Control" zu den Themen "Introduction to voltage control", "Different power system stabilizer properties under unified short- and mid-term aspects", "Introduction to fuzzy control", "Excitation control using fuzzy set theory", Stockholm, Schweden
- 21.06.1993 W. Hoffmann
"Integration of an Expert System into an Energy Management System", Vortrag im Rahmen des EES-UETP Seminars "Artificial Intelligence Applications to the Operation of Electric Energy Systems", Lissabon, Portugal

- 22.06.1993 Th. Stephanblome
"Coordinated Power Plant Control using Fuzzy-Set-Theory", Vortrag im Rahmen des EES-UETP Kurses "Artificial Intelligence Applications to the Operation of Electric Energy Systems", Lissabon, Portugal
- 01.09.1993 U. Schlücking
"Real-Time Simulation of the Short-Term Dynamics using Parallel Computers", Vortrag im Rahmen der 11-ten "Power System Computation Conference", Avignon, Frankreich
- 02.09.1993 Th. Stephanblome
"A System Engineering Approach for Improving Power System Stability Using Superconducting Magnetic Energy Storage", Vortrag im Rahmen der 11-ten "Power System Computation Conference", Avignon, Frankreich
- 13.10.1993 Th. Fabian
"Energiespeicher zur Integration von Windkraftanlagen (WKA) in elektrische Energieversorgungssysteme", Vortrag im Rahmen des Berichtskolloquiums im DFG-Schwerpunktprogramm "Neue Speicher- und Leitsysteme zu gesicherten elektrischen Energieversorgung", TU München
- 14.10.1993 Th. Stephanblome
"Einsatz von SMES in der Netzregelung", Vortrag im Rahmen des DFG-Kolloquiums, München

5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN

- 01.01.1993 W. Hoffmann
Teilnahme an der Sitzung der CIGRE Taskforce 38-06-06 in Cairns, Australien
- 04.01.- W. Hoffmann
08.01.1993 Teilnahme am "4th Symposium on Expert Systems Applications to Power Systems", Melbourne, Australien
- 20.01. - D. König und Th. Stephanblome
-22.01.1993 Teilnahme am VDE-Kongreß'93 in Berlin
- 27.01. - E. Handschin
01.02.1993 Sitzung des Technical Committee der PICA'93 in Seattle, USA
- 03.02.1993 E. Handschin und Mitarbeiter
Teilnahme am ZEDO-Workshop "CAD/CAPP-Kopplung" am Lehrstuhl für Fertigungsvorbereitung, Prof. Dr. Heinz, Dortmund
- 15.02.- E. Handschin
18.02.1993 Leitung der CIGRE Working Group WG 39.06 "Power System Training Simulator" in Lissabon
- 25.02.1993 E. Handschin
Leitung der AK-TR-Sitzung, Hagen
- 08.03. - E. Handschin, M. Heine
10.03.1993 Teilnahme am FGH-Seminar "Informationstechnik in der Netzbetriebsführung", Deidesheim
- 11.03.- W. Hoffmann
12.03.1993 Vorbereitung eines gemeinsamen EG-Projektes mit Prof. Dr. J. Bujko, Direktor der Firma IASE, Wroclaw, Polen, und Dr. habil. Z. Styczynski, Universität Stuttgart

- 20.03.-
26.03.1993 E. Handschin
Leitung der Sitzung des technischen Komitees zur Vorbereitung der 11. Power Systems Computation Conference, Gästehaus der Universität Dortmund, Witten
- 25.03.-
27.03.1993 W. Hoffmann
Teilnahme an den Arbeitssitzungen der CIGRE Taskforce 38-06-06 und der CIGRE Working Group 38-06 in Caen, Frankreich
- 22.04.1993 E. Handschin
Sitzung des IEEE Executive Komitees, Deutsche Sektion, Frankfurt
- 28.04.1993 D. Kuhlmann, F. Reyer, D. Westermann
Teilnahme am ZEDO-Workshop "Einsatz von Expertensystemen in der Stahlverarbeitung", Hoesch, Dortmund
- 03.05.-
07.05.1993 E. Handschin
Teilnahme an der PICA-Konferenz, Phönix, Arizona
- 02.06.1993 E. Handschin und Mitarbeiter
ZEDO-Workshop zum Thema "Neue Informationsverarbeitungstechnologien in der elektrischen Energieversorgung", Dortmund
- 09.06.1993 E. Handschin und Mitarbeiter
Projektbesprechung mit Prof. Dr. A. Bose, Arizona State University, an der Universität Dortmund
- 15.06.-
16.06.1993 F. Reyer
Teilnahme an der ETG-Fachtagung "Selektivschutz" in Mannheim
- 15.06.-
18.06.1993 D. Westermann
Teilnahme an EES-UETP Course on "Power System Stability and Control", Stockholm, Schweden
- 16.06. -
18.06.1993 M. Heine
Teilnahme am "Second International Workshop on Electric Power System Control Centres" der IFAC in Alghero/Italien

- 17.06.- Th. Stephanblome
18.06.1993 Teilnahme an der Tagung des Arbeitskreises "Supraleitung in Forschung und Praxis" in Bad Honnef
- 19.06.- W. Hoffmann und Th. Stephanblome
23.06.1993 Teilnahme am EES-UETP Kurs "Artificial intelligence applications to the operation of electric energy systems" in Lissabon, Portugal
- 21.06.- W. Hoffmann, Th. Stephanblome
23.06.1993 Präsentationen im Rahmen des EES-UETP Seminars "Artificial Intelligence in Network Control", Lissabon, Portugal
- 22.06.1993 E. Handschin
Teilnahme an der Sitzung des DAK CIGRE SC-39 Sitzung, Berlin
- 12.07.- E. Handschin, W. Hoffmann, U. Neumann
14.07.1993 DFG-Kolloquium " Adaptive Wartungsplanung", in Dresden
- 14.07.- E. Handschin, W. Hoffmann
16.07.1993 Projektbesprechung "EG-Projekt - Intelligente Leittechnik" mit Prof. Bujko, IASE, Breslau
- 27.07.- U. Schlücking
09.08.1993 Aufenthalt an der Arizona State University, Dept. of Electrical Engineering, Prof. Bose
- 30.08.- E. Handschin, A. Gaul, U. Schlücking, Th. Stephanblome
03.09.1993 Teilnahme an der 11. Power Systems Computation Conference, Avignon
- 22.09.1993 E. Handschin und Mitarbeiter
Teilnahme am ZEDO-Workshop "Einsatz von Expertensystemen bei der Ruhrkohle AG" Ruhrkohle, Dortmund
- 23.09.- E. Handschin
30.09.1993 Teilnahme am Kolloquium des CIGRE SC 39 "Power System Operation and Control" in Sydney, Australien

- 27.09.-
01.10.1993 D. Blume, W. Horenkamp, M. Langer , K.-D. Tesch
Messungen im Rahmen des CENTREL-Großversuchs, Krajnik und
Mikulowa, Polen
- 30.09.-
21.10.1993 U. Neumann
Teilnahme an der FGE-Tagung "Neue Ordnungsrahmen und Sy-
stemführungskonzepte in der Elektrizitätswirtschaft", Aachen
- 04.10.-
08.10.1993 C. Damschen und Th. Stephanblome
Teilnahme an der EUCAS'93 in Göttingen
- 07.10.-
08.10.1993 D. Westermann
Teilnahme an ECC Europe Seminar "Practical Consequences of a
changing Electricity Supply Industry", Maastricht, Niederlande
- 13.10.-
14.10.1993 E. Handschin und Mitarbeiter
Teilnahme am DFG-Kolloquium "Neue leit- und schutztechnische
Verfahren in der elektrischen Energieversorgung" in München
- 18.10.-
22.10.1993 D. Westermann
Teilnahme an EES-UETP Course on "Operation of the interconnec-
ted European Power System - Economic and Reliability Issues",
Clamart/Chatillon, Frankreich
- 20.10.-
21.10.1993 D. Blume, U. Neumann
Teilnahme an den ETG-Tagen '93 "Diagnoseverfahren für den
Einsatz in Kraftwerken", Mannheim
- 02.11.1993 D. Kuhlmann
Teilnahme an der ITG/VDE-Diskussionssitzung über "Mikroelek-
tronik der Fuzzy-Systeme", Gästehaus der Universität Dortmund,
Witten
- 03.11. -
04.11.1993 E. Handschin und Mitarbeiter
Präsentationen und Fortschrittsberichte auf dem Workshop im
Rahmen des Verbundprojektes NEUPRO, Gästehaus der Universität
Dortmund, Witten

- 09.11. - E. Handschin, D. Blume
10.11.1993 Teilnahme am EES-UETP-Seminar "Electromagnetic Compatibility",
Lausanne, Schweiz
- 11.11.1993 E. Handschin
Teilnahme an der Sitzung des DAK zur CIGRE SC 39 in Dortmund
- 18.11.1993 W. Hoffmann
Teilnahme an der bifego-Veranstaltung "Erfahrungsaustausch-
Gruppe: Expertensysteme", Gästehaus der Universität, Dortmund
- 23.11.1993 E. Handschin
Leitung der AK-TR Sitzung, Aachen
- 24.11.1993 C. Damschen
Teilnahme am AK-TR-Fachforum "Spannungs-Blindleistungsoptimie-
rung in Hoch- und Höchstspannungsnetzen" in Aachen
- 24.11.1993 D.-M. Fabinger
Teilnahme an der Tagung "FuE-Förderung auf dem Gebiet der
erneuerbaren Energien durch EG, Bund, Land", an der GH Essen
- 29.11. - E. Handschin
01.12.1993 Teilnahme am FGH-Seminar "Informationstechnik in der Netzbe-
triebsführung" in Deidesheim
- 07.12.1993 E. Handschin
Teilnahme an der Sitzung des FGH-Forschungsbeirats, Mannheim
- 13.12.- M. Langer
14.12.1993 Teilnahme am EES-UETP-Kurs "Distribution Automation, Load
Management and Quantity of Supply" in Alicante

6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE

6.1 Veröffentlichungen

E. Handschin, F. Reyer, Th. Stephanblome, D. Westermann: "Robustheit durch Unschärfe - Fuzzy-Regler unterstützt Kraftwerkstechnik", *Elektronik plus*, 2/1993

Konventionelle Kraftwerksregelungskonzepte weisen den Nachteil auf, daß sie für bestimmte Betriebszustände nicht den Anforderungen entsprechen oder sogar destabilisierend wirken können. Um diese Nachteile zu vermeiden, wird hier ein Fuzzy-Regler vorgestellt, der ereignisorientiert reagieren kann. Dieser Fuzzy-Regler übernimmt im Rahmen des Kraftwerksregelungskonzeptes die Aufgabe der Spannungsregelung und Polradpendeldämpfung von großen Turbogeneratoren.

E. Handschin: "Energiespeicher in der elektrischen Energieversorgung - Der supraleitende magnetische Energiespeicher als Kurzzeitspeicher", *Bull. SEV/VSE*, 7/1993, April 1993

Kleine und mittlere elektrische Energiespeicher bis zu einigen 100 kWh können als neue Betriebsmittel in der elektrischen Energieversorgung angesehen werden. Die Supraleitung erlaubt eine kompakte Bauweise solcher Speicher. Da die elektrische Energie in einer Spule gespeichert wird, können kurze Ein- und Ausspeicherungszeiten realisiert werden. Insbesondere werden Einsatzmöglichkeiten im Bereich der Sekundenreserve, der Primärregelung sowie im Zusammenhang mit der Systemstabilisierung beschrieben.

C. Damschen, J. Rauch, D. Salathé, E. Halder: "Energiespeicher in Energieversorgungssystemen - Einsatzchancen des SMES für die Bahnstromversorgung", *Bull. SEV/VSE*, 7/1993, April 1993

Der Einsatz von verbrauchernahen Energiespeichern würde es erlauben, die Energieversorgungssysteme auf Werte unterhalb der zu erwartenden Spitzenleistung zu dimensionieren. Die Bedarfsspitzen könnten aus diesen Speichern gedeckt werden. Der supraleitende magnetischen Energiespeicher (SMES) vereinigt in sich die Vorteile schneller Ansprechzeiten, geringer Verluste, hoher Leistungen und einer unbegrenzten Zahl von Lastzyklen. Für ein konkretes Szenario wird die Wirtschaftlichkeit eines Einsatzes von SMES im Vergleich mit Alternativen diskutiert.

E. Handschin: "Zentrale und dezentrale Bahnstromversorgung - ein Vergleich", Elektrizitätswirtschaft, Jg. 92(1993), Heft 9

Durch die Wiedervereinigung der beiden Teile Deutschlands wurden auch die Deutsche Bundesbahn (DB) und die Deutsche Reichsbahn (DR) zusammengeführt. Die Bahnstromversorgungssysteme beider Bahnen sind unterschiedlich (zentral und dezentral) aufgebaut. Der Verfasser erläutert die Systeme und vergleicht die technischen, betrieblichen und wirtschaftlichen Gegebenheiten beider Systeme.

E. Handschin, W. Hoffmann, F. Reyer, Th. Stephanblome, U. Schlücking, D. Westermann, S.S. Ahmed: "A New Method of Excitation Control Based on Fuzzy Set Theory", Proceedings of PICA'93, Scottsdale, Arizona, May 1993

The synthesis of the structure of the PSS and its parametrization are based entirely on methods of linear system theory. Thus the desired effect of the PSS is limited to a bounded area around one system operating point. The use of a controller based on fuzzy set theory introduces an event controlled excitation of the synchronous machine taking into account the power system operation. The desired response of the fuzzy controller is given by a set of rules which are obtained from the limits of the voltage regulator and the undesired performance of the conventional excitation control. A fuzzy controller has been developed for which simulation results are provided. These results support the concept of a fuzzy controller for the purpose of excitation control. They show that a well designed fuzzy controller is superior to a fast excitation control with an additional PSS.

E. Handschin, Th. Stephanblome, N.I. Voropai, O.A. Agarkov: "A System Engineering Approach for Improving Power System Stability Using Supraconducting Magnetic Energy Storage", 11th Power Systems and Computation Conference, Avignon, September 1993

Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) with a capacity of about 100 kWh receive great interest with regard to improving power system stability and deburdening the primary control. A system engineering approach with respect to the impact of SMES on power system performance must take into consideration the investigations concerning the control scheme, the location, and the dimensioning of SMES. The scope of this paper is to illustrate such a system engineering approach in order to improve dynamic and transient system stability by using a SMES. The procedure is applied and discussed by means of a case study.

E. Handschin, U. Schlücking: "Real-Time Simulation of the Short-Term Dynamics using Parallel Computers", 11th Power Systems Computation Conference, Avignon, September 1993

Real-Time simulation of the short-term dynamics is necessary for "dynamic security analysis" and "operator training simulator". In these areas the duty of the simulator is to examine the transient stability after changes in the network topology or fault situations (e.g. short circuit with automatic reclosing). Due to the large amount of arithmetical operations it is only possible to obtain a real time solution by using new parallel hardware structures. For effective use of this computer type new methods and algorithms have been developed. Based on the technical considerations of parallel computers first a method for the parallel network computation will be described. Afterwards an algorithm will be presented allowing a decoupled computation of the dynamic state variables. These two algorithms permit a new formulation of partial tasks with longer phases of asynchronous parallel computation, so that the performance of a parallel computer can be used in a more effective way to yield the real-time condition.

E. Handschin, G. Knight, Y. Logeay: "Organisational Impact and Experience with a Dispatch Training Simulator", CIGRE, Sydney, September 1993

This paper reports the evaluation of a questionnaire sent to utilities where a dispatch training simulator is in practical use. The purpose is threefold. First, to collate the experience of utilities in assessing the value of training on a dispatch training simulator (DTS) to the individual operator or operating team. Second, to collate the experience of utilities in regard to the overall value of the DTS to the organisation. Third, to identify the tasks which a utility must complete to introduce and use a DTS.

E. Handschin, S. Makino: "Betrieb und Energieversorgung der Tokaido-Shinkansen-Linie", eb - Elektrische Bahnen 91(1993), Heft 9

Im März 1992 sind auf der Tokaido-Shinkansen-Linie neue Triebzüge der Baureihe Shinkansen 300 in Betrieb genommen worden, die zwischen Tokio und Osaka mit 270 km/h Höchstgeschwindigkeit fahren. Aus diesem Anlaß wird über betriebliche und technische Aspekte der Hochgeschwindigkeitsstrecken der Japanischen Eisenbahnen berichtet.

E. Handschin, F. Eickhoff, K. Herrmann: "Digitaler selektiver Schutz mit Meßfunktionen für leittechnische Aufgaben", *etz*, Heft 10, Bd. 114(1993)

Das vorgestellte flexible Schutzgerät für Mittelspannungsnetze im Steinkohlenbergbau kann mehrere Schutzaufgaben in unterschiedlicher Kombination und mit unterschiedlicher Leistungsfähigkeit erfüllen. Die Selektivität des Schutzes steht dabei im Vordergrund. Das Schutzgerät ist ebenfalls als intelligenter Sensor für die Leittechnik konzipiert.

E. Handschin, J.-P. Pfander, C. Damschen: "Dimensionierung supraleitender magnetischer Energiespeicher in Bahnenergienetzen", *eb - Elektrische Bahnen*, 91(1993) Heft 10

Supraleitende magnetische Energiespeicher bieten durch kleine Zugriffszeiten auf die gespeicherte Energie und hohen Wirkungsgrad eine gute Möglichkeit zum Ausgleich stark schwankender Verbraucherlasten. Für eine beispielhafte Versorgungssituation in einem Bahnenergienetz wurde die Dimensionierung eines solchen Speichers durch Simulation ermittelt.

D. Blume, F. Reyer, Th. Speck: "Integriertes System zur Aufzeichnung und Auswertung von Störungen im Industrienetz", *Elektrizitätswirtschaft*, Heft 22, Jg. 92(1993)

Die Verfasser stellen ein Störwerterfassungssystem für Stromversorgungsnetze vor. Durch die Kopplung mit einer Betriebsmitteldatenbank und einem graphischen Dokumentationssystem werden Parametrierung der Geräte und Auswertung der Aufzeichnungen stark vereinfacht. Besonderer Wert wird auf die automatische Reduktion des anfallenden Datenvolumens auf allen Ebenen von der Akquisition bis zur Auswertung der Daten gelegt.

E. Handschin, C. Damschen, Th. Stephanblome: "Application of Medium Sized SMES in Electric Power Systems", *Proceedings of EUCAS '93*, Deutsche Gesellschaft für Materialkunde e.V.

The main object of most studies concerning SMES deals with the conceptual design of the SMES system itself. There is still less effort in investigations concerning the

optimal location of SMES, the dimensioning of SMES and the design of SMES control according to power system operational requirements. Thus in the present paper the system engineering approach should be adapted to both the location of SMES within a railway system and the location of SMES within a power system which is a part of an interconnected system. In each case the location and the dimensioning should be optimized with respect to specific operational requirements and economical reasons. The control scheme is studied additionally.

6.2 Forschungsberichte

Th. Fabian, M. Hellenthal: "Einsatz von Brennstoffzellen in der elektrischen Energieversorgung", EV 9302

M. Langer: "Untersuchung von Verfahren zur kurzfristigen Trendberechnung und mittelfristigen Prognose des Energiebedarfs", EV 9303

D. Blume, M. Fabinger: "Störwerterfassungseinrichtung (SWE)", EV 9304

Th. Fabian, D. Westermann: "Mathematische Beschreibung des nichtlinearen Mehrmaschinensimulators DYSRES", EV 9311

E. Orduña: "System für die adaptive Koordination des Schutzrelais in elektrischen Energieübertragungssystemen", EV 9312

D. Blume: "Leistungsbeschreibung NRM", EV 9313

D. Blume, M. Langer: "Entwicklung eines Systems zur Messung und Analyse der Netzfrequenz", EV 9322

M. Langer: "Verfahren zur kurzfristigen Trendberechnung und mittelfristigen Prognose des Energiebedarfs", EV 9323

D. Westermann: "Realisierung von Fuzzy Reglern für energietechnische Anwendungen", EV 9332

J. Handke: "Einsatz paralleler Algorithmen in der Optimierung", EV 9344

D. Kuhlmann, D. Westermann: "Neuronale Systeme zur Analyse und Bedienung von komplexen technischen Echtzeitsystemen", EV 9356

6.3 Diplomarbeiten

A.J. Gaul: "Entwicklung einer Testumgebung für ein Netzurückwirkungsmeßsystem", EV 9305

M. Fabinger: "Realisierung einer Störwerterfassung mit Protokolliereinheit", EV 9306

Th.G. Werner: "Koppelwertermittlung zwischen lang- und kurzfristiger Kraftwerkseinsatzplanung mit Hilfe statistischer Ansätze und der Fuzzy Logik", EV 9314

U. Neumann: "Einsatz wissensbasierter Systeme und Fuzzy Logik zur lokalen Korrektur verletzter Randbedingungen in der Kraftwerkseinsatzplanung", EV 9315

S. Gerber: "Untersuchung des Regelkonzepts von supraleitenden magnetischen Energiespeichern in einem Mehrmaschinensimulator", EV 9316

O. Gerdsmeyer: "Aufbau einer Datenbasis für dynamische Simulationsrechnungen", EV 9319

M. Maseratis: "Netzurückwirkungen durch den Einsatz von Windkraftanlagen", EV 9320

D. Kuhlmann: "Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten Künstlicher Neuronaler Netze für die Meldungsverarbeitung", EV 9321

H. Brandes: "Integration digitaler Schutzgeräte in einem Störwerterfassungssystem", EV 9324

O. Stinnen: "Fehlerortung auf der Basis analoger Meßwerte", EV 9325

G. Niggemeier: "Entwicklung eines Simulationsprogramms für elektrische Energieversorgungssysteme mit Windkraftanlagen und Speichern", EV 9330

O. Hinte: "Entwurf einer koordinierten Kraftwerks-/SMES-Regelung unter Verwendung der Fuzzy-Set-Theorie", EV 9336

V. Schmidt: "Entwicklung und Realisierung eines Simulators zur zeitabhängigen Lastflußberechnung in Bahnstromsystemen", EV 9338

M. Hellenthal: "Das dynamische Verhalten von Brennstoffzellenkraftwerken", EV 9357

6.4 Studienarbeiten

O. Hinte: "Anforderungen an ein ereignisorientiertes Kraftwerkregelkonzept", EV 9309

V. Schmidt: "Lastflußberechnung in Mittelspannungsnetzen mit Mehrfacheinspeisung", EV 9310

D. Kramer: "Auswertung analoger Meßwerte zur Fehlererkennung in elektrischen Energieversorgungsnetzen mit Hilfe unscharfer Regeln", EV 9326

M. Bömer: "Suboptimale Ausgangsgrößenregelung für einen SMES", EV 9327

Ch. Holzer: "Methoden der Instandhaltungsplanung und ihre Anwendungsmöglichkeiten auf die elektrische Energieversorgung", EV 9328

T. Türkucar: "Konzeption eines hierarchischen, objektorientierten Datenmodells zur Netzbeschreibung", EV 9329

B. Serwe: "Netzerlegung für eine parallelrechnergestützte Simulation der Kurzzeitdynamik", EV 9333

A. Jorch: "Fehlerortung innerhalb eines Netzbezirks unter Verwendung eines unvollständigen Netzparametersatzes", EV 9341

K.-D. Prein: "Entwurf eines Schwungradspeichersystems zur Verbesserung des dynamischen Verhaltens von Windkraftanlagen", EV 9342

D. Schindowski: "Entwicklung einer Echtzeituhr mit Normalzeitempfang für Meßsysteme auf PC-Basis", EV 9343

F. Burchert: "Lastprognose mit verschiedenen Modellen Neuronaler Netze", EV 9345

E. Hennig: "Untersuchung der transienten Stabilität elektrischer Energieversorgungssysteme unter Berücksichtigung eines SMES", EV 9346

V. Bühner: "Entwicklungsumgebung für Systeme zur Anwendung innovativer Informationsverarbeitungstechnologien für die Alarmverarbeitung und Fehlerortung", EV 9352

M. Swade: "Entwicklung einer Echtzeitüberwachungskomponente für die Fuzzy Regler in der Kraftwerkstechnik", EV 9354

S. Gajewski: "Entwurf eines Hybridspeichers zur Verbesserung des dynamischen Verhaltens von Windkraftanlagen", EV 9355

R. Bause: "Auswertung von Wirk- und Blindleistungsmessungen verschiedener Verbrauchergruppen", EV 9358

O. Jennert: "Entwicklung und Realisierung einer graphisch interaktiven Bedienoberfläche für ein Spitzenlastprognosesystem", EV 9360

D. Röhl: "Vergleich der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Speicherkonzepte zur Verbesserung des dynamischen Verhaltens von Windkraftanlagen", EV 9361

M. Schroeder: "Einsatz von H_{∞} -Regelkonzepten in der SMES-Regelung", EV 9362

L. Odounga: "Bestimmung des SMES-Einsatzortes unter Verwendung von Methoden der linearen Systemtheorie", EV 9363

D. Joshi: "Bestimmung des SMES-Einsatzortes im Hinblick auf die Bedämpfung von inter-area-modes", EV 9364

6.5 Programmbeschreibungen

A.J. Gaul: "Entwicklung einer Testumgebung für ein Netzurückwirkungsmeßsystem",
EVP 9301

J. Handke: "UNICOM - Programmpaket zur Mittelfristoptimierung unter Berücksichtigung langfristiger Energiebedingungen", EVP 9302

Th. Fabian: "DYSRES - Dynamische Simulation elektrischer Energieversorgungssysteme mit regenerativer Energieerzeugung und Speichern", EVP 9303

~~*G. Niggemeier:* "Programme zur Entwicklung menü- und maskengesteuerter Benutzeroberflächen", EVP 9304~~

M. Maseratis: "WINDSIM - Programm zur Generierung von Windverläufen",
EVP 9305

V. Bühner: "Fehlermeldungssimulator für KBS und ANN", EVP 9306