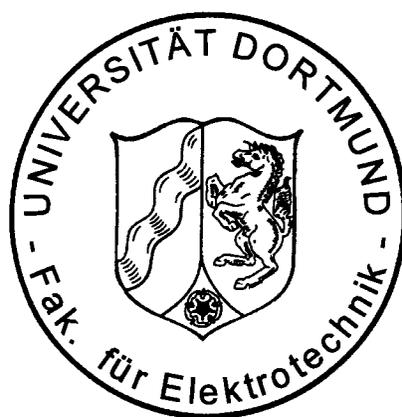


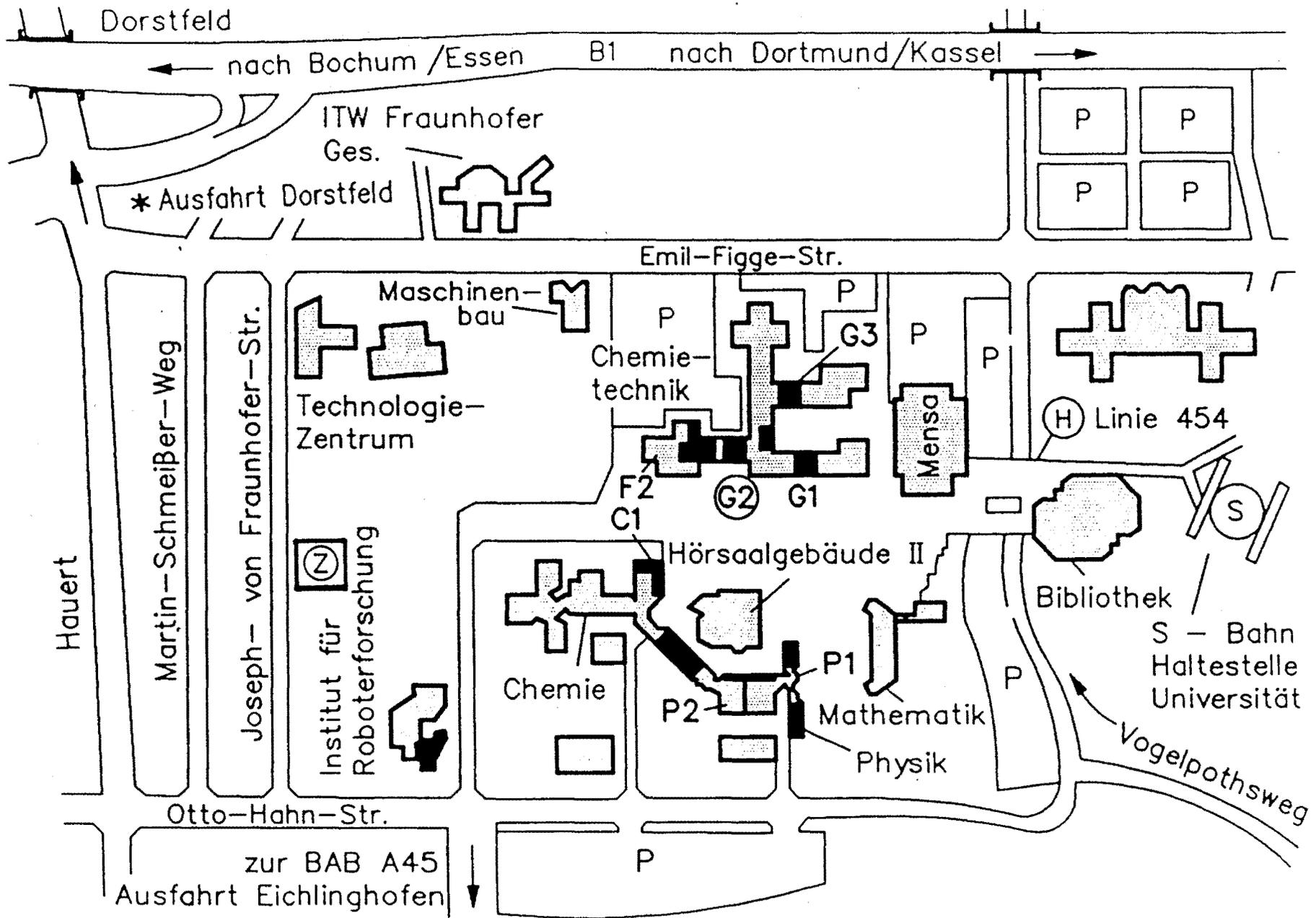
**LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG**

**UNIVERSITÄT DORTMUND**

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



**JAHRESBERICHT 1996**



(Z) ZEDO

(G2) LS für Elektrische Energieversorgung

Herausgegeben vom

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

44221 Dortmund

Telefon (0231) 755-2396

Telefax (0231) 755-2694

REDAKTION: D. König, M. Langer, C. Rehtanz

## VORWORT

Die enge Verbindung zwischen der Energietechnik und der Informationstechnik eröffnet immer wieder neue Lösungsmöglichkeiten, wenn mit System-Denken innovative und originäre Wege beschritten werden. Zu einer Zeit der großen Veränderungen gehören Rahmenbedingungen schnell der Vergangenheit an. Darauf muß auch ein Forschungsprogramm auf dem Gebiet der elektrischen Energietechnik rasch reagieren. Eine zentrale Bedeutung erhalten dabei die Methoden der wissensbasierten Systeme. Genauer umschreibt dies der englische Begriff "Computational Intelligence", weil damit zum Ausdruck gebracht wird, daß der Rechner nicht nur Informationen sondern auch Systemwissen und Betriebserfahrungen verarbeiten kann. Nur mit genauen Kenntnissen über die komplexen Zusammenhänge eines elektrischen Energieversorgungssystems wird es möglich, neue und innovative Lösungen zu entwickeln, die auch den Anforderungen der Praxis genügen. Dies ist ein wichtiger Gesichtspunkt, da die Ergebnisse unserer Arbeiten nicht nur bibliographischen Wert erreichen sollen, sondern als wichtige Teile eines aktiven Technologietransfers zu sehen sind. Der vorliegende Jahresbericht dient uns und unseren Partnern in der Praxis als Standortbestimmung. Eine enge Wechselwirkung zwischen Wissenschaft und Wirtschaft ist wünschenswert. Sie funktioniert aber nur dann reibungslos, wenn die Informationen rechtzeitig bereitgestellt und kritisch hinterfragt werden. Dazu möge dieser Bericht ausgiebig und vielseitig Anlaß geben. Reaktionen auf das, was im vergangenen Jahr bearbeitet und abgeschlossen worden ist, geben uns allen wichtige Anregungen für die zukünftigen Arbeiten.

E. Handschin

## INHALTSVERZEICHNIS

1.	Personal	1
2.	Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen	2
3.	Lehrbetrieb	5
3.1	Vorlesungen	5
3.2	Seminar	6
3.3	Praktika	6
3.4	Projektgruppen	7
3.5	Exkursionen	8
4.	Forschungs- und Entwicklungsarbeiten	9
4.1	Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme	9
4.2	Modellierung und Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen	32
4.3	Schutz- und Leittechnik	67
5.	Vorträge	84
5.1	Beiträge für das Kolloquium	84
5.2	Vorträge von Lehrstuhlmitarbeitern	84
6.	Veröffentlichungen	87
6.1	Veröffentlichungen	87
6.2	Forschungsberichte	91
6.3	Diplomarbeiten	91
6.4	Studienarbeiten	93
6.5	Programmbeschreibungen	94
7.	Promotionen	95

1. PERSONAL

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

Sekretariat: Frau I. Gasthaus

Lehrbeauftragte: Prof Dr.-Ing. H.-C. Müller (VEW Energie AG)  
Dr.-Ing. K. Albers (VEW Energie AG)  
Dr.-Ing. P. Stelzner (VEW Energie AG)  
Dr.-Ing. G. Traeder (VEW Energie AG)

Akademische Gäste: F. Howell, Washington State University, USA  
Dipl.-Ing. R. Palma-Behnke, Pontificia Universidad Catolica De Chile

Wiss. Mitarbeiter: Dipl.-Ing. D. König  
Dipl.-Ing. C. Becker  
Dipl.-Ing. A. Gaul  
Dipl.-Ing. M. Heine  
Dipl.-Ing. D. Kuhlmann  
Dipl.-Ing- C. Lehmköster  
Dipl.-Ing. L. Neuhaus  
Dipl.-Ing. T. Nikodem  
Dipl.-Ing. A. Richter  
Dipl.-Ing. J. Teupen  
Dipl.-Ing. Th. Fabian  
Dipl.-Ing. Th. Heese  
Dipl.-Ing. A. Koel  
Dipl.-Ing. M. Langer  
Dipl.-Ing. S. Malcher  
Dipl.-Ing. U. Neumann  
Dipl.-Ing. Ch. Rehtanz  
Dipl.-Ing. M. Schröder  
Dipl.-Ing. D. Westermann

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

Studentische Hilfskräfte: M. H. Aghajari  
J. Dienstuhl  
V.-P. Grunert  
R. Merte  
K. Obens  
B. C. Tan  
P. Vogel  
M. Zmieszkol  
G. Bayard  
M. Finkelmann  
U. Kappel  
P. Michau  
N. Schnurr  
S. Tesch  
Th. Wiesner  
O. Buelters  
B. Fresen  
A. Luig  
L. Müller  
U. Stephanblome  
F. Uphaus  
T. Wuth

## 2. KOOPERATION MIT ANDEREN FORSCHUNGSEINRICHTUNGEN

*Zentrum für innovative Energieumwandlung  
und -speicherung E.U.S. GmbH  
Munscheidstr. 14  
45886 Gelsenkirchen*

Die im Jahr 1994 gegründete Forschungsgesellschaft E.U.S. GmbH bearbeitet Aufgaben im Zusammenhang mit der Planung und dem Betrieb von elektrischen Energieanlagen insbesondere bzgl. verteilter Energieumwandlungs- und Energiespeicheranlagen. Die Partner der Gesellschaft sind Energieversorgungsunternehmen sowie Planer, Hersteller und Betreiber elektrischer Energieanlagen. Ein wichtiger Aspekt der Arbeit des Zentrums ist die Verknüpfung der Ergebnisse aus Forschung und Entwicklung verschiedener Universitäten und wissenschaftlicher Institute mit der Betriebserfahrung und dem Wissen namhafter Unternehmen.

*Zentrum für Expertensysteme Dortmund e.V. ZEDO  
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20  
44227 Dortmund*

Es ist eine satzungsgemäße Aufgabe des ZEDO (Zentrum für Expertensysteme Dortmund e.V.), Forschungs- und Entwicklungsvorhaben auf dem Gebiet neuer Techniken der Informationsverarbeitung zu fördern und den Transfer entsprechender Forschungsergebnisse in betriebliche Anwendungen sicherzustellen. In diesem Sinne unterstützt ZEDO aktiv verschiedene der am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung bearbeiteten Forschungsvorhaben. Unter den von ZEDO aktuell bearbeiteten Entwicklungsprojekten sind zudem mehrere, die auf Forschungsergebnissen des Lehrstuhls für elektrische Energieversorgung basieren.

*Siberian Energy Institute SEI  
Russian Academy of Sciences  
Lermontov Street 130  
Irkutsk, 664033, Russia*

Mit dem SEI verbindet den Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung seit Jahren eine intensive Zusammenarbeit und ein reger wissenschaftlicher Austausch. Forschungsschwerpunkte stellen Untersuchungen zur Verwendung neuer Informationsverarbeitungstechnologien und Untersuchungen zum Einsatz von SMES in Energieversorgungsnetzen dar. Im Berichtszeitraum waren folgende Mitarbeiter des SEI als akademische Gäste am Lehrstuhl:

Dr. Yu. Grishin	14.04.1996 - 27.04.1996
Dr. S. Smirnov	14.04.1996 - 27.04.1996

*Technische Universität Wroclaw TUW  
Elektrotechnische Fakultät  
Wybrzeze Wyspianskiego 27  
50-370 Wroclaw, Polen*

*Instytut Automatyki Systemow  
Energetycznych IASE  
ul. Wystawowa 1  
51-618 Wroclaw, Polen*

Der Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung hat zusammen mit IASE und TUW ein durch die EU im Rahmen des COPERNICUS-Programms gefördertes Projekt zum Thema "Innovative Informationsverarbeitungstechniken für die zuverlässige Betriebsführung osteuropäischer Energieversorgungsnetze" bearbeitet. Die Aufgabe der Projektkoordination hatte der Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung übernommen. Dieses Projekt wurde im abgelaufenen Jahr nach einer dreijährigen Laufzeit erfolgreich abgeschlossen.

Ziel dieses Projektes war die Konzeption und die teilweise Realisierung eines modernen Netzleitsystems für osteuropäische Energieversorgungsnetze am Beispiel des polnischen Energieversorgungsnetzes. Bei der Konzeption des Netzleitsystems wurden besonders die aktuellen und zukünftigen Bedingungen in diesen Energieversorgungsnetzen berücksichtigt, so daß ein optimal an die Anforderungen in diesen Netzen angepaßtes Leitsystemkonzept entstanden ist. Im Rahmen der dreijährigen Projektlaufzeit konnten von diesem Konzept, das Stationsleitsystem einschließlich der Feldprozessoreinheiten sowie eine Alarmverarbeitungsfunktion und eine Funktion zur Bewertung der Auswirkung von Ausfällen in überlagerten Netzebenen für das EMS realisiert werden. Für die Alarmverarbeitungsfunktion wurde ein Expertensystem eingesetzt, und die Ausfallbewertungsfunktion basiert auf einem neuronalen Netz. Zum Abschluß des Projektes waren die Arbeiten so weit fortgeschritten, daß erste Prototypen des Stationsleitsystems in mehreren polnischen Netzstationen installiert werden konnten. Projektbegleitend wurden zwei Seminare in Wroclaw veranstaltet, auf denen die Ergebnisse des Projektes zahlreichen Vertretern aus der Industrie vorgestellt und mit ihnen diskutiert wurden.

Abschließend ist festzustellen, daß dieses Projekt als ein großer Erfolg zu bewerten ist. So zeigt sich bereits, belegt durch die Prototypinstallationen, daß das entwickelte Leitsystem wesentlich zur Erneuerung der osteuropäischen Energieversorgungsnetze beitragen kann. Aber auch durch die Kooperation zwischen den drei Projektpartnern und den Austausch von Mitarbeitern ergaben sich viele Gelegenheiten, voneinander zu lernen, technische Probleme zu diskutieren und Ansatzpunkte für zukünftige Projekte zu finden.

Wesentlich zum Erfolg dieses Projektes haben Dr. W. Hoffmann vom Zentrum für Expertensysteme Dortmund (ZEDO) und Dr. Styczynski von der Universität Stuttgart beigetragen. Unterlagen und Dokumentation zu diesem Projekt sind am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung erhältlich.

Im Rahmen des ALFA-Programms der Europäischen Union ist der Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung Koordinator des Projektes "Experience with Deregulation in Energy Supply Systems". ALFA ist die Abkürzung für "Amérique Latine - Formation Académique" und fördert die wissenschaftliche und akademische Zusammenarbeit von Hochschulinstitutionen aus Lateinamerika und Mitgliedsstaaten der Europäischen Union. Zielsetzung des Programms ist die Bildung von Kooperationsnetzwerken zur Durchführung gemeinsamer Forschungsaktivitäten sowie zum Austausch von Studenten und Doktoranden. Partner sind :

*Polytechnic University of Valencia*  
*Prof. Dr.-Ing. C. Alvarez*  
*Camino de Vera N° 14*  
*Valencia 46071, Spain*

*Universidade Federal de Santa Catarina*  
*Prof. Dr.-Ing. M. Morozowski*  
*Campus Universitario/TRINDADE, C.P. 476*  
*Florianopolis - SC. 88040-900, Brasil*

*The Imperial College of Science,*  
*Technology and Madicine*  
*Dr.-Ing. A. Coonick*  
*Exhibition Road*  
*London SW7 2BT, UK*

*Pontificia Universidad Católica de Chile*  
*Prof. Dr.-Ing. H. Rudnick*  
*Department of Electrical Engineering*  
*Casilla 306, Correo 22*  
*Santiago, Chile*

*Universidad Nacional de La Plata*  
*Prof. -Ing. J. Riubrugent*  
*Calles 48 y 116*  
*1900 La Plata, Argentina*

Im aktuellen Projektabschnitt wird ein Austauschprogramm für Doktoranden des Fachbereiches Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik vorbereitet. Diese Aktivitäten sind eng gekoppelt mit der Planung gemeinsamer Forschungsaktivitäten zu der Thematik der Umstrukturierung von Energieversorgungssystemen zur Förderung des Wettbewerbs.

Im Hinblick auf diese Thematik betreibt der Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund eine Datenbank zur Planung wettbewerbsorientierter Energieversorgungssysteme im Internet, die ständig aktualisiert und erweitert wird. Sie ist unter der Adresse <http:zedo.e-technik.uni-dortmund.de/cp/> zu finden.

### 3. LEHRBETRIEB

#### 3.1 Vorlesungen

##### **Elektrische Energietechnik I (WS)**

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

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

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

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

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

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)**

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

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)**

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

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 8. Semester.

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

##### **Energieversorgung (WS)**

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

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

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

##### **Netzleittechnik (SS)**

*Dr.-Ing. K. Albers / Dr.-Ing. P. Stelzner*

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Elektrotechnik im 7. Semester und Studenten der Informatik mit Nebenfach Elektrotechnik.

Inhalt: Netzanalyse; Kraftwerksführung; Spannungs-Blindleistungsoptimierung; Mensch-Maschine-Kommunikation; Realisierung und Betrieb von komplexen Netzleitsystemen; Trainingssimulation.

### 3.2 Seminar

#### **Regenerative Energieversorgung** Prof. Dr.-Ing. E. Handschin/ Dipl.-Ing. C. Rehtanz

Inhalt: Dezentrale Energieversorgung, wirtschaftlicher Speichereinsatz, Brennstoffzellen, Umrichtertechnologie/Netzurückwirkungen, Spannungsstabilität bei großen Erzeuger-Last-Entfernungen, Frequenzhaltung, Kostenvergleich konventioneller mit regenerativer Energieerzeugung, Erntefaktoren verschiedener Herstellungs-/Recycling-Verfahren, Wasserstoffkreislauf, Einsatzerfahrungen ausgewählter Projekte, CO<sub>2</sub>-Haushalt, Flächenbedarfsproblematik, Möglichkeiten wirtschaftlicher Preisgestaltung.

### 3.3 Praktika

Im Rahmen des von allen Lehrstühlen und Arbeitsgebieten der Fakultät Elektrotechnik gemeinsam organisierten Pflicht- und Wahlpraktikums während des Studiums 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.

**Simulation elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge:** Schaltvorgänge in Netzwerken mit Energiespeicher, Simulation von Schalthandlungen im realen Netz, Numerische Integrationsverfahren.

**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 Lastflußberechnung. Simulation einer Einfachstörung.

**Simulation von Lastverteileraufgaben:** Planung des Blockeinsatzes eines Kraftwerksparks unter Berücksichtigung von technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen und einer vor-

gegebenen Lastprognose. Simulation der Schaltabhandlungen in der Lastverteilung mit Reaktion auf unvorhergesehene stochastische Ereignisse.

**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.

### 3.4 Projektgruppen

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

**Realisierung und Untersuchung von Indikatoren zur Bestimmung der Spannungsstabilität:** Bei zunehmend stärker ausgelasteten Energieübertragungssystemen können sich kritische Systemzustände ergeben, die zu einem Systemzusammenbruch, dem sogenannten "Spannungskollaps", führen können. Um den Abstand zu diesem Kollaspunkt bestimmen zu können sind in der Literatur eine Vielzahl von Indikatoren vorgestellt worden. Im Rahmen dieser Projektgruppe wurden einige ausgewählte Indikatoren programmtechnisch realisiert und bezüglich Rechenaufwand, Zuverlässigkeit und Anwendbarkeit als Speicherregelgröße untersucht.

**Künstliche neuronale Netze und Kohonen-Karte zur Bestimmung der Spannungsstabilität in Energieversorgungssystemen:** Zur Bestimmung des Zustandes eines Energieversorgungssystems bezüglich der Spannungsstabilität sind mathematisch zu berechnende Indikatoren in der Literatur vorgestellt. Als Alternative ist es möglich, mit Hilfe eines künstlichen neuronalen Netzes bzw. einer sogenannten Kohonen-Karte die Spannungsstabilität zu bestimmen. Im Rahmen dieser Projektgruppe wurde die Verwendbarkeit einer Kohonen-Karte zur Bestimmung der Spannungsstabilität untersucht. Hierbei wurden geeignete Eingangsinformationen festgelegt und Trainingsdatensätze erstellt, mit denen eine Kohonen-Karte trainiert wurde. Die Ergebnisse wurden mit denen eines künstlichen neuronalen Netzes, welches nach der Backpropagation-Methode trainiert wurde, verglichen.

**Prozeßvisualisierung des Drehstromnetzmodells:** Für das Drehstromnetzmodell des LS-EV (3 Kraftwerkseinheiten, 1 Netzeinspeisung, 7 Leitungen und 3 Verbrauchernachbildungen) werden die konventionellen Relais- und Schützsteuerungen durch Rechnersteuerungen ersetzt, um eine wesentlich flexiblere Implementierung neuer Regelalgorithmen ohne Veränderung der

Hardwareverdrahtung zu ermöglichen. Zur Kommunikation der verschiedenen Einheiten (Kraftwerke, Leitungen, Verbraucher) untereinander steht ein Rechnernetz (Novell) zur Verfügung. In vorausgegangenen Arbeiten wurden für eine Kraftwerkseinheit und die Leitungsnachbildungen die hierzu erforderlichen Umbauten durchgeführt. Im Rahmen dieser Arbeit war der Umbau der Verbrauchernachbildungen durchzuführen. Dabei waren die Teilaufgaben Konzeption der Steuerung, Aufbereitung der binären und analogen Meßwerte für die Rechnerankopplung und die Erstellung der Prozeßvisualisierung für die Verbrauchernachbildung mit dem Programmpaket WinLab PRO zu bearbeiten.

**Aufbau einer Kraftwerkswarte zur Simulation von Betriebszuständen für die Arbeitsschutzausstellung der DASA in Do-Dorstfeld:** Im Juli 1996 wurde die Wartentafel und das Steuerpult für einen 320-MW-Block im Kraftwerk Westfalen der VEW abgerüstet und durch eine moderne Anlage ersetzt. Diese Wartentafel und das Steuerpult wurden neben anderen Exponaten in der zukünftigen Energiehalle der Deutschen Arbeitsschutzausstellung (DASA) in Dortmund-Dorstfeld aufgestellt. Die Warte soll - von einem PC gesteuert - verschiedene Ereignisse im Kraftwerk simulieren, um den Besuchern anschaulich die Belastung des Wartepersonals beim Bedienen der Anlage zu verdeutlichen. Im Rahmen dieser Arbeit war ein Konzept für die Simulation verschiedener Betriebszustände im Kraftwerk, ein Konzept und die Realisierung der Hardware-Schnittstelle PC-Warte sowie die Simulation der Betriebszustände mit Hilfe des Programmpaketes WinLabPRO zu erstellen.

**Auslegung von Erdungsmaschennetzen in Freiluftschaltanlagen:** Die Integration einer Erdungsanlage in das Erdreich von Freiluftschaltanlagen dient dem Schutz von Personen vor unzulässig hohen Strom- und Spannungsbeanspruchungen im Fehlerfall. Die Projektierung einer Erdungsanlage ist daher einerseits unter Berücksichtigung der maximal zulässigen Berührungsspannung durchzuführen, andererseits ist jedoch der Materialaufwand aus wirtschaftlichen Gründen zu minimieren. Ziel der Projektarbeit war es, ein vorhandenes Rechnerprogramm für die Auslegung von Erdungsmaschennetzen zu erweitern, so daß Netze mit beliebigen ungleichmäßigen Maschenweiten berechnet werden können. Darüberhinaus waren die zugrunde gelegten Modelle zur Ermittlung der Potentialverläufe durch Vergleich mit Erdungsmessungen zu validieren.

### 3.5 Exkursionen

Im Berichtszeitraum wurde eine eintägige Exkursion am 5. Februar 1996 mit dem Thema "Bahnstromversorgung und Instandhaltung elektrischer Triebfahrzeuge" zum Ausbesserungswerk Opladen und zur Schaltbefehlsstelle (SBS) mit Umformerwerk in Porz der Deutschen Bahn AG durchgeführt.

#### 4. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN

Die in diesem Jahresbericht beschriebenen Arbeiten sind zur besseren Übersicht in die folgenden drei Bereiche untergliedert:

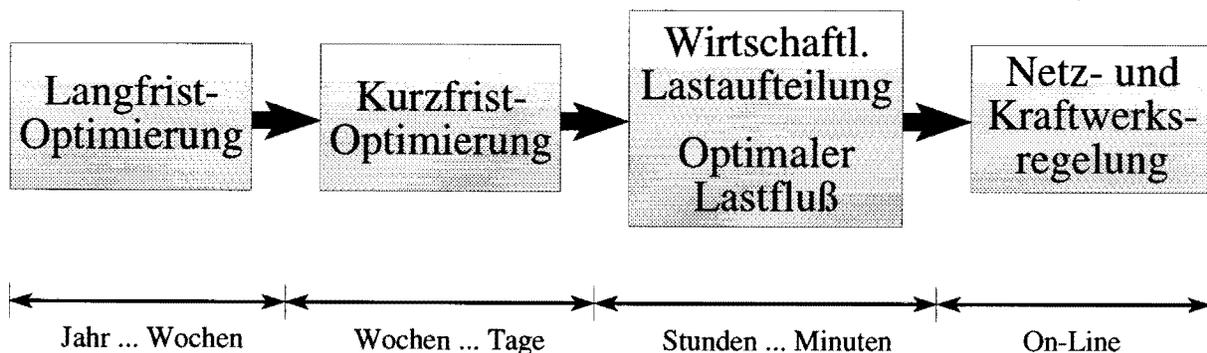
1. Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme.
2. Modellierung und Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen.
3. Schutz- und Leittechnik.

Die Ausführungen sind Kurzbeschreibungen der durchgeführten Projekte und zeigen in knapper Form Problemstellungen und erzielte Ergebnisse auf. Zu den einzelnen Projektbeschreibungen werden die zuständigen Mitarbeiter genannt sowie die weiterführenden, ausführlichen Berichte angegeben.

##### 4.1 Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme

###### 4.1.1 Gekoppelte Wirk- und Blindleistungsoptimierung großer Energietransportsysteme unter Berücksichtigung innovativer Lastflußsteuerung

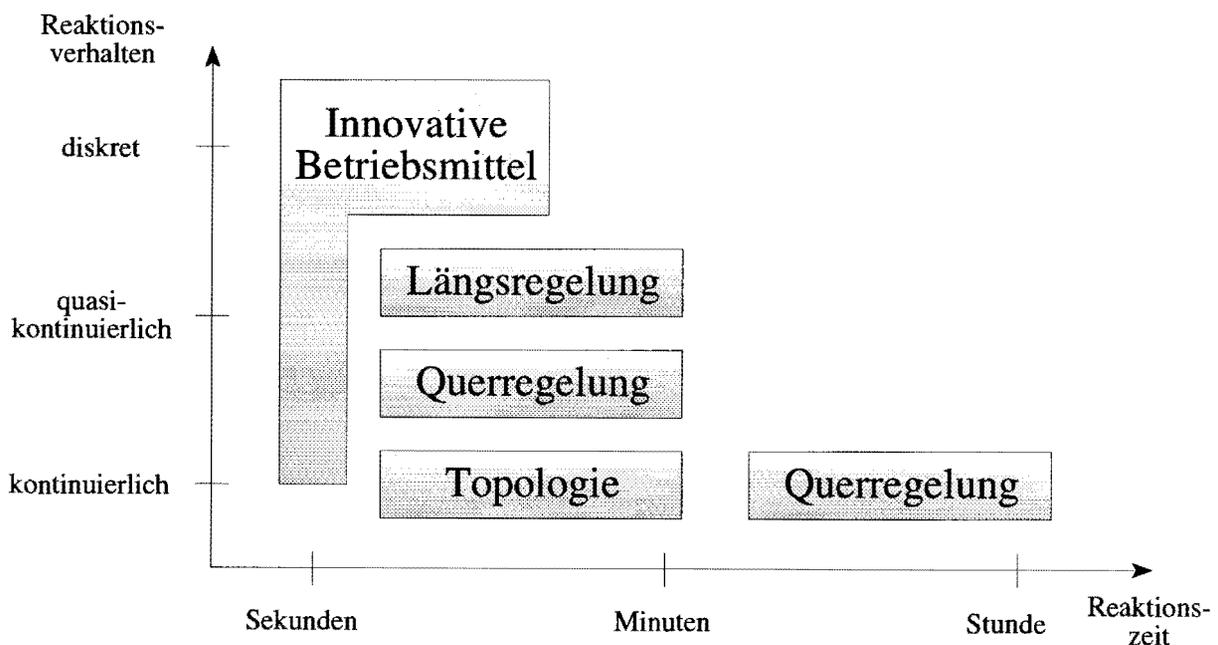
Die gesetzliche Verpflichtung der Energieversorgungsunternehmen (EVU) zu einer kostengünstigen und sicheren Erzeugung der elektrischen Energie zwingt diese, im Rahmen der Betriebsplanung und -führung komplexe Optimierungsaufgaben zu lösen, die in bezug zu den entsprechenden Zeithorizonten in hierarchische Funktionsblöcke unterteilt werden (Bild 4.1).



**Bild 4.1:** Zeithorizont der Optimierungsaufgaben in der Energieversorgung

Im Rahmen der Momentanoptimierung mit einem Optimierungszeitraum von einigen Minuten bis zu wenigen Stunden ergeben sich die Aufgabenstellungen der wirtschaftlichen Lastaufteilung und der Bestimmung eines optimalen Lastflusses. Dabei dient die wirtschaftliche Lastaufteilung einer unter Kostengesichtspunkten optimalen Aufteilung der Wirkleistungseinspeisungen auf die zu versorgenden Verbraucher. Im Rahmen des optimalen Lastflusses (Optimal Power Flow, OPF) werden durch eine Korrektur des Spannungsprofils im Netz die Übertragungsverluste minimiert und das Spannungsniveau ausgeglichen.

Eine entkoppelte Betrachtung der beiden Aufgaben in der Momentanoptimierung ist nur unter einschränkenden systemtechnischen Voraussetzungen möglich. So muß das gegebene Netz einen Induktivitätsbelag aufweisen, der um ein Vielfaches größer ist als der Widerstandsbelag. Ferner wird von der Annahme ausgegangen, daß die Netzbelastung gering ist, wodurch Übertragungseingänge, verursacht durch die Optimierung, ausgeschlossen werden können. Die zu diesem Zweck eingesetzten Verfahren bestimmen zunächst die optimalen Wirkleistungseinspeisungen in allen Einspeiseknoten, mit Ausnahme des Referenzknotens. Ein anschließend durchzuführender OPF dient der Spannungs-Blindleistungsoptimierung im Netz, wodurch mittels Einstellung der Blindleistungseinspeisungen in den Generatorknoten und Stufung der Längsregeltransformatoren eine Reduktion der Übertragungsverluste erfolgt.



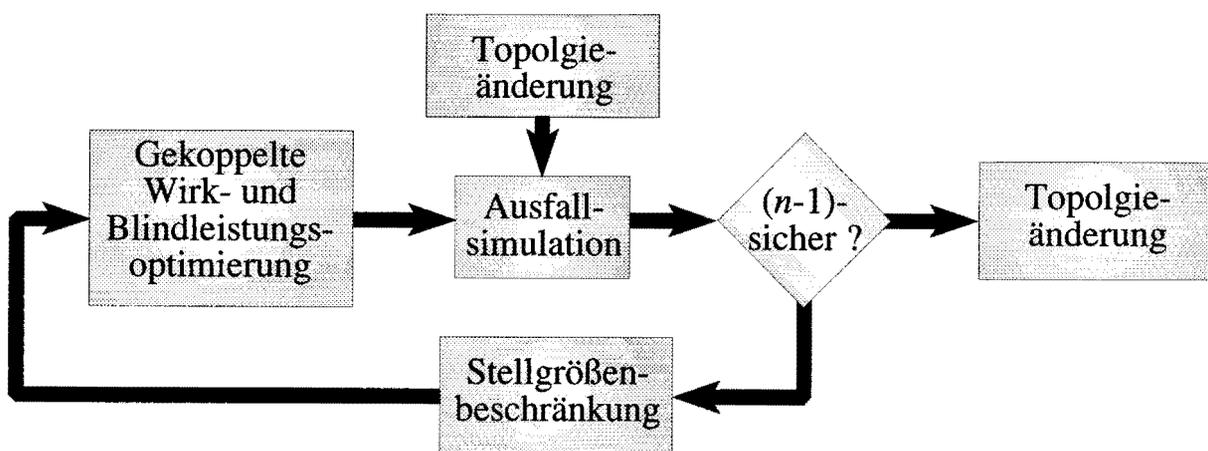
**Bild 4.2:** Reaktionsverhalten und -zeit innovativer Betriebsmittel

In naher Zukunft werden neben den o. g. Steuerungsmöglichkeiten im elektrischen Netz durch den Einsatz leistungselektronischer Betriebsmittel weitere Optimierungsmöglichkeiten im Bereich der Lastflußsteuerung zur Verfügung stehen. Diese, als innovative Betriebsmittel (IB)

bezeichneten Einrichtungen, weisen die Möglichkeit einer längs- und querregelnden Wirkung auf. Insbesondere ist somit die Steuerung des Lastflusses durch Querregeleinriffe realisierbar, was bisher aufgrund fehlender Fernsteuerungsmöglichkeiten und langer Reaktionszeiten nicht möglich war (Bild 4.2).

Der Einsatz IB im Bereich der Energieversorgung führt zu den schnellen, anpassungsfähigen Übertragungsnetzen, die durch den Begriff der FACTS (Flexible AC Transmission Systems) charakterisiert werden. Um der erhöhten Anpassungsfähigkeit dieser Netze Rechnung zu tragen, ist es erforderlich, die notwendigen Steuerungsmaßnahmen zur Optimierung des Netzzustandes unterhalb der heute üblichen Optimierungszyklen von 15 Minuten durchzuführen. Daraus resultiert die Echtzeitanforderung des Optimierungsverfahrens, die auch bei großen Energieversorgungsnetzen mit mehr als 1000 Knoten gewährleistet werden muß.

Eine besondere Bedeutung kommt den IB bei der Umstrukturierung der Energieversorgungsnetze zu. Durch den entstehenden freien Netzzugang (Third Party Access, TPA) ermöglichen IB eine gezielte Durchleitung elektrischer Energie über zuvor vereinbarte Wege, ohne daß die Netze Dritter benutzt werden müssen. Die somit entstehende erhöhte Auslastung aller Betriebsmittel führt zu einer Widerlegung der Annahme, daß Wirk- und Blindleistungsoptimierung voneinander unabhängig gelöst werden können. Die Modellierung IB innerhalb eines OPF ist deshalb auch geeignet, eine Bestimmung der Mehrkosten vorzunehmen, die durch die höheren Übertragungsverluste beim durchleitenden EVU verursacht werden. Folglich wird durch die gekoppelte Optimierung eine Grundlage zur Berechnung der Durchleitungskosten geschaffen.



**Bild 4.3:** Stellgrößenbeschränkung zur Einhaltung der  $n-1$ -Sicherheit

Dem Nutzen, der aus schnell steuerbaren Betriebsmitteln gewonnen werden kann, stehen im Betrieb nicht unwesentliche Nachteile gegenüber. So muß für jeden Betriebszustand, der durch eine entsprechende Stellgröße jedes IB charakterisiert wird, die  $(n-1)$ -Sicherheit mit Hinblick

auf einen möglichen Ausfall des Betriebsmittels oder dessen Regeleinrichtung überprüft werden. Daher ist nach jeder Durchführung der gekoppelten Wirk- und Blindleistungsoptimierung eine Überprüfung der Ausfallsicherheit und eine daraus zu bestimmende Begrenzung der Stellgrößen der schaltbaren Betriebsmittel notwendig, um kritische Netzzustände nach Ausfällen zu vermeiden. Ebenso ist vor jeder Schaltmaßnahme, die eine Topologieänderung zur Folge hat, eine Überprüfung der (n-1)-Sicherheit notwendig, die ebenfalls eine Einschränkung der Stellgrößen bewirken kann (Bild 4.3).

Zur Lösung des Optimierungsproblems stehen verschiedene Klassen von Algorithmen zur Verfügung. Verfahren der linearen oder quadratischen Programmierung (LP bzw. QP) werden als Klasse A-Algorithmen bezeichnet. Diese beruhen auf einem iterativen Wechsel von Lastflußrechnung und Optimierung. Im Gegensatz dazu kombiniert die Newton-Methode, die auf die zweite Ableitung der Zielfunktion angewiesen ist, die Lastflußrechnung und Optimierung in einer Iteration. Dieses Verfahren, welches der Gruppe der Klasse B-Algorithmen zugeordnet wird, beruht auf einer Formulierung der Lastflußgleichungen als Gleichheits-Nebenbedingungen der Optimierung. Die Vorteile der quadratischen Programmierung sind in der Robustheit gegenüber den Startwerten der Optimierungsvariablen zu sehen, wohingegen die Newton-Methode eine schnellere Lösung mit wenigen Iterationsschritten verspricht.

Die Lösung der Optimierungsaufgabe ohne Ungleichheitsbedingungen mit Hilfe der Newton-Methode erfordert die Zusammenfassung der Zielfunktion  $F(x)$  mit den Gleichheitsbedingungen  $g(x)$  mittels einer Lagrangeschen Formulierung:

$$\mathcal{L}(x, \lambda) = F(x) + \lambda^T g(x)$$

Durch einmalige, partielle Differentiation und Nullsetzen dieser Funktion kann das entstehende Gleichungssystem zusammengefaßt werden:

$$\frac{\partial F(x)}{\partial x} + \lambda^T \frac{\partial g(x)}{\partial x} = \frac{\partial F(x)}{\partial x} + \lambda^T J(x) = 0 \quad \wedge \quad g(x) = 0 \quad \Rightarrow \quad W(x, \lambda) = 0$$

Das nichtlineare Gleichungssystem  $W(x, \lambda)$  kann effektiv mit dem Newton-Raphson-Algorithmus iterativ gelöst werden:

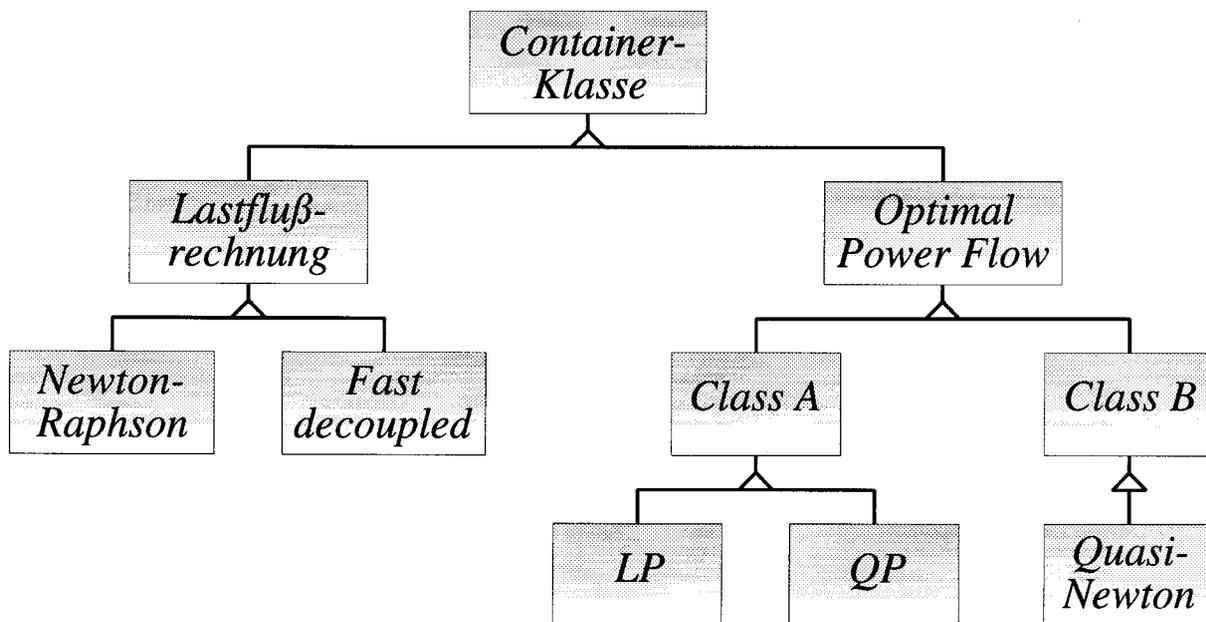
$$\begin{bmatrix} H & J^T \\ J & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta x^k \\ \Delta \lambda^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} r^k \\ g^k \end{bmatrix}$$

Die in diesem Gleichungssystem auftretende Matrix H beschreibt die Hesse'sche Matrix, die nicht vollständig berechnet werden muß, sondern approximiert werden kann. Die Lösung

dieses genäherten, nichtlinearen Gleichungssystemes wird als Quasi-Newton-Methode bezeichnet.

Eine Berücksichtigung der Ungleichheits-Nebenbedingungen kann bei der Newton-Methode über Interior-Point-Methoden erfolgen. Dazu werden bei Über- oder Unterschreitung von Grenzwerten Strafterme aktiviert, die einen zusätzlichen Anteil im Wert der Zielfunktion darstellen. Die Strafterme, die im allgemeinen in quadratischer Form eingesetzt werden, sind insbesondere geeignet, weiche Grenzen, wie die Begrenzungen des Spannungsbandes, nachzubilden. Dies wird erreicht, indem geringfügige Überschreitungen der Grenze nur einen geringen Wert der Straffunktion bewirken, während grobe Verletzungen sehr große Strafterme verursachen. Weiterhin bleibt die Möglichkeit zu prüfen, ob eine Optimierung mit heuristischen Methoden, wie Evolutionären Strategien oder Genetischen Algorithmen, mit Hilfe einer sinnvollen Einschränkung des Optimierungsraumes innerhalb der Echtzeitanforderung möglich ist.

Die Integration der gekoppelten Wirk- und Blindleistungsoptimierung erfolgt innerhalb der hierarchischen, objektorientierten Struktur eines Lastflußprogrammes (Bild 4.4).



**Bild 4.4:** Objektorientierte Struktur von Lastflußrechnung und OPF

Durch die objektorientierte Formulierung ist es somit ohne weiteres möglich, andere Algorithmen wie die Lineare oder Quadratische Programmierung zu implementieren oder im Bereich der Netzdatenbasis neue Betriebselemente zu integrieren.

Carsten Lehmköster

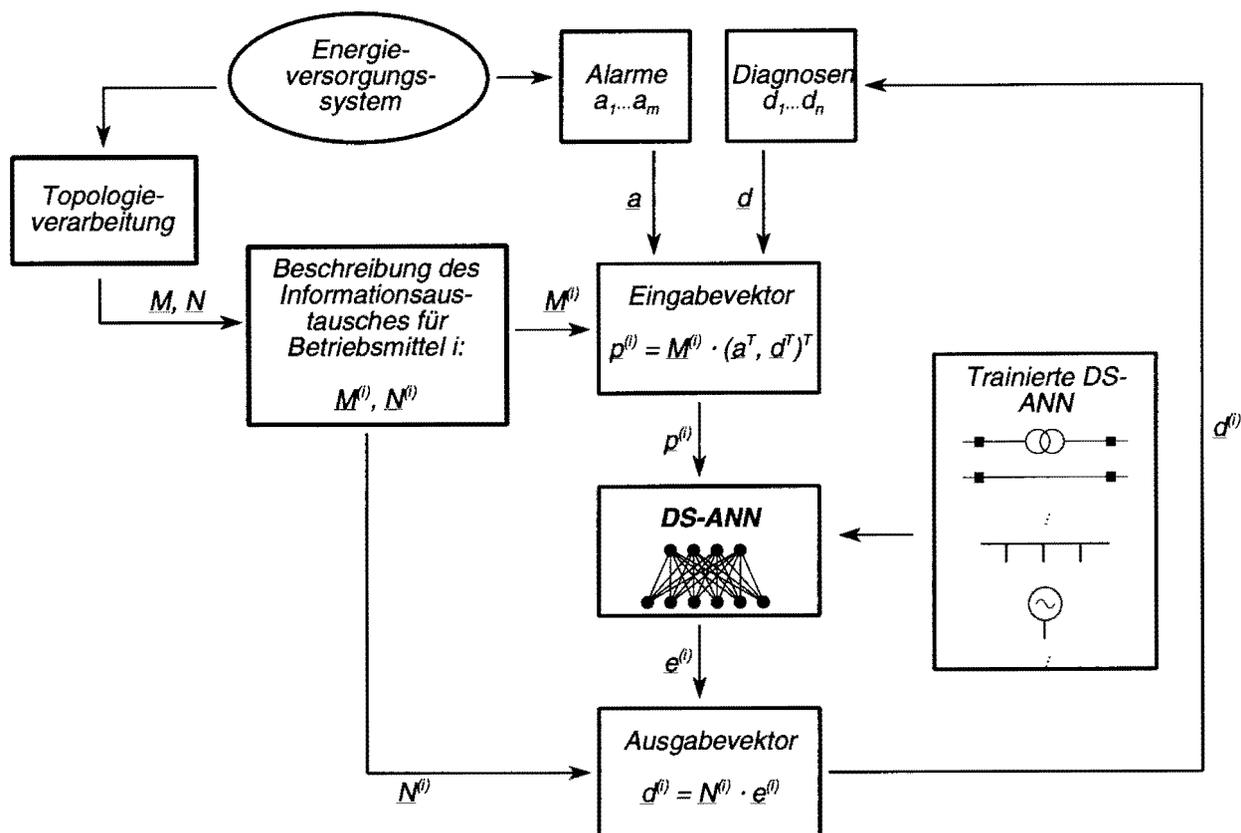
#### 4.1.2 Fehlerdiagnose in elektrischen Energieversorgungssystemen

Der Übergang eines elektrischen Energieübertragungssystems (EES) in den gestörten Zustand ist zumeist mit einer großen Anzahl von Meldungen des Schutzsystems verbunden. In dieser Situation muß der Netzleiteningenieur die große Anzahl der Meldungen rasch analysieren, Folgen der Störung abschätzen und geeignete Schaltmaßnahmen zur Rückführung in einen sicheren Betriebszustand einleiten. Eine nicht flächendeckend ausgebaute Informationsübertragungstechnik oder das Versagen einzelner Schutzrelais oder Schaltgeräte können dazu führen, daß die zur Verfügung stehende Menge von Meldungen unvollständig oder gar fehlerbehaftet ist und damit die Aufgabe der Fehlerdiagnose zusätzlich erschwert wird. Die Erweiterung eines Netzleitensystems um eine effektive Fehlerdiagnose wird den Netzleiteningenieur von der Analyse des gestörten Netzzustandes entlasten und ihm erlauben, seine Aufmerksamkeit auf die Auswahl geeigneter Maßnahmen zur Störungsbehebung zu richten, um eine schnelle Wiederversorgung der Verbraucher zu erreichen.

Im Rahmen eines vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) geförderten Verbundprojektes zum Einsatz von Künstlichen Neuronalen Netzen (ANN) in der Netzleittechnik ist ein neues Verfahren zur Fehlerdiagnose entwickelt worden. Um eine möglichst flexible Anpassung an Topologieänderungen eines EES zu gewährleisten, wurde eine betriebsmittelorientierte Aufgabendefinition der ANN (DS-ANN, device-specific ANN) vorgenommen. Der Lösungsansatz sieht vor, daß für jeden Typ der in einem Prozeß eingesetzten Systemkomponenten (z.B. Freileitung, Transformator, Sammelschiene etc.) ein DS-ANN realisiert und trainiert wird, das sukzessive die betriebsmittelspezifischen Meldungen und Alarme jedes im Prozeß befindlichen Betriebsmittels dieses Typs auswertet.

Zur Lösung der Aufgabe der Fehlerdiagnose auch im Fall unvollständiger oder fehlerbehafteter Meldungsschauer ist eine Kommunikation zwischen den DS-ANN vorgesehen. Bereits verfügbare Diagnosen über systemtechnisch benachbarte Betriebsmittel werden zusammen mit den für ein zu diagnostizierendes Betriebsmittel spezifischen Meldungen und Alarmen ausgewertet. Der Gesamtprozeß der Fehlerdiagnose sieht das iterative Erstellen von Diagnosen für jeweils alle Prozeßelemente vor. Der Iterationsvorgang wird abgebrochen, sobald sich die Diagnosen der DS-ANN nicht mehr ändern (vgl. Bild 4.5).

Das DS-ANN-basierte System zur Fehlerdiagnose ist wegen seiner modularen Struktur in einfacher Weise, d.h. ohne ein Neutrainieren der eingesetzten DS-ANN, an veränderte Prozeßstrukturen anpaßbar. Insbesondere erlaubt der Austausch von Diagnosen zwischen den DS-ANN eine iterative Eingrenzung des wahrscheinlichen Fehlerortes auch im Falle unvollständiger oder fehlerbehafteter Eingangsinformationen.



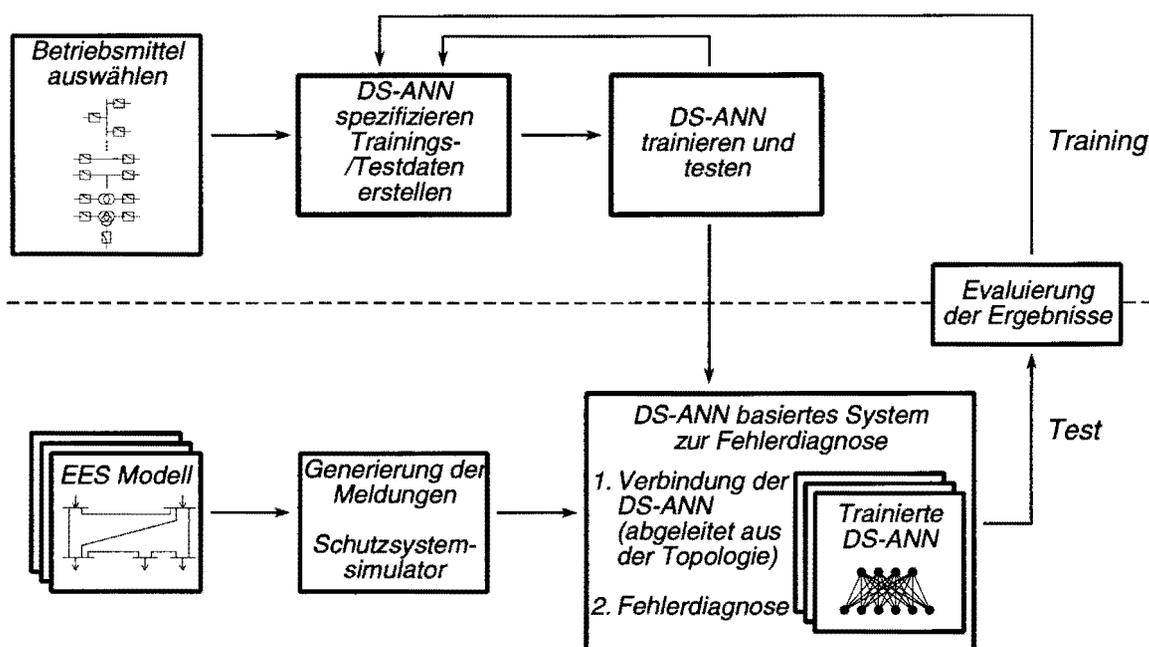
**Bild 4.5:** Systemstruktur der Fehlerdiagnose mit DS-ANN

Das Trainieren und Testen der DS-ANN erfolgt in mehreren Schritten (vgl. Bild 4.6). Für einen betrachteten Betriebsmitteltyp werden zunächst die möglichen verwendbaren Schutzgeräte, deren Meldungen und die daraus folgenden Eingangsgrößen für ein DS-ANN spezifiziert. Neben den Meldungen des Schutzsystems sind auch weitergereichte Informationen von benachbarten Betriebsmitteln als Eingangsgrößen zu berücksichtigen. Für die festzulegenden Ausgangsgrößen, die weitergereicht werden sollen, müssen mögliche Diagnosen spezifiziert werden. Anschließend werden Trainings- und Testdaten erstellt. Beim Generieren der Trainingsdaten für ein einzelnes DS-ANN wird bereits auch eine mögliche spätere Verknüpfung im Gesamtsystem berücksichtigt, so daß die Eingabemuster sowohl aus Meldungen des Schutzsystems des zugeordneten Betriebsmittels als auch aus Diagnosen über benachbarte Betriebsmittel bestehen. Bei den Ausgangsgrößen ist eine Weiterreichung an benachbarte DS-ANN zu berücksichtigen.

Nach Aufstellung der Trainingsdatensätze für die verschiedenen Betriebsmitteltypen und Festlegung des zu verwendenden ANN-Netztyps werden die DS-ANN trainiert und mit den Testdaten wird die Generalisierungsfähigkeit der DS-ANN überprüft.

Die für die Entwicklung und Verifikation des Systems zur Fehlerdiagnose unverzichtbaren Fehlerszenarien können aufgrund der hohen Versorgungssicherheit der westeuropäischen Energieversorgung nur mit Hilfe einer Simulation der Schutzsystemreaktionen im ausreichenden Maße gewonnen werden. Zu diesem Zwecke wurde ein Schutzsystem-Simulator entwick-

kelt, der die Berechnungsergebnisse eines Kurzschluß- und Lastflußprogrammes zur Ermittlung der Schutzgerätereaktionen verwendet. Die erzeugten Meldungsschauer werden von dem DS-ANN-basierten System zur Fehlerdiagnose ausgewertet, das zuvor die Verschaltung der DS-ANN aus der Topologie des EES unter Berücksichtigung von vordefinierten Verknüpfungsregeln abgeleitet hat. Die Ergebnisse werden mit den tatsächlichen Fehlerszenarien bezüglich auftretender Abweichungen verglichen. Die Ergebnisse der Analyse von Abweichungen können sich zum einen auf Änderungen der Konfiguration des Gesamtsystems und zum anderen auf Anpassung von Trainingsdaten oder Schnittstellen zwischen den DS-ANN auswirken (vgl. Bild 4.6).



**Bild 4.6:** Trainieren und Testen der DS-ANN

Die Programme zum Trainieren und Testen der DS-ANN sowie zur Schutzgerätesimulation sind in ANSI-C entwickelt und problemlos auf unterschiedliche Rechnerplattformen (DOS-PC, DEC-Alpha, IBM-OS/2) portiert worden. Für Simulationen stehen die Programme auch unter einer grafischen Oberfläche zur Verfügung (vgl. Bild 4.7).

Im Rahmen dieses Verbundprojektes ist in einer Kooperation mit einem Hersteller von Prozeßleitsystemen die Fehlerdiagnose mit DS-ANN in ein Prozeßleitsystem integriert worden. Das System wurde im Rahmen dieses Projektes mit Daten von zwei unterschiedlichen EES erfolgreich getestet:

- 10 kV: 13 Knoten, 22 Zweige, verschiedene Schutzsysteme (Überstromschutz, Distanzschutz)
- 380/220/110/50 kV: 23 Stationen, 20 Transformatoren, 24 Leitungen (380/220/110 kV: Distanzschutz, 50 kV: Überstromschutz)

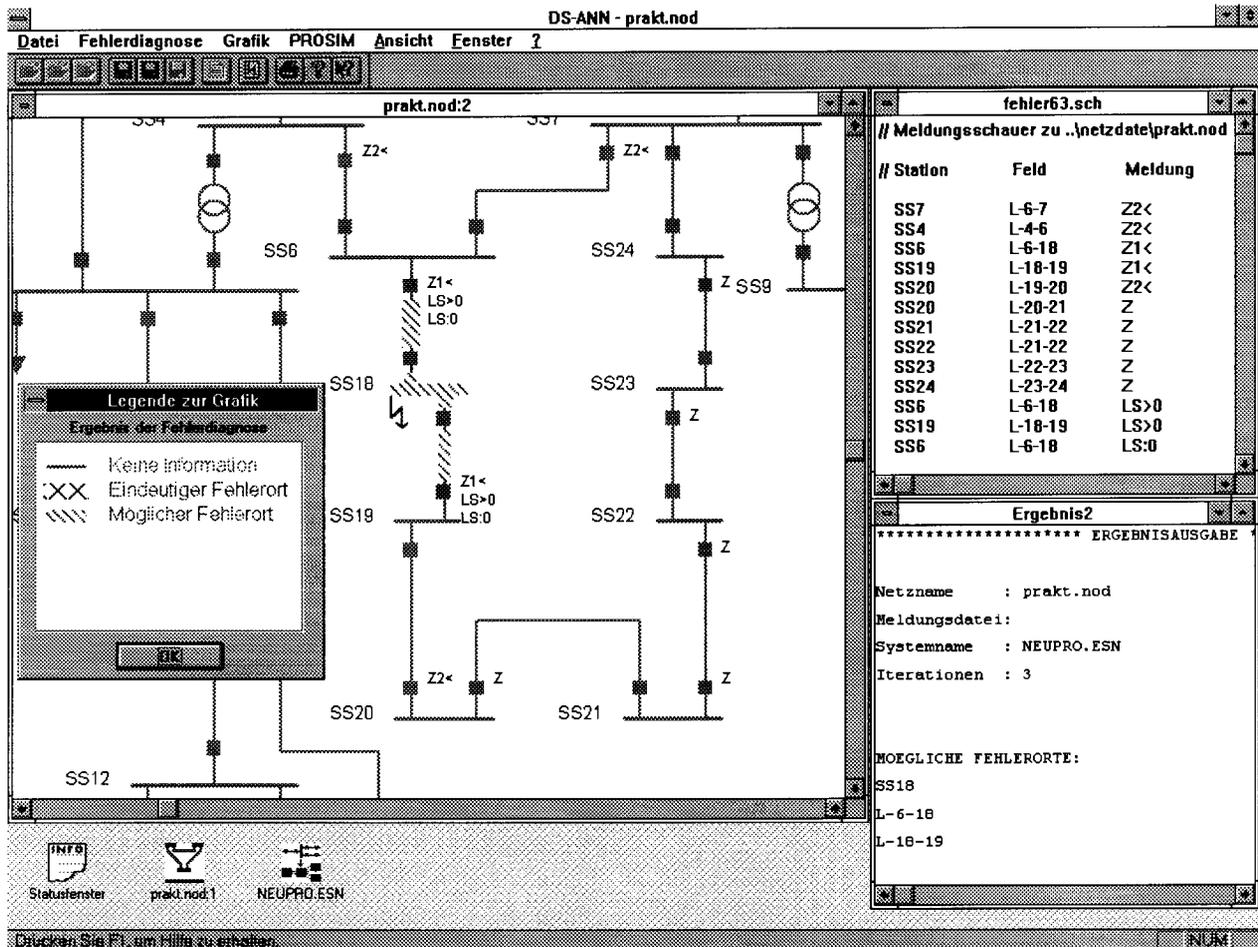


Bild 4.7: Oberfläche der Entwicklungsumgebung zur DS-ANN-basierten Fehlerdiagnose

Die Rechenzeit zur Auswertung und die Anzahl der als "möglicherweise fehlerhaft" ermittelten Betriebsmittel hängt direkt von der Relevanz und Korrektheit der zur Verfügung stehenden Meldungen ab. Die Rechenzeit nimmt linear mit der Anzahl der Betriebsmittel zu. In dem o.g. größeren EES steht das Ergebnis der Fehlerdiagnose nach ca. 0.5 sec (DEC ALPHA 3600, UNIX) zur Verfügung. Die wiedergegebene Rechenzeit umfaßt dabei alle in Bild 4.5 dargestellten Verarbeitungsschritte.

D. Kuhlmann

EV 9645, EV 9649

Dieses Projekt wurde durch das Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie (BMBF) gefördert und durch das Zentrum für Expertensysteme Dortmund (ZEDO) unterstützt.

#### 4.1.3 Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen bei automatisch gesteuerten elektrischen Lasten

Elektrische Energie ist in technischen Größenordnungen von einigen Megawattstunden nur bedingt speicherbar. Daher setzen klassische Optimierungsverfahren im Bereich der Kraftwerkseinsatzplanung eine bedarfsgerechte Erzeugung voraus, und lösen das Problem der Erstellung eines Blockeinsatzplanes unter Berücksichtigung der aus der Langfristoptimierung stammenden Energiegrenzen. Hierbei ist jedoch nicht zu verhindern, daß Kraftwerke unter ungünstigen Umständen weit ab von ihrem Bestpunkt betrieben werden müssen. Ein ungenutztes Optimierungspotential liegt daher in der Möglichkeit, den Energieverbrauch zu jedem Zeitpunkt der im Netz verfügbaren Energie anzupassen. Dieser Ansatz setzt voraus, daß Lasten unter den Verbrauchern vorhanden sind, die durch die Netzleitstelle bei Bedarf ein- oder ausgeschaltet werden können. Neben den technischen Anforderungen an eine zuverlässige Steuerung müssen hierzu Verträge ausgehandelt werden, die solche Schaltmaßnahmen zulassen.

Ein Ansatz, der das Planungsverhalten des Personals mittels evolutionärer Strategien nachempfunden, wird im Rahmen dieses Projektes auf einem Rechner implementiert, und auf seine Wirtschaftlichkeit hin untersucht. Die betrachteten Simulationen beziehen sich auf kalte Wintertage mit Außentemperaturen unter Null Grad Celsius, wie sie zwischen November und Februar auftreten, so daß ein nennenswerter Teil an rundsteuerbaren Verbrauchern für eine Optimierung zur Verfügung steht. Dazu werden die Tageslastgänge in einen steuerbaren und einen nicht steuerbaren Lastanteil aufgespalten. Die jeweiligen, nicht beeinflussbaren Tageslastgänge sind entsprechend der jahreszeitlichen Temperatur und der Wochentage gewählt. Die rundsteuerbaren Lasten stellen zwischen sieben und zehn Prozent der Energieverbraucher am jeweiligen Tag dar. Als rundsteuerbare Verbraucher sind zwanzig Lasten gewählt, die durch folgende Angaben charakterisiert sind.

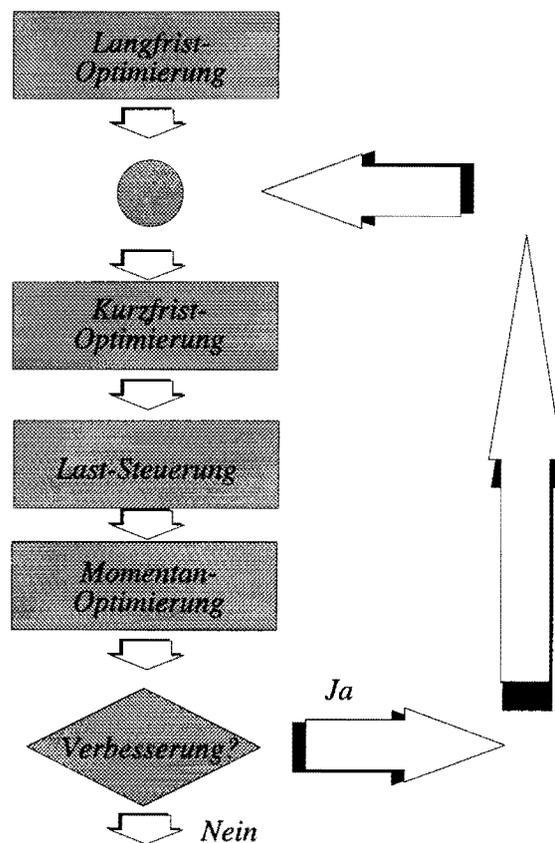
- Leistungsaufnahme
- Energieaufnahme
- Ein-/Abschaltgradient
- Mindestein-/Mindestausschaltzeit
- maximale Anzahl von Unterbrechungen

Zur Berechnung der kostenorientierten Zielfunktion werden die Gestehungskosten eines Kraftwerksparks nachgebildet, wobei von zwanzig Kraftwerken ausgegangen wird. Der zugrunde gelegte Kraftwerkspark besteht aus einer typischen Mischung von

Braunkohlekraftwerken, Steinkohlekraftwerken, Kernkraftwerken und Gasturbinen, die ebenfalls durch ihre charakteristischen Größen beschrieben sind.

Als Vergleichswert für die Erzeugungskosten gilt jeweils ein, nach optischen Kriterien von Hand optimierter Lastgang. Dazu werden Lasten mit Hilfe einer graphischen Anzeige so eingeplant, daß ein möglichst glatter Lastgang entsteht. Die Erzeugungskosten dieses visuell ermittelten Lastganges werden als Vergleichswert vor der Optimierung bestimmt. Der Blockeinsatzplan der Kraftwerke, der bei dieser Kostenberechnung verwendet wird, wird für die folgenden Laststeuerungsschritte nicht verändert. Diese Vorgehensweise wird gewählt, da sie dem Ablauf in einem EVU, in dem die Laststeuerung und die Kraftwerkseinsatzplanung nicht koordiniert sind, am ehesten entspricht. Die maximal erreichbaren Einsparungen gegenüber der "Handoptimierung" liegen an kalten Wintertagen im Bereich von bis zu 9 ‰. Durchschnittlich lagen die Einsparungen bei 3-6‰. In weniger als 5% der Fälle kam es zu Verteuerungen im Bereich von 1-2‰. Dementsprechend scheint der gewählte Ansatz geeignet, eine zuverlässig kurzfristige Lastoptimierung durchzuführen, die eine Anpassung an den jeweiligen Betriebszustand gewährleistet.

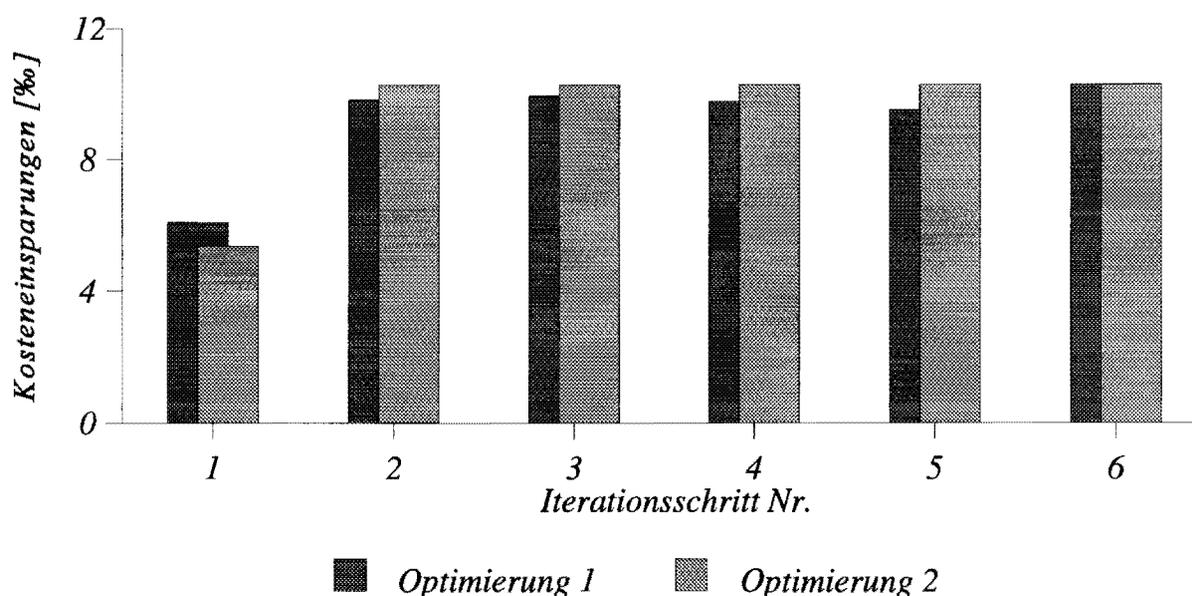
An einigen Tagen, die besonders atypisch sind, entsprechen die Langfristprognosen jedoch nur sehr ungenau dem tatsächlichen Lastgang. Zu nennen sind hier vor allem Feiertage in der Nähe von Wochenenden, die in einigen Betrieben zu arbeitsfreien Werktagen führen. Hier tritt der Effekt auf, daß, je nach den betrieblichen Regelungen und anderen jahreszeitlichen Randbedingungen, ein Werktag eher einem Feiertag als einem Werktag ähneln kann. In solchen Fällen ist eine sinnvolle Optimierung des Tageseinsatzplanes ohne Veränderung der aus der Langfristplanung stammenden Blockeinsatzpläne für die Kraftwerke nicht möglich. Im Gegensatz zu der sonstigen Eingliederung der evolutionären Laststeuerung zwischen Kurzfrist- und Momentanoptimierung wird hier eine Rückkopplung zwischen Laststeuerung und Eingangsdaten für die Kurzfristoptimierung erforderlich (siehe Bild 4.8).



**Bild 4.8:** Iterative Verbesserung des Blockeinsatzplanes

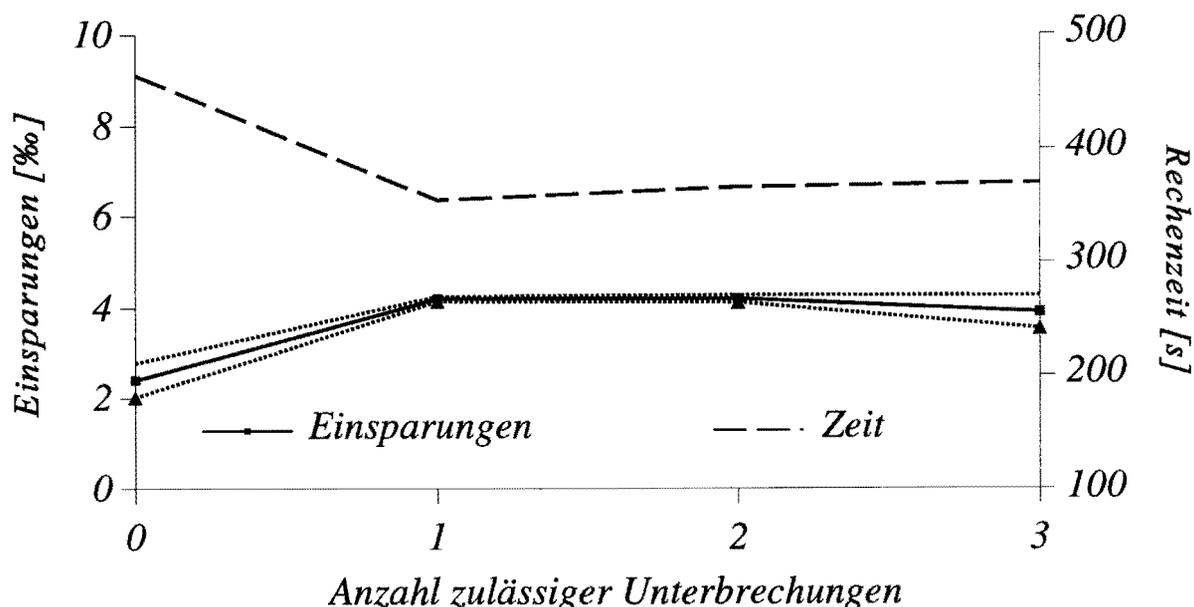
Das Bild 4.9 zeigt, daß der Vorteil dieser Rückkopplung für solche Tage deutlich erkennbar ist. Desweiteren ist zu sehen, daß schon wenige Iterationsschritte reichen, um das neue Optimum zu finden.

Trotz dieses deutlichen Effektes muß aber erwähnt werden, daß ein solch starker Zusammenhang zwischen Kosten und Blockeinsatzveränderung nur an exponierten Tagen entsteht. An "normalen" Tagen ist es in der Simulation nicht möglich, einen Unterschied der Kosten mit und ohne Rückkopplung zu belegen.



**Bild 4.9:** Iterative Verbesserung des Blockeinsatzes

Für viele Optimierungsverfahren stellt besonders die hohe und während der Optimierung variierende Anzahl von Freiheitsgraden ein Problem dar. Freiheitsgrade in diesem Optimierungsmodell sind der Einschaltzeitpunkt, die Einschaltdauer der Lasten und die Anzahl der zulässigen Unterbrechungen je Last. Im folgenden werden für diesen Optimierer Szenarien verglichen, bei denen die Lasten als nicht unterbrechbar bzw. einmal, zweimal oder dreimal unterbrechbar vorgegeben wurden. Wie im Bild 4.10 ersichtlich, stellt die Erhöhung der Freiheitsgrade von 0 auf 1 Unterbrechung nicht, wie eigentlich erwartet, eine Erhöhung der Rechenzeit dar, sondern das Rechenzeitverhalten verbessert sich sogar geringfügig.



**Bild 4.10:** Entwicklung der Kosten im Verhältnis zu den erlaubten Unterbrechungen

Der Grund hierfür ist naheliegend. Typischerweise haben Heizlasten eine Aufladedauer von ca. acht Stunden. Billigt man dem Algorithmus keine Unterbrechung zu, so müssen alle Lasten als zusammenhängende Acht-Stundenblöcke eingeplant werden. Erlaubt man hingegen zusätzliche Unterbrechungen, können kleinere Täler im Lastgang sinnvoller mit steuerbaren Lasten gefüllt werden.

Armin J. Gaul, C. Lehmköster

EV9607, EV9643

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

#### 4.1.4 Integration von Regeln in eine evolutionäre Strategie zur Laststeuerung

Evolutionäre Strategien bedienen sich auf der Suche nach der Lösung eines Optimierungsproblems der zufälligen Generierung einzelner möglicher Lösungspunkte, die allerdings in ihrer Güte bezogen auf die des Optimums weniger gute Bewertungen erhalten können. Trotzdem müssen diese weniger optimalen Lösungen vollständig bearbeitet und bewertet werden, wodurch die Konvergenzgeschwindigkeit des Algorithmus verschlechtert wird. Dies gilt gleichermaßen für die Zufallsinitialisierung zu Beginn des Optimierungsprozesses, wie

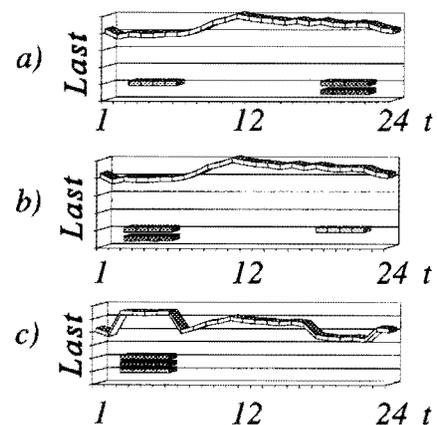
auch für die folgenden Schritte. Während der Rekombination und der Mutation werden die Individuen zufällig ausgesucht und verändert. Oftmals haben diese Lösungen "kleine Fehler", die mit deterministischen Methoden erkennbar und behebbar wären, denen aber mit dem Akzeptieren oder Verwerfen der Lösung in der Selektion nur unzureichend Rechnung getragen wird. Für diese Lösungen bietet es sich an, in einer Art Reparaturmechanismus mit Hilfe von Wissen aus bereits beobachteten Fällen, Regeln aufzustellen, wie die Fehler zu beheben sind. Dieses Wissen liegt speziell für das Problem der bedarfsgerechten Steuerung speichernder elektrischer Lasten (wie zum Beispiel Nachtspeicherheizungen) vor.

Während der Initialisierung der ersten Generation werden durch zufällige Generierung der Parameter für die Individuenvektoren stochastisch im Lösungsraum gestreute Individuen erzeugt. Diese Individuen unterliegen keinen Vorgaben bezüglich ihrer Güte, ihres Aussehens oder ihrer Anordnung außer denen, die in den Randbedingungen vorgegeben sind. Es erscheint zweckmäßig, schon während der Initialisierung der ersten Generation zu überprüfen, welche Konstellationen sinnvoll sein können und welche nicht. Im folgenden werden Bedingungen genannt, welche zusätzlich zu den Randbedingungen gelten sollten, damit die erste Generation aus guten Individuen im Sinne der Optimierung besteht.

- Die Individuen sollten nicht in Bereichen der Tagesspitzenlast eingeschaltet werden. Dies ist durch die Einführung von zusätzlichen Sperrzeiten in der Initialisierung möglich.
- Die Zahl der Unterbrechungen sollte zur Vermeidung von Lastsprüngen bei großen Lasten so klein wie möglich gehalten werden. Dies geschieht durch Einführung einer maximalen Zahl von Unterbrechungen für die Initialisierung.
- Während der Zufallsinitialisierung werden beim Aufspalten einer Last in zwei Einschalthandlungen Einschaltdauern im Verhältnis 1/3 zu 2/3 bevorzugt, um mehr Platzierungsmöglichkeiten zu haben.

Durch diese Vorgehensweise wird erreicht, daß der Algorithmus in Bereichen des Lösungsraumes sucht, in denen mittels deterministischen Abschätzungen klar ist, daß die Wahrscheinlichkeit für eine gute Lösung hoch ist.

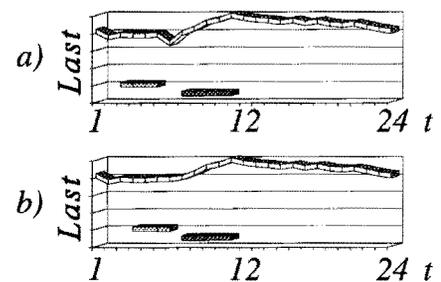
Für die Rekombination wird das Verfahren der globalen diskreten Rekombination gewählt. Damit ist sichergestellt, daß ein Kind zweier Eltern, die alle Randbedingungen



**Bild 4.11:**  
Ungünstige Rekombination  
a) erster Elternteil  
b) zweiter Elternteil  
c) Kind nach der Rekombination

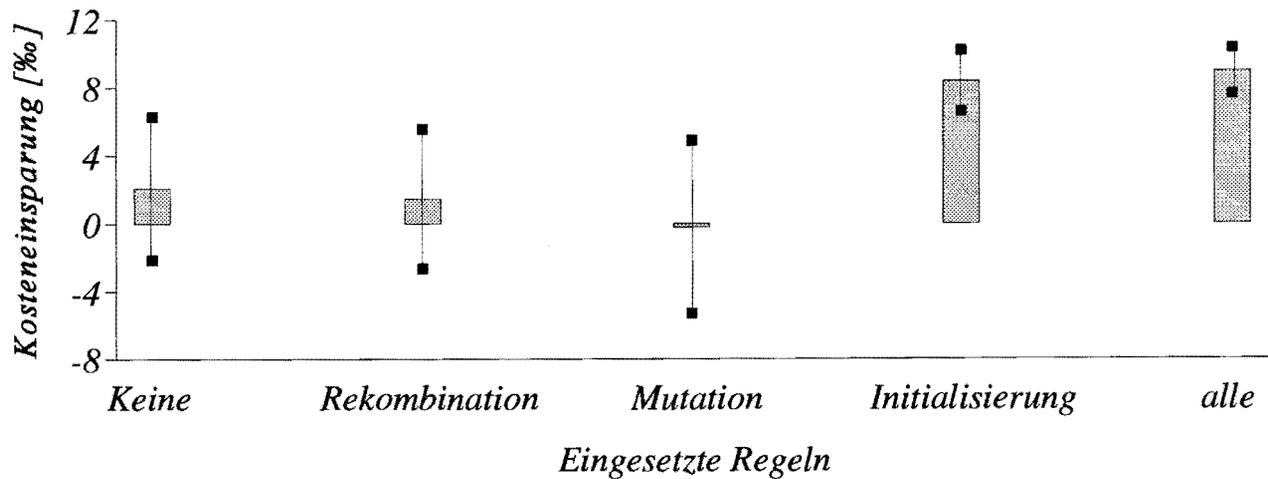
einhalten, diese ebenfalls einhält. Dieses diskrete Rekombinationsschema beinhaltet allerdings auch, daß bei der Kombination zweier Eltern die Position von Last 1 entweder von Elternteil 1 oder von Elternteil 2 übernommen wird. Hierbei werden keine Zwischenwerte gebildet. Daher kann die Situation eintreten, daß zwei Elternteile, jeder für sich, eine sehr gute Bewertung erhalten aber keine Kombination aus beiden Elternteilen denkbar ist, die nur annähernd so gut ist wie die Eltern. Ein Beispiel für einen solchen Fall ist in dem Bild 4.11 gegeben. Diagramm a) zeigt Elternteil 1, b) zeigt Elternteil 2. Jeder für sich führt zu einem guten Lastgang. Da die Last 1 aber ungefähr so groß ist wie die Summe aus Last 2 und 3 und die beiden Täler im nicht beeinflussbaren Lastgang ebenfalls ungefähr gleich groß sind, sind die Anordnungen der Lasten von Elternteil 1 und 2 äquivalent. Solche Konstellationen gilt es auszufiltern.

Während des Mutationsprozesses kommt es häufig vor, daß Lasten ein- bzw. ausgeschaltet werden müssen. Jede dieser Schaltaktionen führt zu einem Sprung in der Belastung, die der Leistungsaufnahme der Last zum Schaltzeitpunkt entspricht. Diese Sprünge können nur dann vermieden werden, wenn sie an andere Lasten oder an Lastsprünge im nicht beeinflussbaren Profil angelagert werden. Falls die Situation auftritt, daß eine Last eingeschaltet wird und kurz vorher oder hinterher eine andere Last ungefähr gleicher Größenordnung ausgeschaltet wird, läßt sich der resultierende unnötige Lastsprung durch Koordination des Ein- und Ausschaltzeitpunktes beider Lasten verringern (Bild 4.12a). Daher ist es sinnvoll, während der Mutation das Auftreten solcher Schalthandlungen zu detektieren und im Rahmen der zulässigen Veränderung im Mutationsschritt zu korrigieren. Dies führt dazu, daß eine korrekte, sinnvolle Schalthandlung durchgeführt wird (Bild 4.12b).



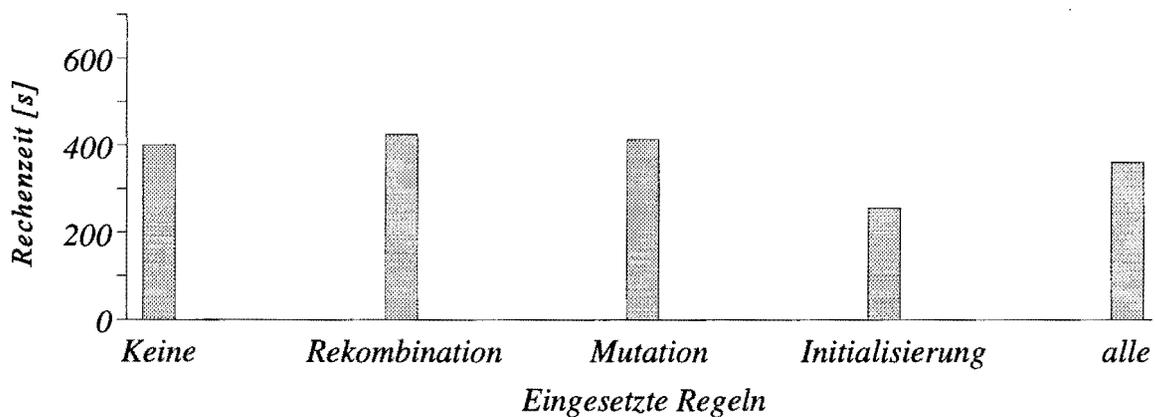
**Bild 4.12:** Mutation  
a) ohne den Einfluß von Regeln  
b) durch die Regeln unterstützt

Für jede Kombination wurden jeweils 50 Simulationen berechnet. Die Ergebnisse der Tests sind in den folgenden Bildern aufgetragen. Bild 4.13 zeigt eine Zuordnung der Kosten der Energieerzeugung zu den zugehörigen Tests. Neben den Kosten sind die Standardabweichungen der jeweiligen Werte aufgetragen. Es zeigt sich ein deutlicher Bruch zwischen den Simulationen, die sich auf eine regelbasierte Zufallsinitialisierung stützen und den übrigen Ergebnissen. Während der Einfluß der übrigen Regeln sehr stark von den Gegebenheiten des zu optimierenden Tages abhängt, sind die Kosteneinsparungen, die sich durch den Einsatz von Regeln bei der Initialisierung ergeben, immer signifikant.



**Bild 4.13:** Kostenänderung bei der Verwendung von Regeln

Das führt zu der Schlußfolgerung, daß es sinnvoll ist, den Optimierer bei seiner Suche von Ausgangspunkten starten zu lassen, die in der Nähe von lokalen Optima sind. Es stellt anscheinend in keinem Fall ein Problem für den Optimierer dar, von diesen Ausgangspunkten aus zu guten Lösungen zu kommen. Ohne die regelbasierte Initialisierung findet der Optimierer zwar ebenfalls gute Resultate, aber die Standardabweichung zeigt deutlich, daß in diesem Falle die Konvergenzsicherheit bei weitem nicht so hoch ist.



**Bild 4.14:** Rechenzeitänderungen bei der Verwendung von Regeln

Die schon bei den Kosten festgestellten Ergebnisse spiegeln sich auch in der Rechenzeit für die Optimierung wider (Bild 4.14). Wenn der Optimierer aus der regelbasierten Initialisierung gute Startwerte für die Optimierung erhält, kommt er nach kurzer Rechenzeit zu guten Ergebnissen. Ohne jegliche Vorgaben über den sehr großen Suchraum dauert die Optimierung hingegen länger. Auch hier zeigen die übrigen Regeln keinen nennenswerten Einfluß auf das Verhalten des Optimierers. Abschließend kann gesagt werden, daß die regelbasierte Initialisierung

sinnvoll ist, die übrigen Regeln jedoch nur geeignet sind, die Standardabweichungen bei Optimierungen des gleichen Problems in verschiedenen Versuchen zu verringern.

Armin J. Gaul, C. Lehmköster

EV9607, EV9643

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

#### 4.1.5 Optimierung koordinierter Instandhaltungspläne mit evolutionären Strategien

Bei der Instandhaltungsplanung in elektrischen Energieversorgungssystemen (EES) ist neben der Berücksichtigung von betriebsmittelspezifischen Randbedingungen die Berücksichtigung systemspezifischer Randbedingungen von zentraler Bedeutung. Die betriebsmittelspezifischen Randbedingungen geben den Instandhaltungsbedarf eines Betriebsmittels vor, dessen wesentlicher Bestandteil in der Angabe des spätest möglichen Zeitpunktes seiner Außerbetriebnahme zu Instandhaltungszwecken liegt. Unter den systemspezifischen Randbedingungen sind u.a.

- die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und
- die Abstimmung des Personal- und Materialbedarfs mit verfügbaren Ressourcen

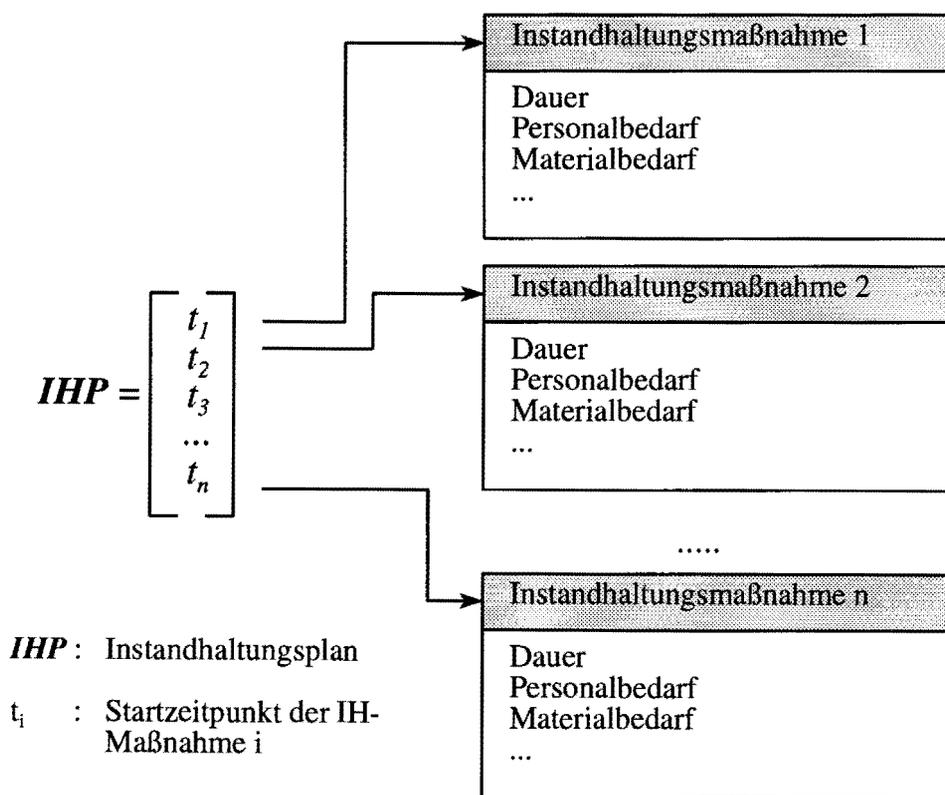
zu verstehen. Aufgrund der systemspezifischen Randbedingungen können die aus dem Instandhaltungsbedarf resultierenden Zeitpunkte für die Instandhaltungsmaßnahmen nicht immer eingehalten werden, so daß für viele Betriebsmittel ein zeitliches Vorziehen der Instandhaltungsmaßnahme innerhalb eines begrenzten Zeitintervalls erforderlich ist. Trotz der Einschränkungen bezüglich der Terminierung der Maßnahmen aufgrund dieser Randbedingungen ist für reale EES eine große Anzahl von gültigen Instandhaltungsplänen generierbar.

Ein hier entwickeltes Instandhaltungsplanungssystem generiert bei Berücksichtigung der Randbedingungen koordinierte Instandhaltungspläne, die gemäß vorgegebener wirtschaftlicher und unternehmensspezifischer Kriterien jedoch unterschiedlich zu bewerten sind. Bei der Bewertung der Instandhaltungspläne wird der Benutzer des Systems durch eine automatische Bewertungskomponente auf Basis der Fuzzy-Set-Theorie unterstützt. Der Grund für den Einsatz der Fuzzy-Set-Theorie liegt in der oftmals unscharfen Formulierung der Bewertungskriterien. Eine generelle Bewertung der Instandhaltungspläne anhand der zu

erwartenden Kosten bei deren Umsetzung ist nicht generell möglich, da nicht alle unternehmensspezifischen Kriterien direkt durch entstehende Kosten beschrieben werden können. Als Beispiel hierfür sei das Kriterium einer gleichmäßigen Personalauslastung genannt. Die bisher berücksichtigten Bewertungskriterien betreffen

- den Bedarf an Eigenpersonal,
- den Bedarf an Fremdpersonal,
- die insgesamt zurückzulegenden Wege des Instandhaltungspersonals,
- die möglichst große Ausschöpfung des Abnutzungsvorrates der Betriebsmittel und
- die gleichmäßige Personalauslastung.

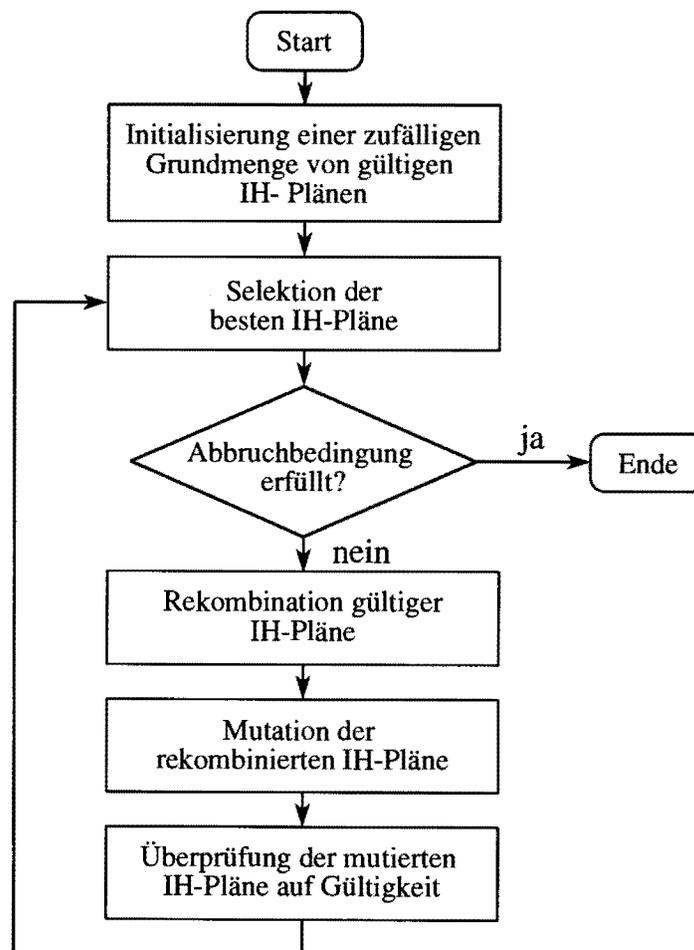
Da eine große Anzahl der koordinierten Instandhaltungspläne die vorgegebenen Kriterien nur ungenügend erfüllt, ist ein Erstellen aller möglichen Pläne mit anschließender Bewertung aus Gründen des hohen Rechenzeitbedarfs unvorteilhaft. Abhilfe schafft eine gezielte Suche des gemäß der vorgegebenen Kriterien optimalen Instandhaltungsplans. Für dieses Optimierungsproblem wurde der Einsatz evolutionärer Strategien getestet. Hierfür wird ein Instandhaltungsplan als ein Vektor mit reellen Komponenten kodiert, wobei jede Komponente des Vektors den Startzeitpunkt einer Instandhaltungsmaßnahme repräsentiert. Eine eindeutige Zuordnung zu weiteren betriebsmittelspezifischen Daten, die für eine koordinierte



**Bild 4.15:** Zuordnung der Startzeitpunkte der Instandhaltungsmaßnahmen zu weiteren betriebsmittelspezifischen Randbedingungen

Instandhaltungsplanung von Bedeutung sind, geschieht über den Index der Vektorkomponente (Bild 4.15).

Der eingesetzte Algorithmus der evolutionären Strategien arbeitet gemäß der in Bild 4.16 dargestellten Vorgehensweise. Zu dessen Beginn wird eine Grundmenge gültiger zufälliger Instandhaltungspläne erstellt. Im Selektionsschritt werden diese hinsichtlich der gewichteten wirtschaftlichen und unternehmensspezifischen Kriterien durch den Fuzzy-Algorithmus bewertet. Aus der reduzierten Menge der besten Instandhaltungspläne werden neue Pläne durch Rekombination erzeugt, wobei die Startzeiten der Instandhaltungsmaßnahmen gleicher Betriebsmittel zwischen verschiedenen Instandhaltungsplänen ausgetauscht werden. Im Mutationsschritt werden die Instandhaltungspläne der resultierenden Menge leicht verändert, indem die Startzeitpunkte einzelner Instandhaltungsmaßnahmen gemäß einer gleichverteilten Zufallsfunktion variiert werden. Die durch diese Maßnahmen entstandenen ungültigen Instandhaltungspläne werden in der Gültigkeitsprüfung verworfen. Um die Anzahl der gültigen Pläne in der resultierenden Menge konstant zu halten, wird die reduzierte Menge mit den besten Plänen der letzten Generation aufgefüllt. Die beschriebenen Schritte werden iterativ solange wiederholt, bis ein vorgegebenes Abbruchkriterium erfüllt ist.



**Bild 4.16:** Arbeitsschritte des evolutionären Algorithmus

Mit Hilfe dieses Ansatzes wurden verschiedene Szenarien simuliert, wobei als einzige Randbedingung das Zeitintervall berücksichtigt wurde, in dem der Startzeitpunkt einer Instandhaltungsmaßnahme variiert werden kann. Die Simulationsergebnisse zeigen, daß das Verfahren in der Lage ist, den optimalen Plan gemäß der mit Hilfe der Fuzzy-Set-Theorie formulierten Zielfunktion zu finden, so daß der Ansatz der evolutionären Strategien zur Optimierung der Instandhaltungspläne in folgenden Untersuchungen weiter verfolgt werden soll.

Da sich die hohe Rechenzeit als wesentliches Problem des bisherigen Ansatzes erweist, setzen aktuelle Arbeiten hauptsächlich an Möglichkeiten zur Reduzierung der Rechenzeit an. Beispielsweise ist durch ein zielgerichtetes Erstellen der Initialisierungsmenge ein erheblicher Rechenzeitvorteil zu erwarten. Da die Zielfunktion durch verbale Regeln formuliert werden kann, wird in diesem Zusammenhang derzeit der Einsatz regelbasierter Verfahren untersucht.

U. Neumann

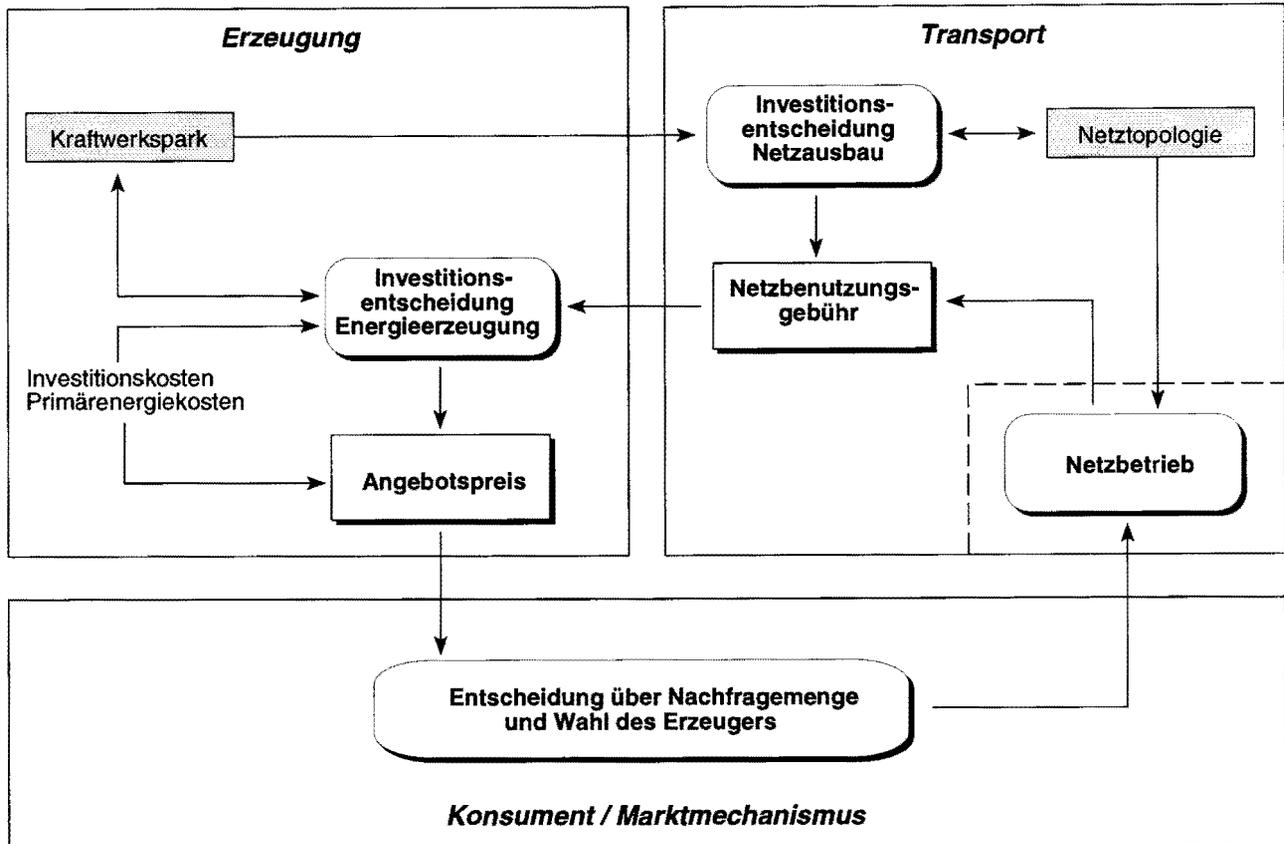
EV 9657

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

#### 4.1.6 Entwicklung von Simulationsmodellen unter wettbewerbsorientierten Rahmenbedingungen

Die Zielsetzung einer möglichst effizienten Energieversorgung hat in den vergangenen Jahren zur Umstrukturierung zahlreicher elektrischer Energieversorgungssysteme (EES) mit stärkerer Wettbewerbsorientierung im Bereich der Energieerzeugung geführt. Bei der Realisierung eines Energieversorgungsmarktes wird zwischen Pool-Modellen und Konzepten basierend auf bilateralen Verträgen zwischen Erzeugern und Abnehmern unterschieden. In zahlreichen Staaten wurde eine Kombination der beiden Konzepte mit einem Elektrizitätspool für einen kurzfristigen Energiemarkt und der Möglichkeit längerfristiger bilateraler Verträge implementiert. Allen Ansätzen gemeinsam ist die Entflechtung der Bereiche Energieerzeugung und Transport zumindest in Buchführung und Management. Während der Elektrizitätstransport eine natürliche Gebietsmonopolstellung besitzt, steht die Energieerzeugung im Wettbewerb. Die Einnahmen der einzelnen Erzeuger sind abhängig von deren Preisangeboten und die durch die Marktmechanismen bestimmten Absatzmengen. Wettbewerbsorientierte Rahmen-

bedingungen im Bereich der Erzeugung führen zu einer Dezentralisierung von Entscheidungsprozessen und zu einem höherem Koordinationsaufwand durch die gegenseitigen Abhängigkeiten der Entscheidungen entsprechend Bild 4.17. Entscheidungen werden dezentral bei den einzelnen Erzeugern, im Bereich des Elektrizitätstransports und im Elektrizitätsmarkt getroffen.



**Bild 4.17:** Dezentralisierung von Entscheidungsprozessen

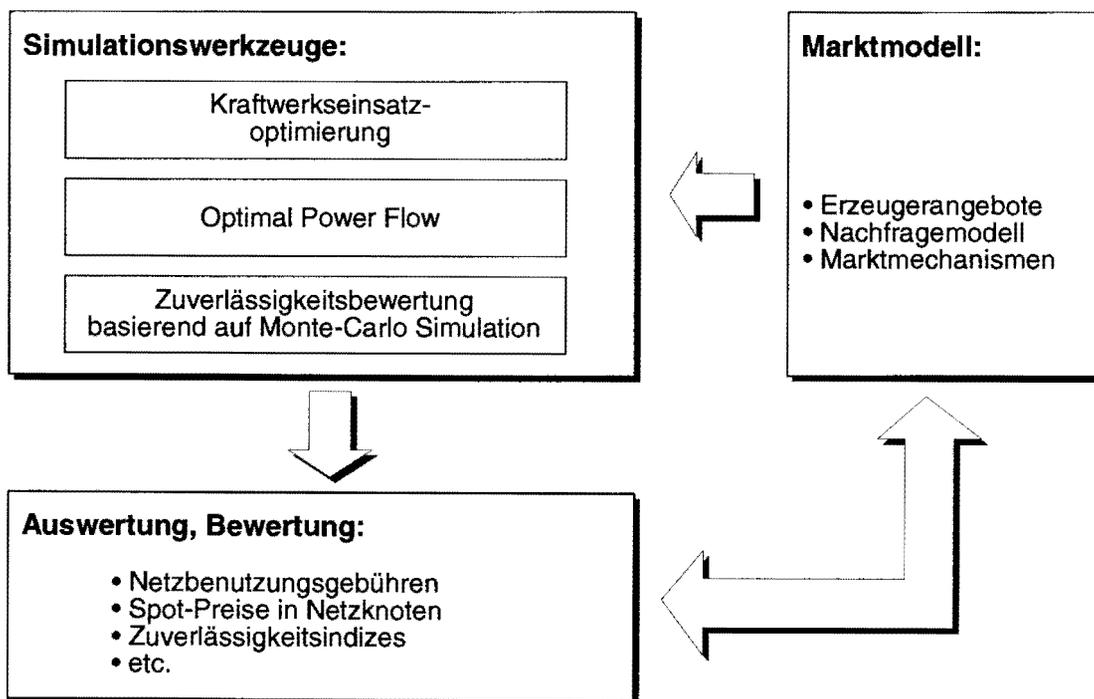
Die Entscheidung für die Errichtung oder den Ausbau einer Erzeugungseinheit ist abhängig von Primärenergiekosten, Investitionskosten, technischen Spezifikationen und den existierenden Erzeugungseinheiten. Darüber hinaus wird diese Entscheidung, insbesondere im Hinblick auf die geographische Lage der Einheit, von den Transportgebühren des Netzbetreibers abhängig sein, da diese den zukünftigen Angebotspreis der Erzeugungseinheit beeinflussen. Der Angebotspreis bestimmt über die Marktmechanismen den zukünftigen Einsatz und Betrieb der Erzeugungseinheit und folglich die zukünftigen Einnahmen.

Die natürliche Monopolstellung des Elektrizitätstransports resultiert aus den physikalischen und technischen Gesetzmäßigkeiten. Der Netzbetreiber ist verantwortlich für den sicheren, zuverlässigen, den Qualitätsstandards entsprechenden Netzbetrieb. Entscheidungen über den Einsatz von Kraftwerken werden hierbei durch die Marktmechanismen bestimmt. Aus den Netzbenutzungsgebühren erfolgen die Einnahmen des Netzbetreibers, welche die Betriebs- und

Investitionskosten decken müssen. Im Hinblick auf die ökonomische Effizienz des EES sind die Netzbenutzungsgebühren von zentraler Bedeutung. An die Tarifgestaltung sind die folgenden Forderungen zu stellen:

- Deckung der Investitions- und Betriebskosten des Elektrizitätstransports;
- ökonomische Signalwirkung auf die effiziente Nutzung der Übertragungskapazitäten durch die Erzeugungseinheiten;
- faire Allokation der Kosten, Preistransparenz und Preisstabilität;
- Gleichbehandlung der Erzeuger im Hinblick auf Verfügbarkeit, Sicherheit und Qualität des Elektrizitätstransports.

Simulationsmodelle zur Untersuchung der Einflüsse von innerhalb des Marktes entschiedenen Übertragungstransaktionen auf den Netzbetrieb und deren kostenmäßige Quantifizierung sind für Planungsaufgaben in den Bereichen Erzeugung und Transport sowie für geplante Vertragsvereinbarungen von zunehmender Bedeutung. Die Dezentralisierung von Entscheidungsprozessen erfordert hierbei die Berücksichtigung von Unsicherheiten der Prognosedaten. Es werden vor diesem Hintergrund die Aspekte des Wirkleistungstransports, der Spannungs-/Blindleistungsproblematik, der Netzsicherheit, der Zuverlässigkeitsbewertung und der Bereitstellung von Reserveleistung untersucht. In Bild 4.18 ist das Konzept eines Simulationsprogramms dargestellt.



**Bild 4.18:** Konzept des Simulationsprogramms

Als Simulationswerkzeuge finden die Kraftwerkseinsatzoptimierung, der Optimal Power Flow und die Zuverlässigkeitsrechnung basierend auf der Monte-Carlo Simulation Anwendung. Die Berücksichtigung der Marktmechanismen erfolgt bei dem dargestellten Lösungsansatz durch zusätzliche Nebenbedingungen und Anpassung der Zielfunktion in den Optimierungsalgorithmen. Zu den Auswertungen und Bewertungen zählen die Spotpreisverläufe in den Netzknoten, Netzbenutzungsgebühren sowie Zuverlässigkeitsindizes.

T. Nikodem, R. Palma

## 4.2 Modellierung und Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen

### 4.2.1 Einsatzplanung innovativer Betriebsmittel

Tendenzen zur Liberalisierung der Energiemärkte und zunehmende Restriktionen im Netzausbau bedingen ein erhöhtes Maß an betrieblichen Maßnahmen, um bei einer veränderten Netzauslastung den Netzbetrieb unter Berücksichtigung der grundlegenden Anforderungen an die Energieversorgung gewährleisten zu können. Die kraftwerksseitig und netzseitig installierten Spannungs-/Blindleistungs- und Wirkleistungs-/Frequenzregelungen eignen sich aufgrund ihrer Wirkungsweise und Antwortzeiten nur bedingt, das erhöhte Maß an betrieblichen Maßnahmen zu realisieren. Dadurch ist der Einsatz von schnell leistungsflußsteuerenden und kompensierenden leistungselektronischen Betriebsmitteln (innovative Betriebsmittel, IB) motiviert, der in den nächsten zehn Jahren erwartet wird.

Im Hinblick auf einen wirtschaftlichen Einsatz von IB ist der Einsatzort im Netz so zu bestimmen, daß sowohl eine Verbesserung des dynamischen Systemverhaltens als auch die effektive Durchführung von quasistationären Regelungseingriffen gewährleistet ist. Hinsichtlich betrieblicher Aufgaben im Normalbetrieb (z.B. Lastflußsteuerung, Spannungshaltung) erfordert die richtige Platzierung eine Sensitivitätsanalyse der stationären Netzgleichungen. Im gestörten Netzbetrieb steht die Dämpfung dynamischer Vorgänge im Vordergrund. Daher erfordert die Einsatzortbestimmung eine Klassifikation von Netzknoten und -zweigen, um im Rahmen einer kombinierten Beurteilung im Sinne angewandter Kriterien optimale Einsatzorte für IB zu bestimmen. Die hier betrachteten Kriterien beziehen sich auf

- Einflußnahme auf das Spannungsniveau,
- Verbesserung der Spannungsstabilität,
- Vergrößerung der Verlustreduktion,
- Möglichkeit zur Lastflußsteuerung,
- Beeinflussungsmöglichkeiten dynamischer Vorgänge.

Die Bewertung von Einsatzorten von IB erfolgt über Sensitivitätsanalysen sowie Eigenbewegungsbetrachtungen und erfordert ein linearisiertes Modell eines elektrischen Energieübertragungssystems (EÜS). Da im Rahmen der Einsatzortbestimmung ein möglichst großer Betriebsbereich abgedeckt werden muß, ist die Betrachtung unterschiedlicher Systemzustände erforderlich, was zu einer Vielzahl von knoten- und zweigspezifischen Daten (Analysedaten) führt. Die Einsatzortbestimmung wird damit zu einem multikriteriellen Entscheidungsproblem, zu dessen Lösung die Analysedaten unter Berücksichtigung der Relevanz der unterschiedli-

chen Kriterien für eine Einsatzortbewertung verknüpft werden müssen. Zusätzlich erfordert die Unsicherheit der zu berücksichtigenden Szenarien sowie auftretende Linearisierungsfehler eine unscharfe Verarbeitung des Datenmaterials.

Bezüglich dieser Anforderungen wird ein Verfahren zur Lösung von multikriteriellen Entscheidungsproblemen mit unscharfer Kriterienbeschreibung eingesetzt, das basierend auf einer Kriterien-Alternativen-Matrix mit unscharfer Kriteriengewichtung eine Rangfolge von Alternativen bestimmt (Bild 4.19).

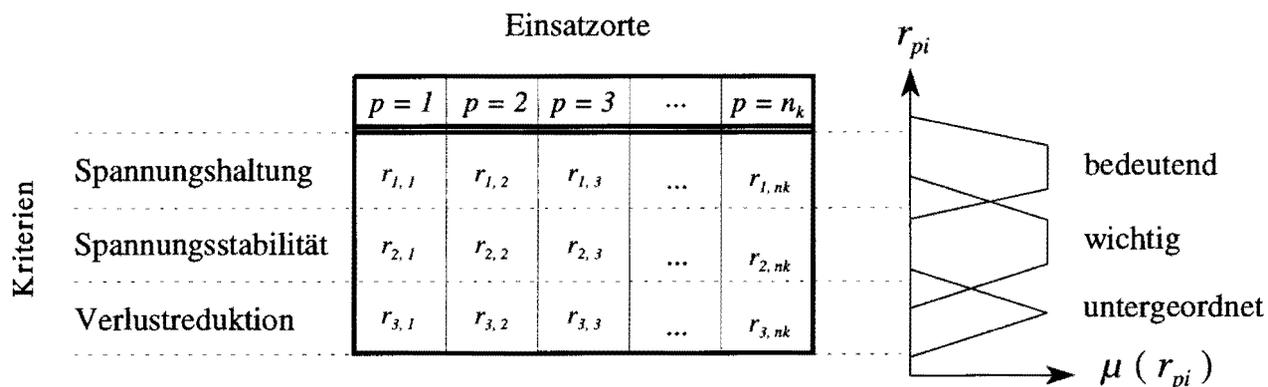


**Bild 4.19:** Multikriterielle Einsatzortbewertung

Die multikriterielle Einsatzortbestimmung erfordert eine skalare Klassifikation der Einsatzorte, die aus den aus Variationsrechnungen resultierenden Analysedaten abzuleiten sind. Dazu wird für jeden Einsatzort eine Bewertungskurve bestimmt, die in geordneter Darstellung eine monoton fallende Treppenfunktion ergibt. Während bei der Analyse eines Systemzustandes die Bewertung der Einsatzorte unmittelbar vorliegt, wird bei der Betrachtung mehrerer Systemzustände die Fläche unterhalb der geordneten Bewertungskurve als Einsatzortbewertung verwendet. Durch die Definition dieser Kurve über diskrete Wertepaare berechnet sich die Bewertung  $r_{p,i}$  des Einsatzortes  $p$  in Bezug auf Kriterium  $i$  aus der normierten Summe aller Einzelbewertungen  $x_{pk}$  der  $n_s$  betrachteten Szenarien.

$$r_{p,i} = \frac{1}{n_s} \sum_{k=1}^{n_i} x_{pk} ; \quad p = \begin{cases} 1 \dots n_k : \text{knotenorientierte Bewertung} \\ 1 \dots n_z : \text{zweigorientierte Bewertung} \end{cases}$$

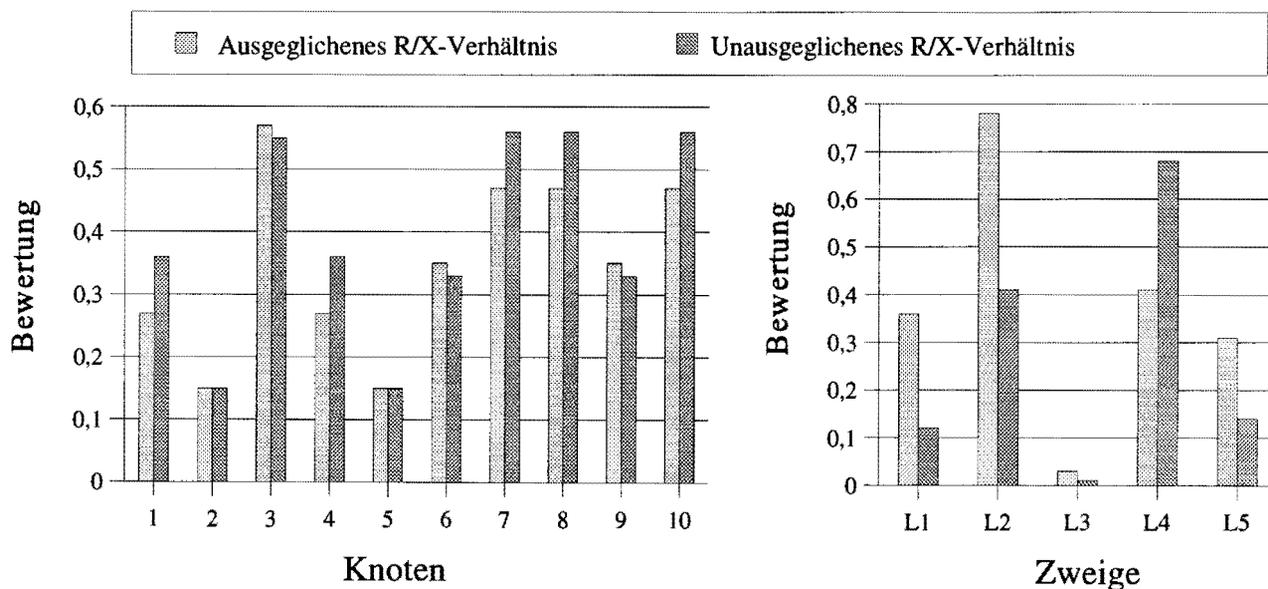
Aus den auf diese Weise bestimmten Einsatzorten folgt die Kriterien-Alternativen-Matrix. Wird als Beispiel ein querkompensierendes Betriebsmittel mit den Kriterien Spannungshaltung, Spannungsstabilität und Verlustreduktion betrachtet, folgen nach obiger Gleichung für jeden Netzknoten drei Einsatzortbewertungen (Bild 4.20). Zusätzlich erfolgt hier eine unscharfe Klassifikation der Kriterien durch bedeutend, wichtig und untergeordnet über Fuzzy-Sets. Damit wird den unterschiedlichen Problemstellungen, die sich aus der topologischen Struktur eines EÜS ergeben, Rechnung getragen.



**Bild 4.20:** Kriterien-Alternativen-Matrix und Bewertung der Kriterien

Aus der Inferenz folgt in unscharfer Beschreibung eine Einsatzortbewertung. Die Bestimmung einer scharfen Beschreibung erfolgt über eine Defuzzifizierung und liefert eine skalare Bewertung der Einsatzorte. Aus der hier beispielhaft betrachteten Einsatzortbestimmung innerhalb einer Verbundsituation mit zehn Stationen und fünf Verbundleitungen ergeben sich aus der Defuzzifizierung die in Bild 4.21 dargestellten Einsatzortbewertungen.

Die zugrunde liegenden Variationsrechnungen berücksichtigen einen Anstieg der Systemlast mit jährlich 1% Zuwachs über einen Zeitraum von 20 Jahren. Unter Berücksichtigung der aus unterschiedlichen topologischen Ausprägungen von EÜS entstehenden betrieblichen Randbedingungen ist die Einsatzortbestimmung mit einem ausgeglichenen R/X-Verhältnisses und einem unausgeglichenen R/X-Verhältnis durchgeführt worden (Bild 4.21).



**Bild 4.21:** Einsatzortbewertung für parallele und serielle Komponenten

Die durch Blindleistungsinjektion erzielte Wirkung von parallelen Komponenten ist bei ausgeglichenem R/X-Verhältnis ähnlich derer, die bei unausgeglichenem R/X-Verhältnis erreicht wird. In beiden Situationen eignen sich die Einsatzorte besonders zur Installation paralleler Komponenten, die eine große Entfernung zu den Einspeisungen aufweisen und an denen aufgrund von lokalem Blindleistungsmangel Probleme im Bereich der Spannungshaltung bestehen.

Während die Blindleistungsbereitstellung ein lokales Problem darstellt, wird von der Wirkleistungssteuerung das gesamte EÜS beeinflusst. Bei einem ausgeglichenem R/X-Verhältnis eignet sich besonders die Verbundleitungen L2 und L4 zur Installation einer seriellen Komponente, da hier über leistungsflußsteuernde Maßnahmen Kreisflüsse reduziert werden können.

Ein unausgeglichenes R/X-Verhältnis führt zu einer unausgeglichene Leitungsbelastung. Die quadratisch mit der Belastung steigenden Netzverluste können hier durch die Installation und den Betrieb einer seriellen Komponente in L4 reduziert werden. Leitung L3 eignet sich in beiden Fällen nur sehr wenig als Einsatzort einer seriellen Komponente, da von hier nur mittelbar auf die Leistungsflußverteilung der restlichen Leitungen Einfluß genommen werden kann. Zusätzlich kann durch Verknüpfung der knotenorientierten und zweigorientierten Einsatzortbewertungen die Einsatzortbestimmung von parallel-seriellen Komponenten durchgeführt werden. Aus der hier betrachteten Verbundsituation folgen für dieses Betriebsmittel geeignete Einsatzorte in den Leitungen L2 und L4.

Die vorliegende Einsatzortbeschreibung erlaubt durch Anwendung eines multikriteriellen Entscheidungsverfahrens die gekoppelte Betrachtung unterschiedlicher Einsatzortkriterien. Die Berücksichtigung von Variationsrechnungen führt zu einer integralen Bewertung unterschiedlicher Betriebszustände. Im Gegensatz zu Sensitivitätsanalysen, in denen ein Betriebszustand betrachtet wird, ermöglicht das hier vorgestellte Verfahren eine geschlossene Berücksichtigung mehrerer hypothetischer Betriebszustände, die einen Netzbetrieb über mehrere Jahre hin approximieren.

D. Westermann

Diese Forschungsarbeit wird in enger Kooperation mit dem ZEDO durchgeführt.

#### 4.2.2 Koordinierter Betrieb innovativer Betriebsmittel

Eine Integration innovativer Betriebsmittel (IB) in die Netzbetriebsführung wirkt sich, wie anhand verschiedener Verbundsituationen gezeigt werden kann, nicht immer positiv auf das Systemverhalten aus. Die elektrische Wirkung von IB bedingt bei seriellen Komponenten eine Vergrößerung des elektrischen Abstandes zwischen den Anschlußpunkten. In Abhängigkeit vom Einbauort folgt hieraus eine ungünstige Beeinflussung der Systemdämpfung und der transienten Stabilität. Diese Problemstellung kommt vorwiegend in Netzen mit longitudinaler Struktur zum tragen, da in vermaschten Strukturen durch die große Anzahl parallel geschalteter Übertragungspfade diese Wirkung weniger stark ausgeprägt ist. Ein wesentlich größeres und für alle Netzstrukturen relevantes Problem ist die Bestimmung des Betriebszustandes nach Abschluß der durch einen Betriebsmittelausfall angeregten transienten Phase. Ist durch diesen Ausfall die Regelungsaufgabe der IB überbestimmt und arbeiten aus diesem Grund mehrere IB gegeneinander, wird ein stabiler Arbeitspunkt erst dann wieder erreicht, wenn durch Stellgrößenbegrenzungen ein oder mehrere IB sich nicht mehr an der Regelung beteiligen können.

Der nach Abschluß der transienten Phase eingenommene Betriebszustand hängt neben der momentanen Lastsituation und Topologie auch von Stellgrößenreserven und Sollwertvorgaben der Betriebsmittelregelungen ab. Aus diesem Grund verlieren die heute eingesetzten stationären Verfahren zur Netzsicherheitsbewertung an Gültigkeit, da die genannten Einflußgrößen eine Netzsicherheitsbewertung unter Berücksichtigung der dynamischen Eigenschaften des EÜS unbedingt erforderlich machen.

Eine sowohl für stark als auch für schwach gekoppelte Verbundsysteme existierende Problemstellung ist die dynamische Entkopplung von Verbundpartnern durch schnelle Leistungsflußregelungen in den Verbundleitungen. Verbundleitungen, in denen IB zur schnellen Leistungsflußsteuerung installiert sind, können aufgrund der schnellen Arbeitspunktregelung nicht für die Übertragung von Regelleistung eingesetzt werden, was bei ungünstigen Lastsituationen zu Betriebsmittelüberlastungen führen kann. Die als Vorteil beim Einsatz von IB gesehene Möglichkeit, Leistungstransporte über vordefinierte Pfade zu gewährleisten, erweist sich vor diesem Hintergrund als Nachteil. Darüber hinaus führt die Installation von mehreren IB zur schnellen Leistungsflußsteuerung allgemein in vermaschten Systemen aus den gleichen Gründen zu einer Reduzierung der Übertragungskapazität für Regelleistung. Daher reichen die von den Verbundgesellschaften vorgegebenen Anforderungen hinsichtlich der Vorhaltung von Regelleistung nicht mehr aus sondern müssen unter verstärkte Berücksichtigung von Übertragungskapazität für die Regelleistung ausgeweitet werden.

Aus den beschriebenen Problemstellungen folgt ein Koordinationsbedarf für die Regelungen von IB, der im wesentlichen das Kurz- und Mittelzeitverhalten betrifft. Darüber hinaus ist

unter Berücksichtigung des impedanzverändernden Verhaltens von IB die Selektivität und Zuverlässigkeit der installierten Schutzgeräte zu garantieren. Ein großer Teil der im Transportnetz von EÜS installierten Schutzgeräte arbeiten nach dem Prinzip des Distanzschutzes. Da die Wirkungsweise des Distanzschutzes auf der am Einbauort durchgeführten Impedanzmessung des zu schützenden Betriebsmittels beruht, besteht hier eine große Beeinflussung mit schnell arbeitenden, impedanzverändernden Betriebsmitteln, wie längskompensierende und schrägregelnde IB.

Da aus kommunikationstechnischen Gründen eine zentrale on-line Koordination nicht möglich ist, kann ein über präventive Maßnahmen erreichbarer koordinierter Betrieb im Kurz- und Mittelzeitbereich nur über dezentrale Regelungseinrichtungen sichergestellt werden. Dabei ist zu berücksichtigen, daß zur Regelung von IB ausschließlich lokal meßbare Größen in geeigneter Zeit und Zuverlässigkeit zur Verfügung stehen. Aufgrund dieser technischen Randbedingungen erfordert eine dezentrale Betriebsmittelregelung eine ereignisorientiert arbeitende Komponente, durch die nach Erkennung eines Ereignisses geeignete Veränderungen in der Parametrierung und Struktur der IB Regelungen durchgeführt werden.

Von großer Bedeutung für die Koordination der IB ist die Systemoptimierung, durch die optimale Stellgrößen ermittelt werden. Die in Steuersequenzen aufgeteilte Betriebsaufgabe wird nach einer Analyse der Durchführbarkeit und Optimierung unter Berücksichtigung geplanter Betriebsmittelabschaltungen sowie Lastprognosen an die Betriebsmittelregelungen delegiert, die für die Umsetzung und die Überwachung verantwortlich sind. Grundsätzlich besteht die Koordinierungsfunktion, den Handlungsbedarf bei kritischen Ereignissen zu erkennen. Daraus müssen einerseits Regelungsstrategien zur Beherrschung dieser Betriebsituationen und andererseits Schemata, anhand derer ein Ereignis erkannt werden kann, bestimmt werden.

Aus der Kombination dieser beiden Teilaufgaben ergeben sich Ereignis-Reaktions-Muster, die an die autonomen Komponenten der Einzelleitebene weitergeleitet werden. Die Umsetzung dieses Vorgangs erfolgt durch eine wissensbasierte Bewertung des Systemzustandes, von der ausgehend die Generierung von Ereignis-Reaktions-Mustern vorgenommen wird, so daß ein suboptimaler aber vor allem sicherer Netzbetrieb auch nach Auftreten kritischer Ereignisse gewährleistet bleibt.

Grundlage für die Komponentensynthese sind auf Basis der linearen Systemtheorie entworfene Regler. Dabei besteht der Vorteil zum einen in der Verfügbarkeit zahlreicher, mathematisch gut handhabbarer Methoden und zum anderen in der verhältnismäßig problemlosen Realisierbarkeit linearer Reglerfunktionale. Bei der Parametrierung ist allerdings zu berücksichtigen,

daß ausschließlich lokale Meßgrößen zur Verfügung stehen. Daraus ergeben sich zwei hauptsächliche Ausführungsmerkmale:

- Berücksichtigung von heuristischen Informationen, um Koordinationsmaßnahmen strukturiert in Form von Ereignis-Reaktions-Mustern formulieren zu können,
- Berücksichtigung von unscharfen Aussagen, um auch bei nur teilweise erkennbaren betrieblichen Ereignissen angepaßt zu reagieren.

Zur Realisierung bietet sich eine wissensbasierte Komponente auf Basis der Fuzzy-Set-Theorie an. Unter Anwendung wissensbasierter Verfahren in den Betriebsmittelregelungen können für einen großen Betriebsbereich Eigenwertkonfigurationen, die ein stabiles Systemverhalten repräsentieren, erzielt werden. Die Adaption der Reglerparameter gegenüber einer betriebszustandsabhängigen Umschaltung der Reglerstruktur bietet den Vorteil, daß harte Umschaltunkte entfallen und somit ein gleitender Übergang erfolgen kann. Eine zur Adaption eingesetzte Fuzzy-Supervisionskomponente, ermöglicht diese kontinuierliche Zustandsadaption unter Berücksichtigung von heuristischer Informationen.

Im Rahmen der Voreinstellung der Reglerparameter müssen Parametersätze für mehrere Arbeitspunkte bestimmt werden, die als Stützstellengitter für die spätere Adaption anwendbar sind. Aufbauend auf der Kenntnis der relevanten Eingangsgrößen und der zugehörigen Ausgangsgrößen wird für jedes Betriebsmittel die Struktur der Regelbasis eines Fuzzy-Supervisors erstellt. Die erforderlichen Fuzzy-Sets ergeben sich aus der Verfügbarkeit der Meßgrößen, die ein Ereignis charakterisieren. Somit stellt der Fuzzy-Supervisor einen nichtlinearen, wissensbasierten Beobachter dar, der der Regelung zusätzliche arbeitspunktspezifische Zustandsgrößen liefert, um eine verbesserte Abstimmung des Reglers auf den Betriebszustand zu gewährleisten (Bild 4.22).

Ausgehend von kritischen Betriebssituationen, die auf ein unabgestimmtes Betriebsverhalten der IB zurückzuführen sind, wird das Verfahren zu deren Erkennung festgelegt. Danach erfolgt die Parametrierung der Regler bzw. die Aufgabenverteilung an die Regler für den betreffenden Betriebszustand in Form von Ereignis-Reaktions-Mustern. Die Festlegung von Ereignis-Reaktions-Mustern bedingt eine Analyse von Szenarien, auf einen gestörten Netzbetrieb hindeutenden .

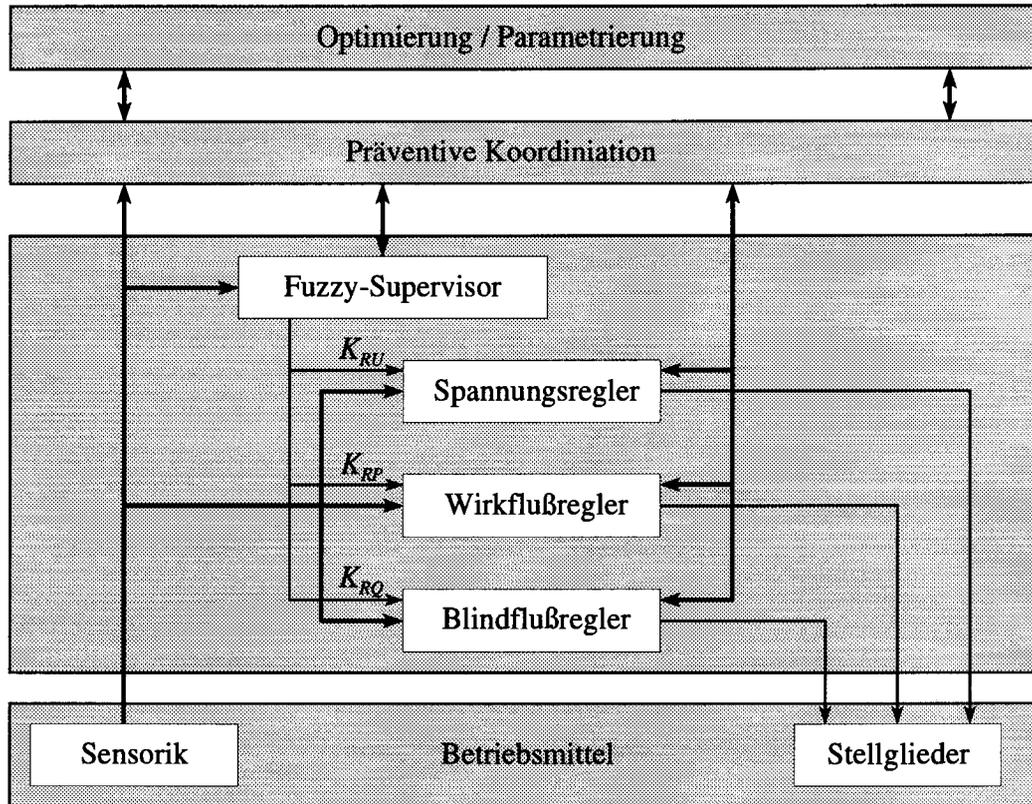


Bild 4.22: Regelungssystem mit Fuzzy-Supervision

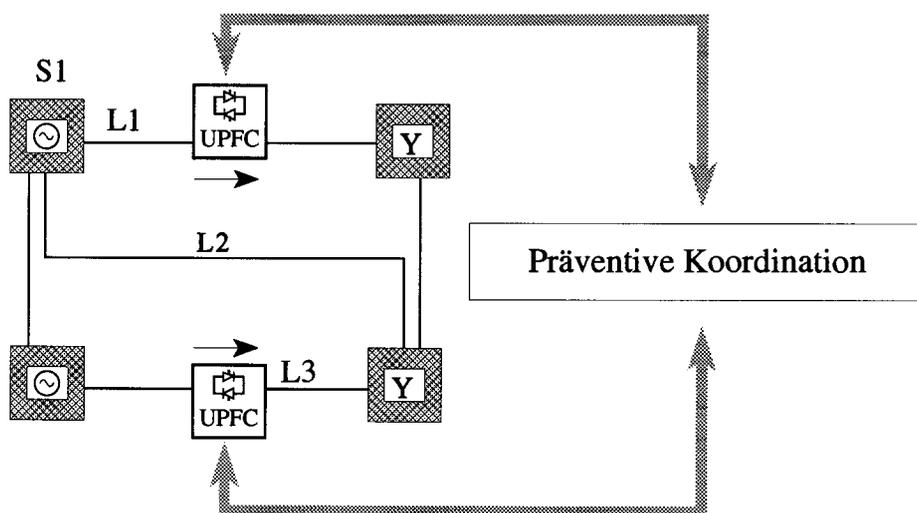
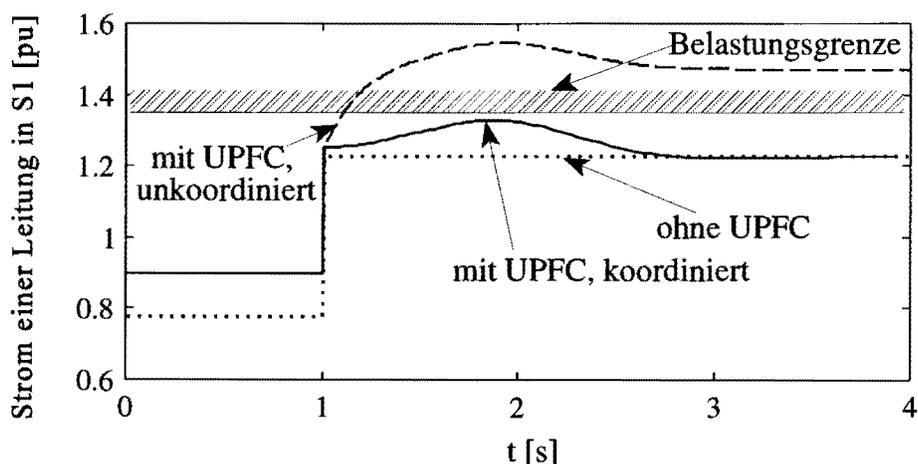


Bild 4.23: Koordinierte Regelung

In Bild 4.23 ist die Anwendung dieser Struktur auf eine Verbundsituation dargestellt. In diesem Szenarium arbeiten zwei als universale Lastflußregler (UPFC) ausgeführte IB zur Gewährleistung von Energielieferungen zwischen den Verbundpartnern. Die präventiven Koordinationsmaßnahmen werden in Form von Ereignis-Reaktionsmechanismen geplant, um das Systemverhalten der Betriebsmittelregelung im gestörten Netzbetrieb zu bestimmen. Durch die gezielte Deaktivierung von Reglerfunktionen an einem der beiden UPFC kann ein vordefinierbarer Betriebszustand nach Ausfall von Verbundleitungen erreicht werden.

Neben dieser Beschränkung der Reglerfunktion, die dezentral durch geeignete Einstellungen der Reglerparameter umgesetzt wird, erweist sich die Planung von neuen Sollwerten im gestörten Netzbetrieb als wirkungsvolle Maßnahme der präventiven Koordination. Diese Maßnahme erfordert zum Beispiel der Ausfall von Leitung L3, da in diesem Fall der unkoordinierte Betrieb zu einer Betriebsmittelüberlastung in dem System S1 führt (Bild 4.24).



**Bild 4.24:** Abwendung einer Betriebsmittelüberlastung

Die Berechnung der veränderten Stellgrößen und Sollwerte erfolgt mittels konventioneller Verfahren der Netzberechnung. Dabei gilt es, die Sollwerte so einzustellen, daß eine Überlastung anderer Leitungen ausgeschlossen wird.

D. Westermann

Diese Forschungsarbeit wird in enger Kooperation mit dem ZEDO durchgeführt.

### 4.2.3 Einsatz einer Komponentenbibliothek für dynamische Untersuchungen spannungsstabilisierender Maßnahmen

Zur Analyse von leistungsflußsteuernden und spannungsstabilisierenden Maßnahmen, die in Verbindung mit dem Einsatz von Energiespeichern, z.B. supraleitenden magnetischen Energiespeichern (SMES), und schnell regelbaren innovativen Betriebsmitteln stehen, ist eine dynamische Simulationsumgebung erforderlich, die Untersuchungen sowohl im Kurz-, Mittel- als auch Langzeitbereich für unterschiedliche Speicher- und Regelungsaufgaben erlaubt. Zur inhaltlichen und örtlichen Auswahl von Abhilfemaßnahmen werden Eigenwertanalysen, basierend auf einer dynamischen Systembeschreibung, benötigt. Als Basis sind Verfahren zur Lastflußberechnung erforderlich, die den Anforderungen flexibel anzupassen sind. Auf der Basis von MATLAB/SIMULINK ist eine Modellbibliothek entstanden, die die dynamische Modellierung von Komponenten von Energieversorgungssystemen zur Verfügung stellt. Berücksichtigt wurden hier neben Standardmodellen spezielle Lastmodelle und automatisch stufbare Transformatoren zur Untersuchung der Spannungsstabilität, sowie die Modellierung von SMES, als auch (siehe Kap. 4.2.1 und 4.2.2) statische Synchronkompensatoren (ASC, STATCON) und allgemeine Lastflußregler (UPFC). Einen Überblick über die Struktur der

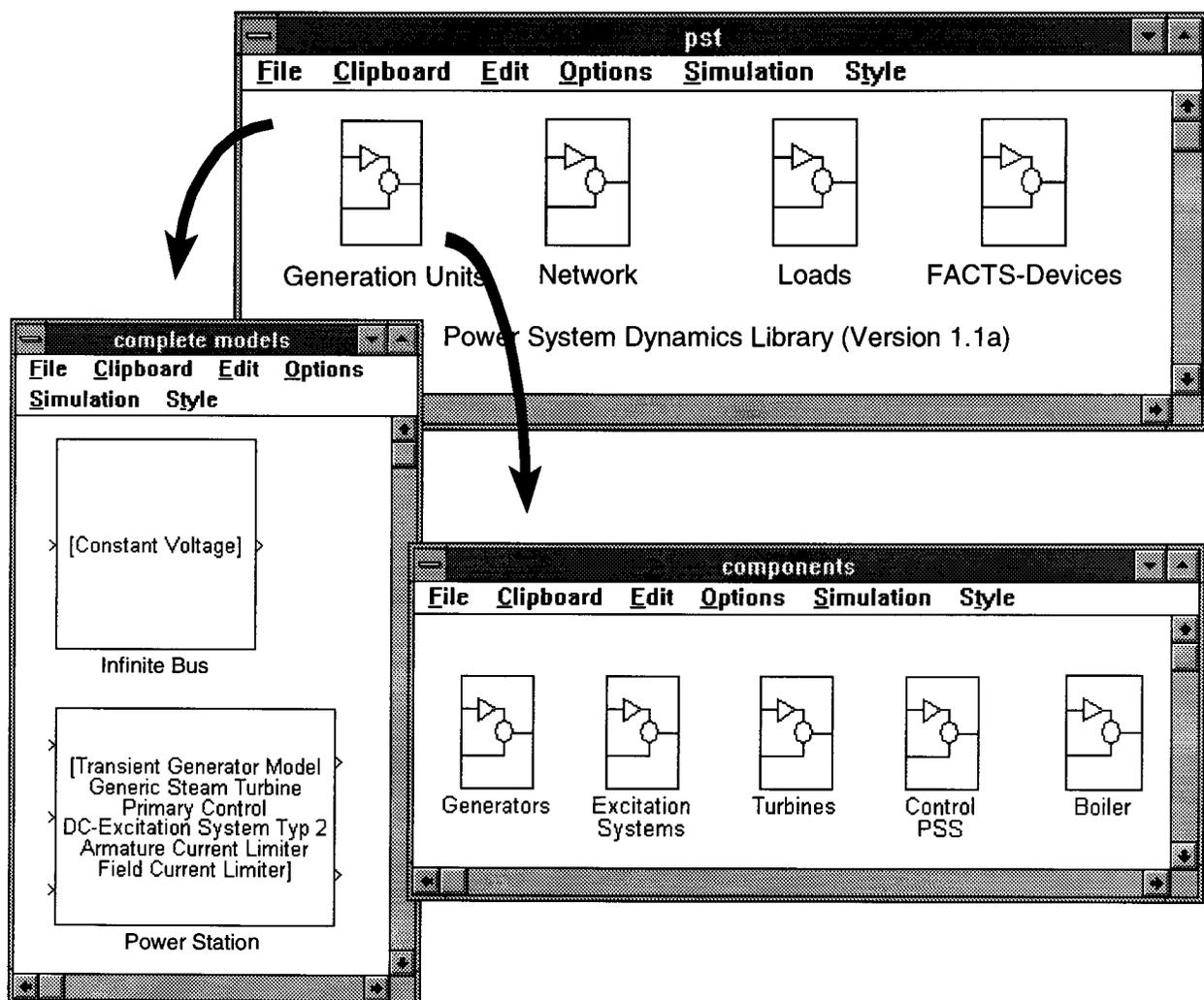


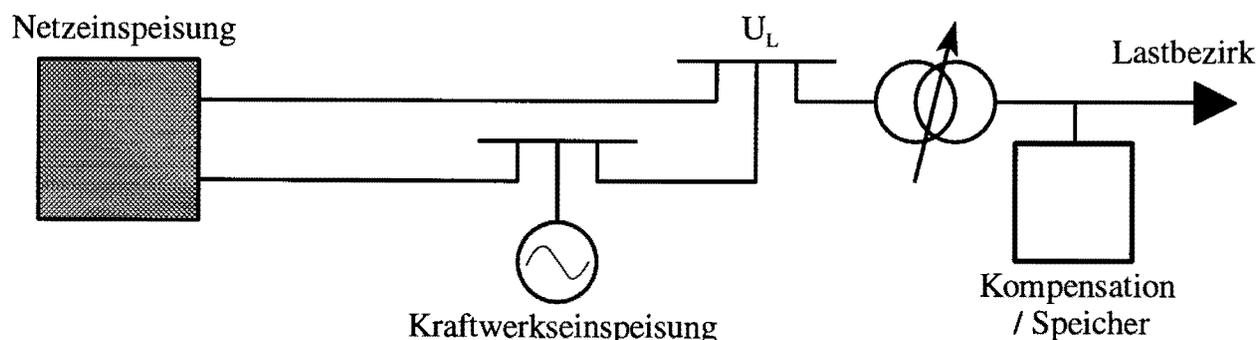
Bild 4.25: Modellbibliothek zur dynamischen Simulation von Energieversorgungssystemen

Bibliothek gibt das Bild 4.25. Aus einzelnen Modellkomponenten kann z.B. ein Kraftwerksblock definiert werden, der mit Übertragungs- und Lastelementen zu einer Systemnachbildung strukturiert werden kann.

Darüber hinaus erfordern Untersuchungen im Zusammenhang mit dem Einfluß von schnell regelbaren Betriebsmitteln zum anpassungsfähigen Betrieb von elektrischen Energieversorgungssystemen die Modellierung komplexer Topologien. Diese Anforderung wird durch eine eigens für diese Anwendung im Rahmen des Forschungsprojektes der Integration innovativer Betriebsmittel in die Netzbetriebsführung erstellten Komponentensynthese erreicht, durch die vorhandene Modelle über eine hierarchisch aufgebaute Beschreibungssprache verknüpft werden. Dadurch entsteht neben den zahlreichen Analyse und Synthesefunktionen, die MATLAB/SIMULINK zur Verfügung stellt, auch die Möglichkeit auf einfache Weise Parameterstudien bezüglich der eingesetzten Regelungssysteme und dynamische Netzsicherheitsbewertungen durchzuführen. Rechenzeitintensive Variationsrechnung können darüber hinaus über eine geeignete Ablaufsteuerung automatisiert durchgeführt werden. Verwiesen wird hier auf die Berichte 4.2.1 und 4.2.2.

Algorithmen und Hilfsmittel zur Bestimmung der Spannungsstabilität und zum Auffinden spannungsstabiler Arbeitspunkte sind ebenfalls implementiert. Das Gesamtpaket aus statischen und dynamischen Komponenten wurde Power System Toolbox (PST) genannt. Die Zielsetzung bei der Realisierung bestand in einer möglichst flexiblen Einsetzbarkeit und Erweiterbarkeit, so daß sich eine vielfältige Nutzung bei geringer Einarbeitungszeit ergibt.

Die Mechanismen, die zu spannungsinstabilen Systemzuständen führen, sind hauptsächlich durch das dynamische Lastverhalten, die Begrenzung von Blindleistungseinspeisungen und die Stufung von Transformatoren bestimmt. Zur Klärung der Einflüsse, sollen die folgenden Simulationsszenarien dienen. Das Bild 4.26 zeigt eine Übertragungssituation bei der eine dynamisch modellierter Lastschwerpunkt einer unterlagerten Spannungsebene über ausgedehnte Freileitungen aus einem Kraftwerk und einer weit entfernten starren Netzeinspeisung gespeist wird.



**Bild 4.26:** Versorgungssituation eines Lastbezirkes

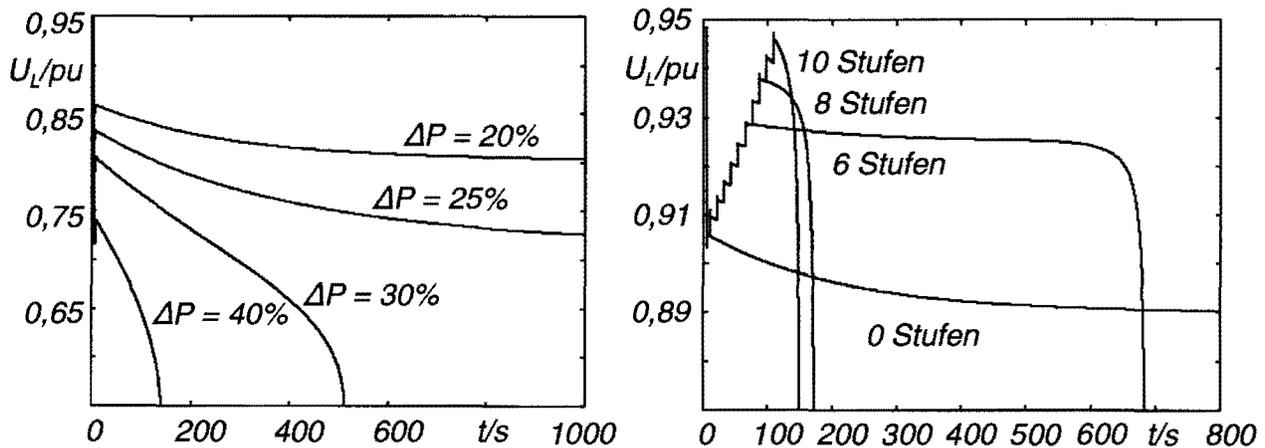
Die Last ist nach Hill und Karlsson folgendermaßen modelliert, wobei die Blindleistung identisch darstellbar ist:

$$T_p \dot{P}_d + P_d = P_s(U) + k_p(U) \dot{U}$$

$$\text{mit } k_p(U) = T_p \dot{P}_t$$

$$\text{und } P_s(U) = P_0 \left[ \frac{U}{U_0} \right]^{\alpha_s}, \quad P_t(U) = P_0 \left[ \frac{U}{U_0} \right]^{\alpha_t}$$

Im folgenden werden Erhöhungen der Lastanforderung und Einflüsse von Transformatorstufungen untersucht. Wie in der linken Hälfte des Bildes 4.27 dargestellt, bricht nach einem Lastsprung die Spannung ein. Bei geringem Sprung strebt sie einem stationären Endwert zu. Aufgrund des dynamischen Lastverhaltens kommt es bei einem ausreichend hohen Sprung zu einem verzögerten Ablauf, der letztendlich zum Spannungskollaps führt. Im Zeitbereich direkt nach dem Sprung ist allein anhand des Spannungsbetrages nicht zu entscheiden, ob das System stabil bleibt.



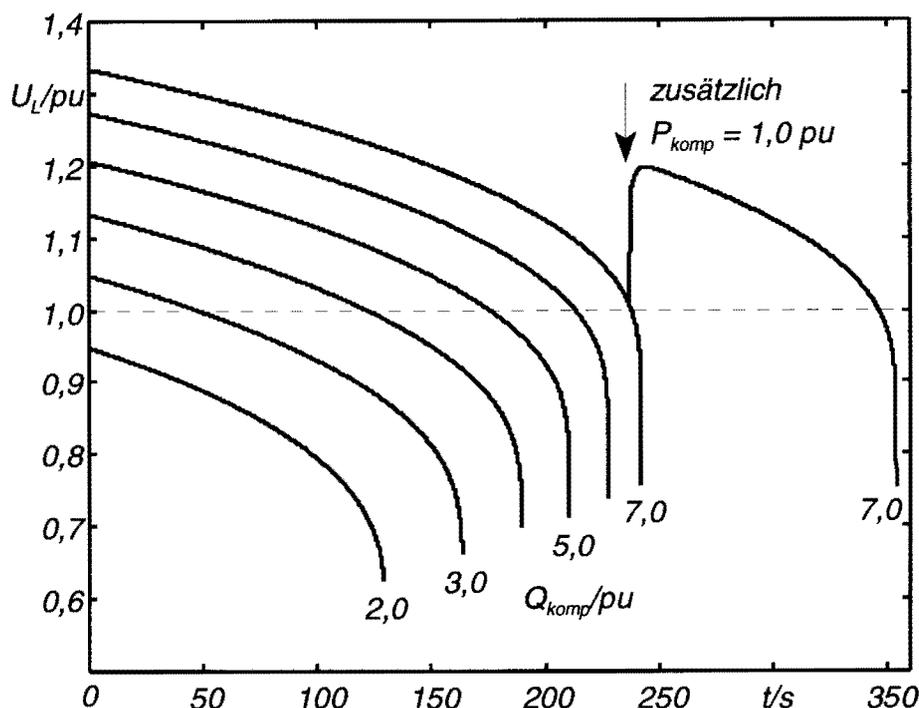
**Bild 4.27:** Verläufe der Lastspannung

a) nach Lastsprüngen

b) nach Lastsprung  $\Delta P=10\%$  bei variierender Anzahl an Transformatorstufungen

Den Einflußmechanismus der Transformatorstufungen zeigt die rechte Bildhälfte. Durch die Wiederherstellung der Spannung mittels der Stufung erhöht sich aufgrund der Spannungsabhängigkeit der Last die Leistungsanforderung. Diese Wechselwirkung kann spannungsinstabile Zustände forcieren, so daß der Ablauf eines Spannungskollapses beschleunigt wird. Bei starker Systemauslastung wirkt eine Blockierung der Transformatorstufung bei allerdings niedrigem Spannungsniveau stabilisierend.

Da spannungsunstabile Zustände nur bei hoher Leistungsübertragung auftreten und eine Blindleistungskompensation notwendig ist, die als erweiterte Funktionalität eines leistungselektronisch angekoppelten Speichers zur Verfügung steht, wird deren Einfluß untersucht. Das Bild 4.28 zeigt Spannungsverläufe am Lastknoten für eine steigende Blindleistungseinspeisung. Von  $t = 0$  - 350 s erfolgt eine stetige Lasterhöhung von 100 auf 200 %. Aufgrund des Überschreitens der Stabilitätsgrenze und der weiteren Lasterhöhung erfolgt in Abhängigkeit der Blindleistungseinspeisung ein Spannungskollaps.

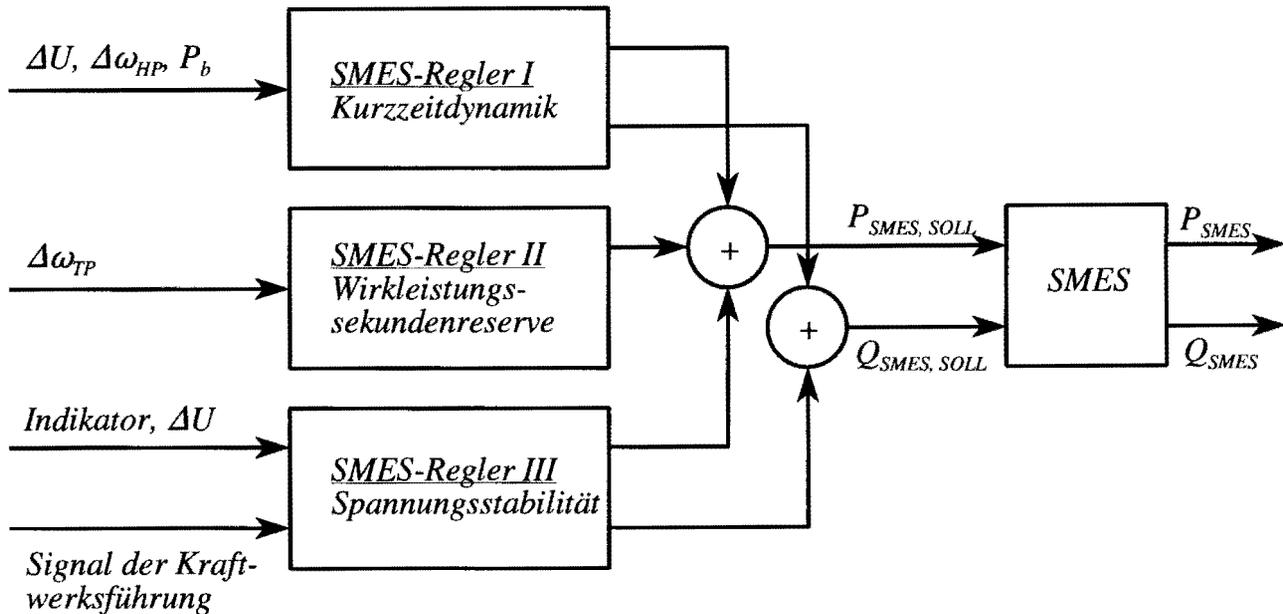


**Bild 4.28:** Spannungsverlauf am Lastknoten für steigende Blindleistungskompensation und zusätzliche Wirkleistungseinspeisung

Bei einer Blindleistungseinspeisung größer als 7,0 pu liegt der Kollapszeitpunkt bereits über der Nennspannung von 1,0 pu, so daß eine weitere Kompensation nicht mehr möglich ist. Eine exemplarische zusätzliche Wirkleistungseinspeisung von 1,0 pu seitens eines Speichers kann hier jedoch bei weiter steigender Lastanforderung die Spannungsstabilität für eine gewisse Zeit gewährleisten. Der Systemarbeitspunkt wird für eine begrenzte Zeit verschoben. Je nach Dimensionierung des Speichers kann der Handlungsspielraum für Abhilfemaßnahmen vergrößert werden oder es können Zeitbereiche überbrückt werden, bis kritische Situationen, z.B. außergewöhnliche Leistungsspitzen, im System abgeklungen sind.

Mittels einer speziell auf Spannungsstabilität ausgelegten Speicherregelung ist der Wirk- und Blindleistungseinsatz gezielt zu steuern, so daß das Spannungsband eingehalten wird und spannungsstabilisierende Maßnahmen koordiniert eingeleitet werden können. Die Speicherregelung ist als weitere Aufgabe neben Maßnahmen zur Verbesserung der Kurzzeiddynamik und der Bereitstellung von Wirkleistungssekundenreserve auszuführen, so daß eine Maximie-

zung des Speichernutzens gegeben ist. Das Bild 4.29 zeigt die einzelnen Teilregler, die in unterschiedlichen Zeitbereichen aktiv sind. Das Signal der Kraftwerksführung kann den Speicher ereignisorientiert für spannungsstabilisierende Maßnahmen seitens der Betriebsführung nutzen.



**Bild 4.29:** Ereignisorientiertes SMES-Regelkonzept unter Berücksichtigung der Spannungsstabilität

Christian Rehtanz

EV 9630, EV 9661, EV 9662

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

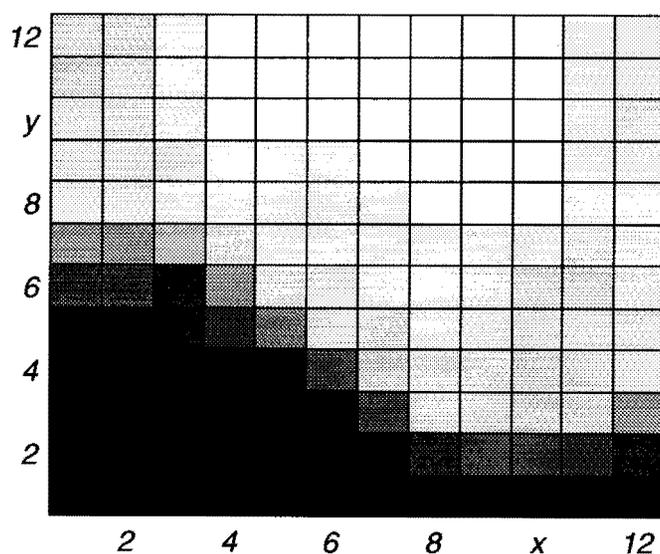
#### 4.2.4 Bestimmung der Spannungsstabilität mittels Kohonen-Karte

Der minimale singuläre Wert der Lastflußjacobimatrix und ein Lasterhöhungsindikator, der durch die Lasterhöhung zwischen einem Grundlastzustand und der Stabilitätsgrenze des Systems definiert ist, geben die Möglichkeit zur Bestimmung der Spannungsstabilität. Für beide Indikatoren ist jedoch ein hoher Rechenaufwand erforderlich. Für die Anwendbarkeit als Eingangsgröße für Verfahren zur Stabilitätsverbesserung ist es unerlässlich, daß die Indikatoren mit ausreichender Genauigkeit bei geringer Rechenzeit zur Verfügung stehen. Die Bereitstellung dieser Indikatoren mittels künstlicher neuronaler Netze (ANN = Artificial Neural Network) bietet hier einen Ansatz.

Eine mögliche Art von ANN sind Mehrschicht-Perzeptron-Netze, die auf vorgegebene Ausgangswerte hin trainiert werden und somit eine Realisierung der Indikatorfunktion durch eine Abbildung der Zuordnung zwischen Indikator und Eingangsdaten bieten. Hierbei sind insbesondere Nichtlinearitäten wie Blindleistungsgrenzen für den Trainingserfolg und somit die Indikatorberechnung von entscheidender Bedeutung. Die Anwendbarkeit konnte bereits im Vorjahr gezeigt werden und wurde an dieser Stelle vorgestellt. Eine andere Art von ANN sind selbstorganisierende neuronale Netze nach Kohonen, die sogenannten Kohonenkarten, die eine geordnete Abbildung der hochdimensionalen stetigen Eingangsdaten auf einen diskreten mehrdimensionalen Ausgangsraum erzeugen. Bei geeigneten Eingangsdatensätzen bilden sich im Ausgangsraum Gebiete mit bestimmten Eigenschaften, wie zum Beispiel hoher und niedriger Spannungsstabilität.

Als Eingangsdaten der selbstorganisierenden Kohonenkarte sind diejenigen Informationen auszuwählen, die für die gewünschte Aussage relevant sind. Einen Einfluß auf die Spannungsstabilität haben insbesondere ausgewählte Knotenspannungen, Lastleistungen, Blindleistungsreserven der Generatoren und Kompensationseinrichtungen, sowie aktuelle Transformatorstufungen. Welche dieser Daten den größten Einfluß besitzen und welche redundant oder nicht entscheidend sind, ist im einzelnen zu untersuchen. Es ist jedoch festzuhalten, daß beispielsweise nicht alle Knotenspannungen benötigt werden, so daß eine praktische Anwendung auf der Basis begrenzter Informationen möglich ist.

Für ein Testnetz mit elf Knoten bei drei Einspeiseknoten, welches aufgrund großer Entfernungen zwischen Erzeugern und Lasten für Spannungsstabilitätsuntersuchungen geeignet ist, ist im Bild 4.30 die zweidimensionale Ebene der Ausgangsneuronen einer Kohonenkarte dargestellt. Als Trainingsdaten wurden 5000 Datensätze mit variierenden Lastanforderungen von Schwach- bis Starklast unter Berücksichtigung der Lastvariation untereinander herangezogen.



**Bild 4.30:** Kohonenkarte zur Berechnung und Visualisierung eines Spannungsstabilitätsindicators

Die hellen Gebiete sind spannungsstabil. Mit Übergang zu den dunklen Gebieten gehen die Generatoren in Blindleistungsbegrenzung und es werden vermehrt Transformatorstufungen notwendig. Im Kern des dunklen Bereiches besteht nur noch eine geringe Stabilitätsreserve. Durch die Zuordnung von aktuellen Betriebszuständen zu bestimmten Punkten der Kohonenkarte ist die aktuelle Stabilität schnell zu überblicken. Die Darstellung von Arbeitspunktverläufen sind ebenfalls denkbar. Mittels der Kohonenkarte steht somit ein Hilfsmittel zur schnellen Berechnung der Spannungsstabilität als auch zu deren Visualisierung zur Verfügung.

Christian Rehtanz

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

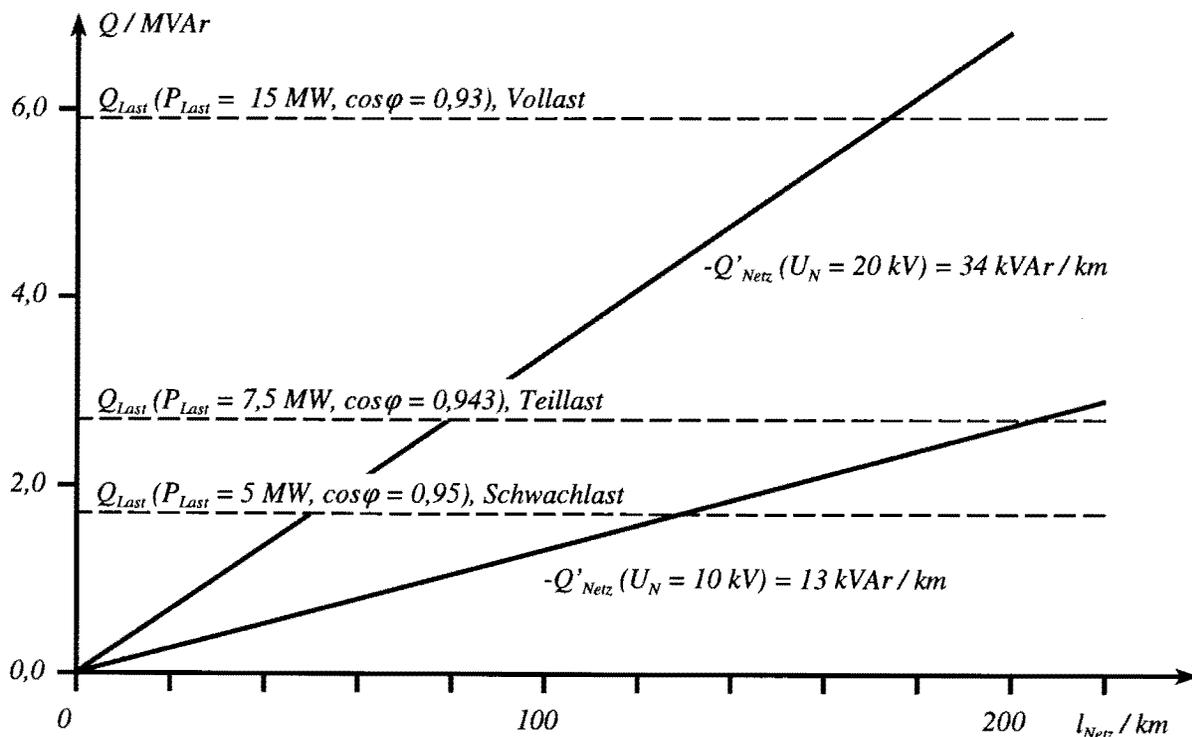
#### 4.2.5 Integrierte Wirk- und Blindleistungsmodellierung

In den letzten Jahren gibt es verstärkte Bestrebungen zur Automatisierung der Mittelspannungsebene der elektrischen Verteilungsnetze. Gleichzeitig werden auch in Regionen geringer Lastdichte Mittelspannungsfreileitungen durch wartungsärmere Kabel ersetzt. In Ballungsgebieten werden zunehmend Hochspannungskabel in die Verteilungsnetze integriert. Beide Maßnahmen führen dazu, daß sich diese Netze kapazitiv verhalten und Blindleistung in die jeweiligen Netzbezirke einspeisen.

Die zunehmende Netzautomatisierung erhöht die Anzahl der in der Netzleitzentrale verfügbaren Informationen, ohne jedoch eine vollständige Erfassung insbesondere der Lasten im Mittelspannungsnetz zu erreichen. Zur vollständigen Abbildung des Verteilungsnetzes ist die Modellierung der unbekanntenen Lasten in einem 15-, 30- oder 60-minütigen Zeitraster und eine Ausgleichsrechnung notwendig. Die Anzahl der zu betrachtenden Einzellasten hängt von der Prognosegenauigkeit und den zur Verfügung stehenden Messungen ab.

Die Blindleistung im Verteilungsnetz setzt sich aus dem Last- und dem Netzanteil zusammen. Der Lastanteil der Blindleistung wird durch die im Netz verteilten Sondervertragskunden (SVK) bestimmt, während die Tarifkunden ihre Energie mit einem Leistungsfaktor von nahezu eins beziehen. Durch die ungleichförmige räumliche Verteilung der verschiedenen Gewerbe- und Haushaltskunden kommt es zu keiner gleichmäßigen Überlagerung der induktiven Blindleistung mit einem einheitlichen Leistungsfaktor für alle Stationen und Abgänge. Für eine vollständige Modellierung der Last nach Wirk- und Blindleistung ist es daher notwendig, adäquate Blindleistungsmodelle zu den verwendeten Wirkleistungsmodellen zu bestimmen.

Der wachsende Kabelanteil in den Verteilungsnetzen stellt für die EVU die Aufgabe, den steigenden Netzanteil der Blindleistung zu kompensieren. In Bild 4.31 ist für ein 10- und 20-kV-Netz die belastungsunabhängige Blindleistung der Kabel und die von den Verbrauchern aufgenommene Blindleistung für verschiedene Lastsituationen abhängig von der Ausdehnung des Kabelnetzes dargestellt. Für die Teil- und Schwachlastzeiten stehen sich bezüglich der Blindleistungskompensation auf Kunden- und EVU-Seite widersprüchliche Aufgaben gegenüber. Während die SVK durch ihre Bezugsverträge gehalten sind, zusätzliche kapazitive Blindleistung ins Netz einzuspeisen, versuchen die EVU überschüssige kapazitive Blindleistung zu kompensieren. Zudem führen die von Seiten der EVU unkontrollierten und unkoordinierten Kompensationsanlagen insbesondere in den Schwachlastzeiten häufig zu Nettoeinspeisungen kapazitiver Blindleistung durch die SVK. Die Minimierung des Gesamtaufwandes zur Blindleistungskompensation benötigt daher neben exakteren Kenntnissen des Blindleistungsverhaltens der verschiedenen SVK auch die Koordination der verschiedenen dezentralen Kompensationsanlagen.



**Bild 4.31:** Last- und Netzanteil der Blindleistung für verschiedene Belastungssituationen und Netzausdehnungen

Für die Planung und den Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme sind im Rahmen der hier betrachteten Fragestellungen quasistationäre Lastmodelle ausreichend. Diese Lastmodelle

beschreiben das Verhalten der elektrischen Lasten im Mittel- und Langzeitbereich. Der Einfluß des Spannungseffektivwertes kann über Korrekturterme abgeschätzt werden.

Die Wirkleistung einer Station oder eines Abgangs läßt sich als gewichtete Überlagerung typischer Lasten der verschiedenen versorgten Verbrauchergruppen darstellen. Eine solche Verbrauchergruppe ist eine Menge von Kunden mit einem gleichartigen elektrischen Lastverhalten. Solche Verbrauchergruppen können Haushalte, Speicherheizungen, Industriebetriebe verschiedener Branchen, Handel, Verwaltung usw. sein. Für jede Verbrauchergruppe ergeben die Lasten zu den verschiedenen Tageszeitpunkten eine typische Verbraucherkurve. Entsprechende Ansätze wurden in den vergangenen Jahren am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung entwickelt und sind bei verschiedenen EVU im Einsatz.

Der Lastanteil des Blindleistungsaufkommens im Verteilungsnetz wird durch die elektrischen Betriebsmittel der Kunden verursacht. Zu nennen sind insbesondere Asynchronmotoren, Stromrichterantriebe und Beleuchtungseinrichtungen, dezentrale Energieeinspeisungen sind von ständig zunehmender Bedeutung. Die Bezugsverträge zwischen den EVU und den Kunden sehen die Verpflichtung der Kunden vor, ihre Blindleistung auf einen Leistungsfaktor zwischen 0,8 und 0,95 zu kompensieren. Die Erfassung der Blindleistung wird von den EVU durch integrale Messungen mittels Energiezählern vorgenommen. Die Bezugsverträge sehen eine Vergütung der Blindleistung durch die Kunden vor, wenn das Integral über die Hochtarifzeiten die Hälfte der in diesem Zeitraum bezogenen Arbeit übersteigt. Für die Niedertarifzeiten ist keine Vergütung vorgesehen. Durch das Fehlen jeglicher weiterer Meßeinrichtungen hat das EVU in den allermeisten Fällen keinerlei Kontrolle über das Blindleistungsverhalten der Kunden in diesem Zeitbereich.

Der optimale Betrieb einer Kompensationsanlage aus Sicht der Kunden ist durch eine geringe Schalthäufigkeit unter Einhaltung der Randbedingung für den Hochtarifzeitraum gegeben, da die Lebensdauer der verwendeten Anlagen durch ihre Schalthäufigkeit bestimmt wird. Der anzustrebende Leistungsfaktor ist dagegen von untergeordneter Bedeutung. Diese Zielvorgabe führt zu einer deutlichen Überkompensation in den Niedertarifzeiten durch nicht abgeschaltete Festkompensationsanlagen.

Die direkte Modellierung der Blindleistung äquivalent zur Modellierung der Wirkleistung ist nur begrenzt sinnvoll. Vorteilhafter ist aufgrund des kausalen Zusammenhangs eine Beschreibung in Abhängigkeit der aufgenommenen Wirkleistung. Das Verhältnis Blind- zu Wirkleistung  $\tan \varphi$  ermöglicht es, im Gegensatz zum gebräuchlicheren Leistungsfaktor  $\cos \varphi$ , das Vorzeichen der Blindleistung und damit den gleitenden Übergang zwischen kapazitivem und induktivem Lastverhalten abzubilden. Verbrauchergruppen mit einer unterschiedlichen Wirkleistungscharakteristik aber gleichartiger Zusammensetzung der elektrischen Verbraucher, wie

z.B. Industriebetriebe der gleichen Branche mit unterschiedlichem Schichtsystem, können für die Blindleistungsmodellierung zusammengefaßt werden.

Es stellt sich also die Aufgabe, den typischen Verbraucherkurven der Wirkleistung einen funktionalen Blind- / Wirkleistungszusammenhang zuzuordnen. Dabei können mehrere Verbraucherkurven der Wirkleistung auf dieselbe Funktion abgebildet werden. Diese Abbildung erlaubt dann, jeder typischen Verbraucherkurve der Wirkleistung eine Kurve der Blindleistung zuzuordnen.

Für kleine Arbeitspunktverschiebungen kann von einer linearen Abhängigkeit zwischen Blind- und Wirkleistung ausgegangen werden. Für die untersuchten SVK ist es möglich, die Blindleistung als abschnittsweise lineare Funktion der Wirkleistung zu beschreiben. Dabei hat sich gezeigt, daß zwei lineare Abschnitte ausreichend sind. Die verwendete Modellfunktion bildet das Blindleistungsverhalten auf vier Modellparameter ab.

$$\hat{Q}(P) = \begin{cases} Q_0 + q_0 P & \text{für } P \leq P_0 \\ (Q_0 + q_0 P_0) + q_1 (P - P_0) & \text{für } P > P_0 \end{cases} ; \quad q_1 \geq q_0$$

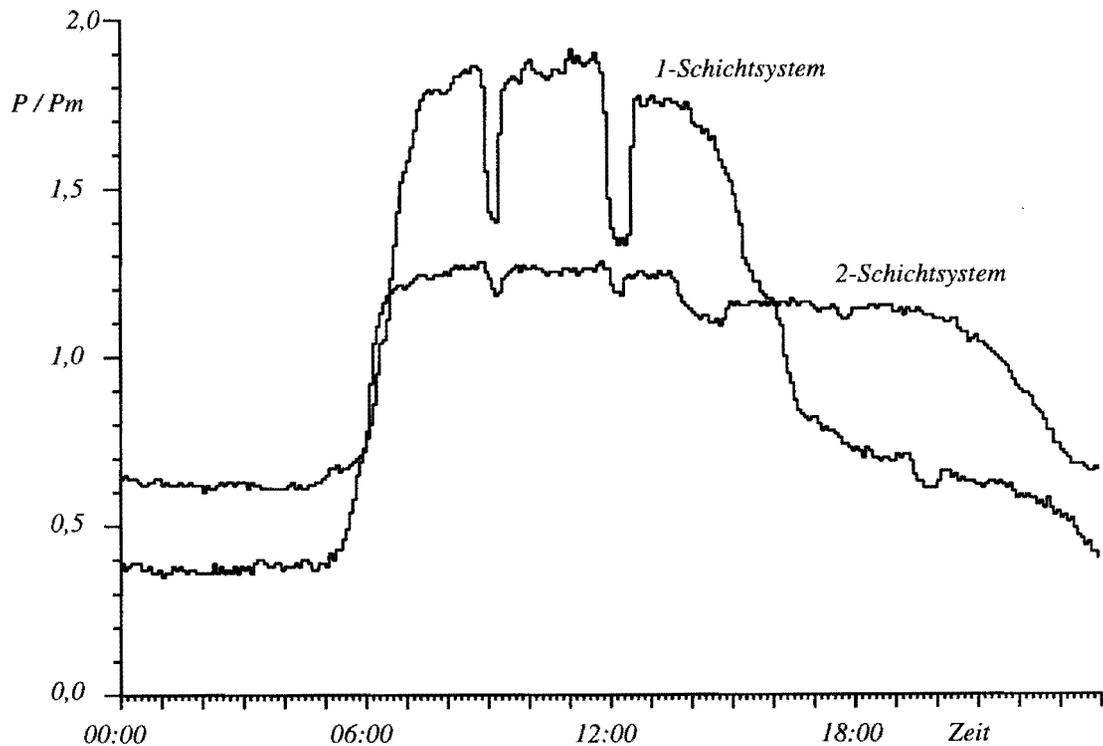
Da keiner der beiden linearen Abschnitte notwendigerweise durch den Nullpunkt der P-Q-Ebene läuft, ist weder der Leistungsfaktor  $\cos\varphi$  noch das Verhältnis von Blind- zu Wirkleistung  $\tan\varphi$  über die beiden Wirkleistungsintervalle konstant.

Die Estimation der vier Modellparameter kann als nichtlineares Optimierungsproblem formuliert und mittels verschiedener Verfahren gelöst werden. Als Zielfunktion wird die Modellgenauigkeit  $J$  gewählt, die als Wurzel der mittleren quadratischen Abweichung der estimierten von der gemessenen Größe definiert werden kann.

Zur Bestimmung der Modellparameter sind Meßdaten der Wirk- und Blindleistungsverläufe einzelner Kunden oder homogener Kundengruppen der verschiedenen Verbrauchergruppen notwendig. Diese Messungen können dezentral erfaßt werden. Neben den Aufzeichnungseinheiten sind mobile Meßwertumformer für Wirk- und Blindleistung erforderlich, da diese in Mittelspannungsstationen nicht vorhanden sind. Die Modellgenauigkeit hängt von den jeweiligen SVK und den gewählten Verbrauchergruppen ab.

Im Rahmen eines Forschungsprojektes wurde die Wirk- und Blindleistung verschiedener SVK aufgezeichnet. In Tabelle 4.1 sind die getrennt bestimmten Modellparameter von drei metallverarbeitenden Betrieben dargestellt. Die Betriebe 1 und 2 produzieren im Zwei-, der Betrieb 3 im Einschichtsystem und weisen ein extrem unterschiedliches Wirkleistungsprofil auf. Der auf die mittlere Wirkleistung  $P_m$  über dem betrachteten Zeitraum bezogene Verlauf an einem Werktag ist für die Betriebe 1 und 3 in Bild 4.32 dargestellt. Die Modellgenauigkeit  $J$  beträgt

7 bis 8 %. Der Wert für die Basisblindleistung  $Q_0$  ist nicht notwendigerweise null. Aufgrund der verbreiteten Festkompensationsanlagen kann er deutlich negative Werte annehmen.



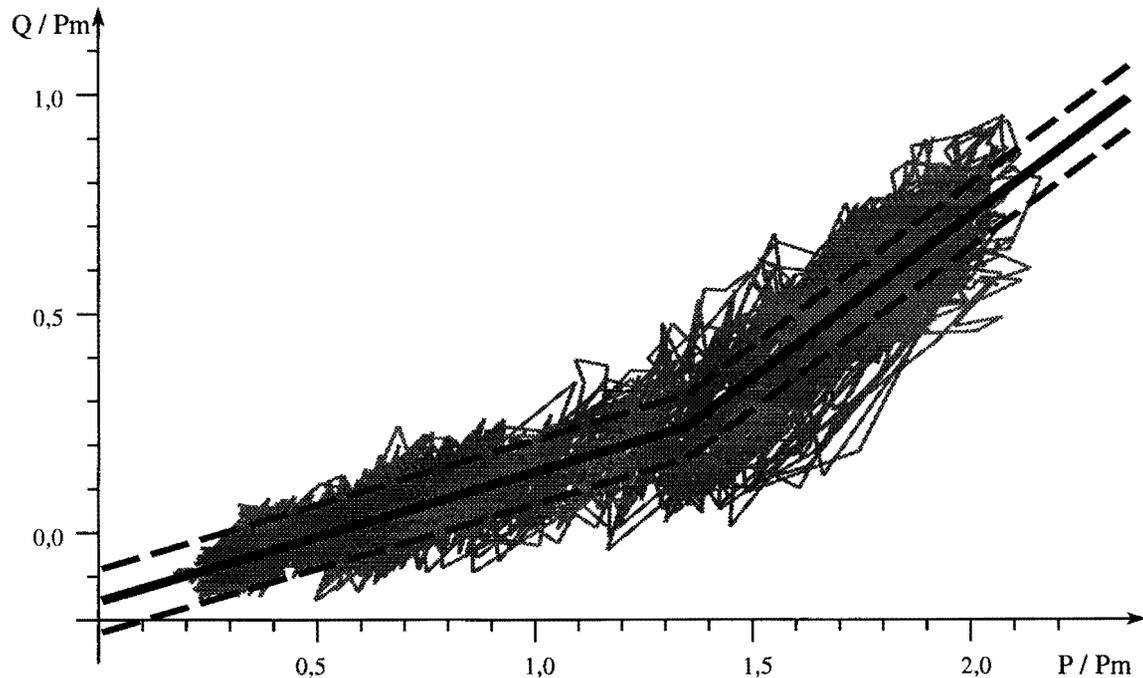
**Bild 4.32:** Normierter mittlerer Wirkleistungsbezug von zwei metallverarbeitenden Industriebetrieben mit unterschiedlicher Arbeitsorganisation

**Tabelle 4.1:** Modellparameter der metallverarbeitenden Betriebe

Kunde	$P_0 / P_m$	$Q_0 / P_m$	$q_0$	$q_1$	$J / \%$	$P_m / \text{kW}$
Betrieb 1	0,88	0,00	0,31	0,97	8	2660
Betrieb 2	0,72	0,18	-0,02	0,57	8	970
Betrieb 3	1,35	-0,16	0,30	0,74	7	250

Bild 4.33 zeigt das P-Q-Diagramm für den Betrieb 3. Der Verlauf der Modellfunktion ist als durchgezogene Linie eingezeichnet, die Streuung ist durch die gestrichelten Linien als Intervall dargestellt. Ausgehend von der Modellfunktion kann der Leistungsfaktor bestimmt werden. Es ist für diesen Betrieb in Bild 4.34 über der bezogenen Wirkleistung aufgetragen. Der Verlauf im Schwachlastbereich resultiert aus der kapazitiven Überkompensation. Die eindeutige Parametrierung des Blindleistungsmodells sollte auf einer umfangreicheren Datenbasis

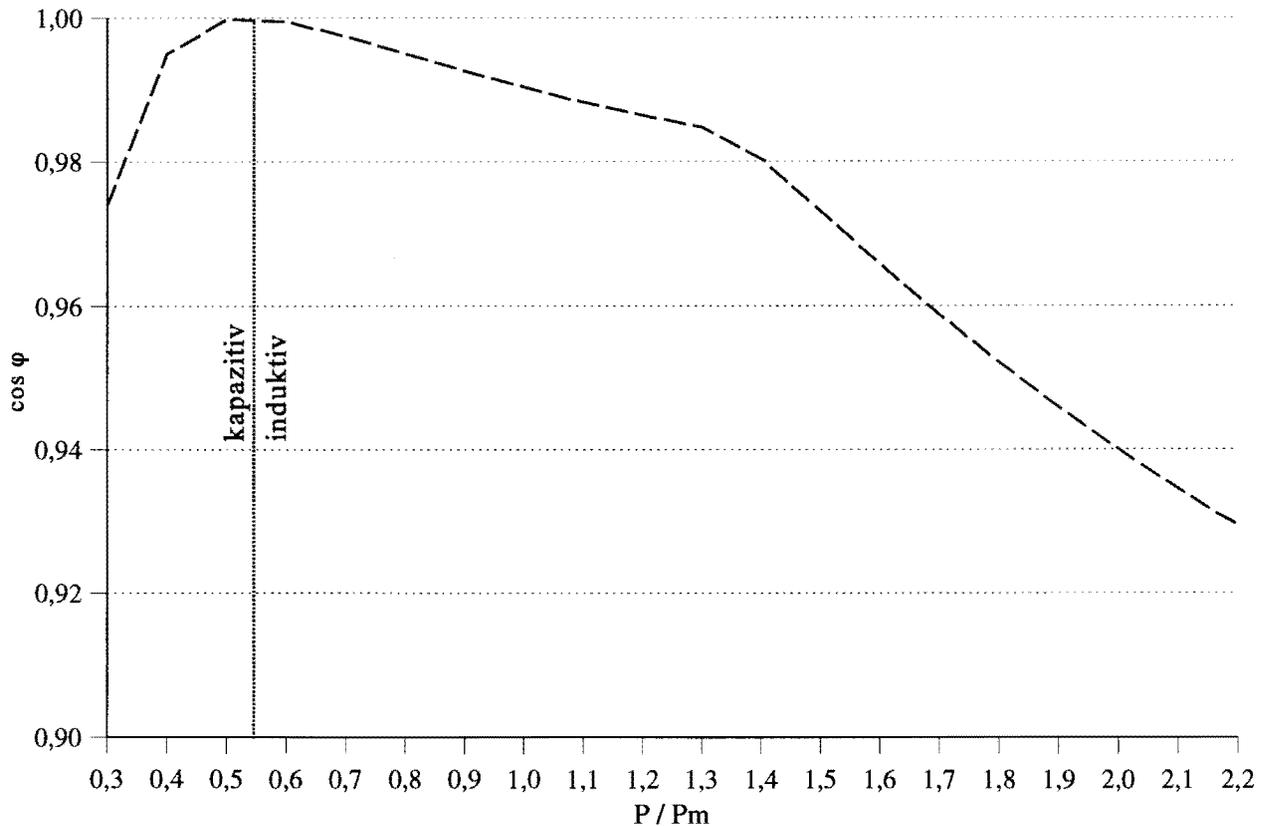
durchgeführt werden. Von Interesse ist dabei insbesondere die Betrachtung von Betriebszeiten ohne kundenseitige Blindleistungskompensation.



**Bild 4.33:** P-Q-Diagramm mit Modellfunktion, Metallverarbeitender Betrieb 3 (Einschichtsystem)

Der steigende Kabelanteil in den Verteilungsnetzen mit der damit verbundenen kapazitiven Blindleistung erfordert ein Überdenken der bisherigen Kompensationsstrategien. Die kundenseitige, unkoordinierte Kompensation der induktiven Blindleistung steht der in Zukunft notwendig werdenden Kompensation der kapazitiven Blindleistung des Netzes entgegen.

Eine koordinierte, an das Verteilungsnetz angepaßte Blindleistungskompensation erfordert optimierte Lastmodelle im Mittel- und Niederspannungsnetz. Insbesondere ist eine Erweiterung der bisherigen Lastmodelle um den Blindleistungsanteil notwendig. Das vorgestellte Modell zur integrierten Wirk- und Blindleistungsmodellierung stellt einen ersten Schritt auf diesem Weg dar. Es ermöglicht eine verbrauchergruppenspezifische Zuordnung der Blind- zur jeweiligen Wirkleistung ohne einen konstanten Leistungsfaktor vorzugeben. Zur Verifikation und Parametrierung dieses Modells für einen vollständigen Satz von Verbrauchergruppen sind jedoch Langzeitmessungen der Wirk- und Blindleistung einer großen Anzahl von Sondervertragskunden notwendig. Dabei ist es wichtig, die Leistungsabgabe evtl. vorhandener Kompensationsanlagen zu erfassen.



**Bild 4.34:** Leistungsfaktor , Metallverarbeitender Betrieb 3 (Einschichtsystem)

Auf der Basis dieser Modelle ist es dann für den Netzbetreiber möglich, eine koordinierte Blindleistungskompensation zu entwerfen. Damit gehen die EVU einen weiteren Schritt auf dem Weg vom Energielieferanten zum modernen Dienstleistungsunternehmen.

M. Langer

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

#### 4.2.6 Bewertung der Anschlußmöglichkeit dezentraler Energieumwandlungsanlagen

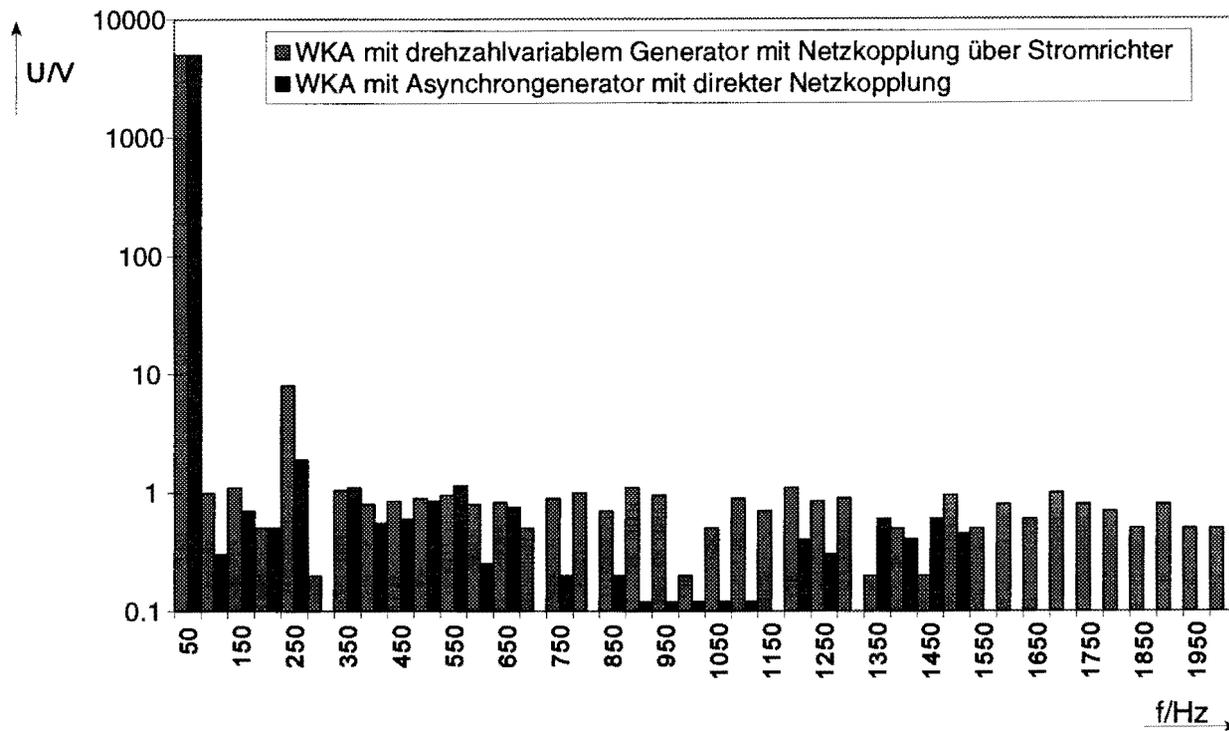
Der zunehmende Einsatz dezentraler Energieumwandlungsanlagen führt zu wachsenden Problemen bei der Einbindung in elektrische Energieversorgungssysteme. Das Forschungsgebiet "Neue schutz- und leittechnische Konzepte für dezentrale Energieversorgungsanlagen" beschäftigt sich mit der Fragestellung, wie bestehende Leit- und Schutztechnik zu modifizieren ist, um einen sicheren Betrieb in solchen Netzen zu gewährleisten, in denen dezentrale Einspeisungen eine nicht zu vernachlässigende Einflußgröße darstellen.

Da dezentrale Energieumwandlungsanlagen aus wirtschaftlichen Gründen häufig im Netzparallelbetrieb betrieben werden, kann bei ungünstigen Netzkonstellationen mit einer nicht vernachlässigbaren Einspeisung von Oberschwingungen gerechnet werden. Die Oberschwingungen entstehen durch die Verwendung von Stromrichterschaltungen der Leistungselektronik, wie sie z. B. in Wechsel- oder Frequenzumrichtern verwendet werden.

Amplitude und Frequenz der eingespeisten Oberschwingungsströme sind abhängig von dem verwendeten Netzanschlußkonzept. Für die Anbindung von z. B. Windkraftanlagen existieren verschiedene Anschlußkonzepte. Bei Bedarf an Erregungs- oder Blindleistung wirken die Windkraftanlagen als netzstützend. Existieren Möglichkeiten zur Spannungs- und Blindleistungseinstellung werden sie als netzbildend bezeichnet. Typische mechanisch-elektrische Energiewandlersysteme sind im folgenden aufgelistet:

- direkte Netzanbindung (Generator direkt am Netz)
- vollständige Stromrichterkopplung (Stromrichter zwischen Generator und Netz)
- teilweise (läuferseitige) Stromrichterkopplung.

Bild 4.35 zeigt die Spannungsspektren einer 30 kW Windturbine, ausgestattet mit einem Asynchrongenerator mit direkter Netzkopplung im Vergleich zu einer 55 kW Anlage mit drehzahlvariablem Generator mit Netzkopplung über Stromrichter. Die Amplituden und die Breite des Spektrums der stromrichtergekoppelten Anlage sind größer im Vergleich zur direktgekoppelten.



**Bild 4.35:** Spannungsspektren einer direktgekoppelten und stromrichtergekoppelten Windenergieanlage

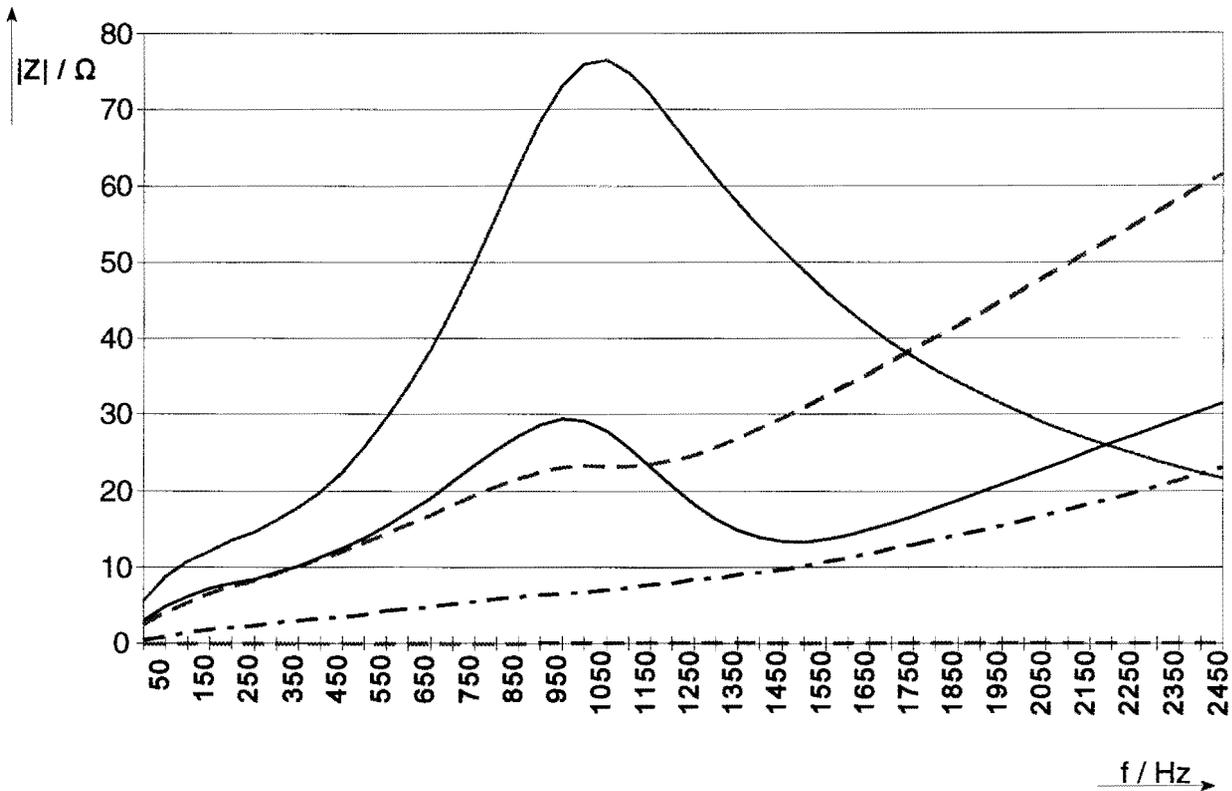
Der Übergang zu immer höher pulsigeren Wechselrichtern in den Windkraftanlagen mit stromrichtergekoppelter Netzanbindung hat die Probleme in bezug auf Oberschwingungen in den letzten Jahren deutlich reduziert. Für den Bereich der Photovoltaik ist die Berechnung der Beeinflussung durch Oberschwingungen weiterhin von außerordentlichem Interesse.

Zur Abschätzung des Einflusses von dezentral eingespeisten Oberschwingungsströmen ist die Berechnung der frequenzabhängigen Netzimpedanz nötig. Die im Anschlußpunkt der dezentralen Energieumwandlungsanlage eingespeisten Oberschwingungsströme verursachen einen Spannungsabfall an der Netzimpedanz, der andere Betriebsmittel oder Verbraucher unzulässig beeinflussen kann.

Schwierigkeiten bei der Berechnung der frequenzabhängigen Netzimpedanz ergeben sich für die Modellierung der Verbraucher, weil die Verbraucherzusammensetzung den meisten Energieversorgern nicht bekannt ist und nur unzulängliche Informationen über den Anteil der kompensierten Blindleistung von Verbrauchern existieren. Der kapazitive Anteil der Verbraucher bildet einen Schwingkreis mit den induktiven Anteilen der Leitungen und der Lasten. Deshalb sind diese Informationen außerordentlich wichtig für eine genaue Berechnung der frequenzabhängigen Netzimpedanz. Von der FGH sind stochastische Lastmodelle entwickelt

und validiert worden, die auf der Basis von Verteilungsfunktionen eine Berücksichtigung der Verbraucherlasten zur Berechnung der Netzimpedanz erlauben.

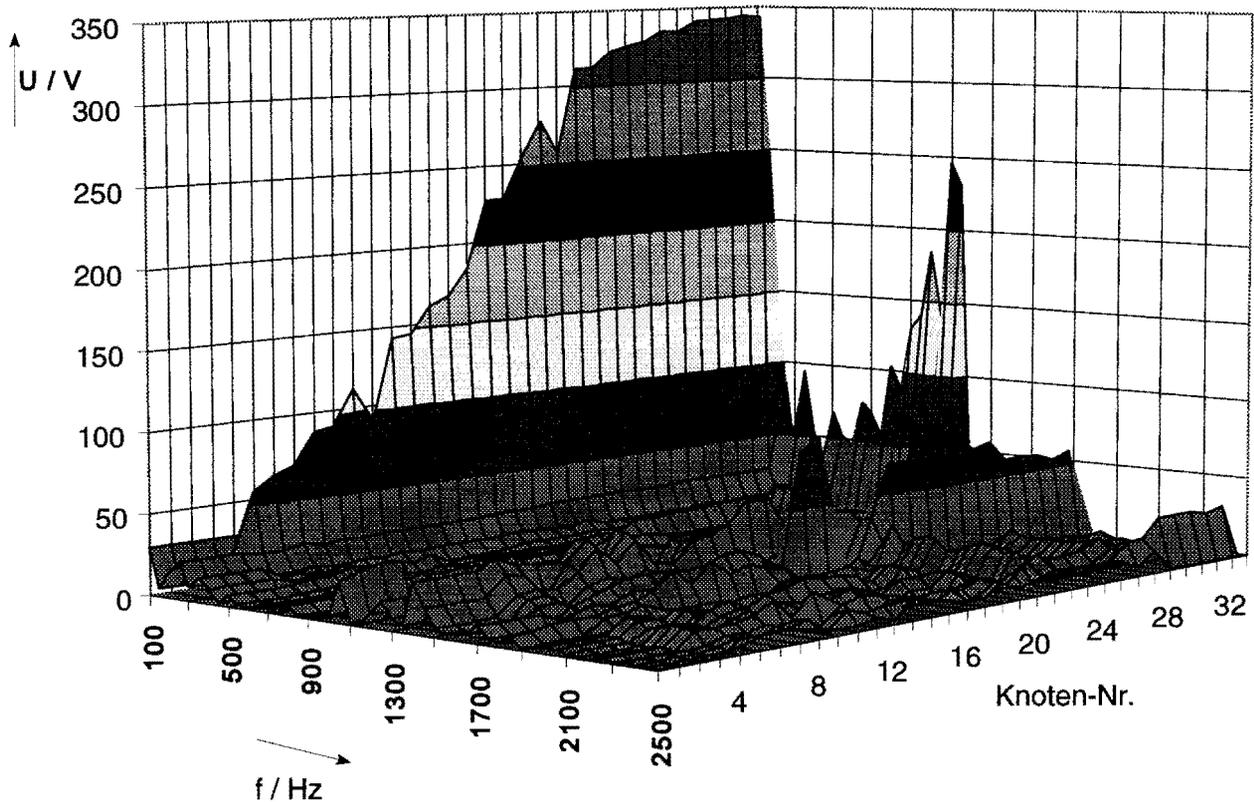
Mit Hilfe eines am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung entwickelten Programmpaketes ist die im Bild 4.36 dargestellte frequenzabhängige Netzimpedanz eines ländlichen Mittelspannungsnetzes berechnet worden.



**Bild 4.36:** Frequenzabhängige Netzimpedanz für verschiedene Knotenpunkte eines realen Mittelspannungsnetzes

Aus der Kenntnis der frequenzabhängigen Eigen- und Koppelimpedanzen und der eingespeisten Oberschwingungsströme einer an das Netz angeschlossenen Windkraftanlage lassen sich die Oberschwingungsspannungen berechnen, die durch die Windkraftanlage an jedem Knotenpunkt verursacht werden. Bild 4.37 zeigt das entstehende "Spannungsgebirge" für alle Knotenpunkte des Netzes und für alle Oberschwingungsspannungen bis 2500 Hz.

Der Berechnung ist das Oberschwingungsstromspektrum einer Windkraftanlage mit drehzahlvariablem Generator mit Netzkopplung über Stromrichter zugrundegelegt worden. Nach Herstellerangaben konnten in den WKA neueren Typs die Oberschwingungsströme der 23. und 24. Ordnung durch steuerungstechnische Maßnahmen deutlich reduziert werden.



**Bild 4.37:** Oberschwingungsspannungen bei Anschluß einer Windkraftanlage für ein reales Mittelspannungsnetz

Aus der frequenzabhängigen Netzimpedanz läßt sich weiterhin die maximal zulässige dezentrale Anschlußleistung in einem Knotenpunkt berechnen. Für diese Analyse werden an jedem Knotenpunkt Windkraftanlagen angeschlossen, bis die zulässigen Grenzwerte für die Oberschwingungsspannungen überschritten werden. Vereinfacht wird von einer Worst-Case Betrachtung ausgegangen, bei der die Phasenlage der Oberschwingungsströme der Windkraftanlagen gleich ist.

Bild 4.38 zeigt die maximal zulässige Anschlußleistung für die Knotenpunkte eines realen Mittelspannungsnetzes. Während für einige Netzknoten der Anschluß dezentraler Energieumwandlungsanlagen im Hinblick auf Oberschwingungen unkritisch ist, können für andere Knotenpunkte schon bei geringen Anschlußleistungen Beeinträchtigungen von Verbrauchern oder Betriebsmitteln erwartet werden.

J. Teupen

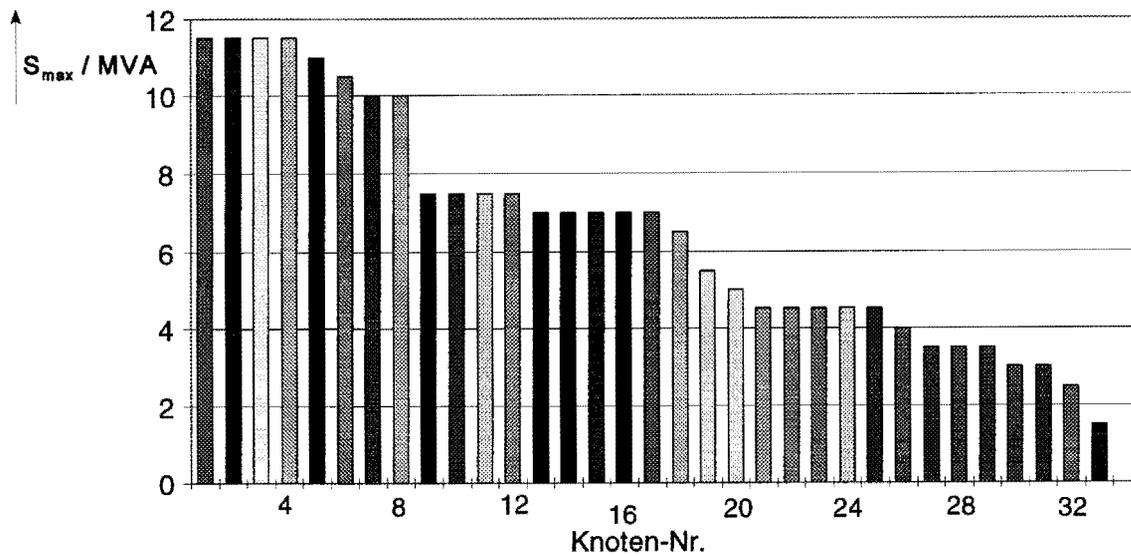


Bild 4.38: Maximal zulässige Anschlußleistung dezentraler Energieumwandlungsanlagen

#### 4.2.7 Erhöhung des Energieverbrauches durch dezentrale Energieversorgung unter Berücksichtigung spannungsabhängiger Verbraucherlasten

Die Verbraucherlast ist eine Funktion des Spannungsbetrages am Abnahmeknoten, sofern keine leistungsregelnden Einrichtungen in den Verbrauchern integriert sind. Für die Mehrzahl der Verbraucher fehlt eine Leistungsregelung, so daß bei einem erhöhten Spannungsbetrag am Verbraucher-knoten von einer Leistungsanforderung oberhalb der Nennleistung ausgegangen werden kann. Vereinfacht kann die Spannungsabhängigkeit der Lasten durch folgende Gleichung beschrieben werden:

$$P = P_N \cdot \left( \frac{U}{U_N} \right)^p \quad \text{bzw.} \quad Q = Q_N \cdot \left( \frac{U}{U_N} \right)^q$$

Für  $p=q=0$  ergibt sich eine konstante Leistung. Für  $p=q=1$  verhält sich die Last wie eine konstante Stromquelle und für  $p=q=2$  wie eine konstante Impedanz.

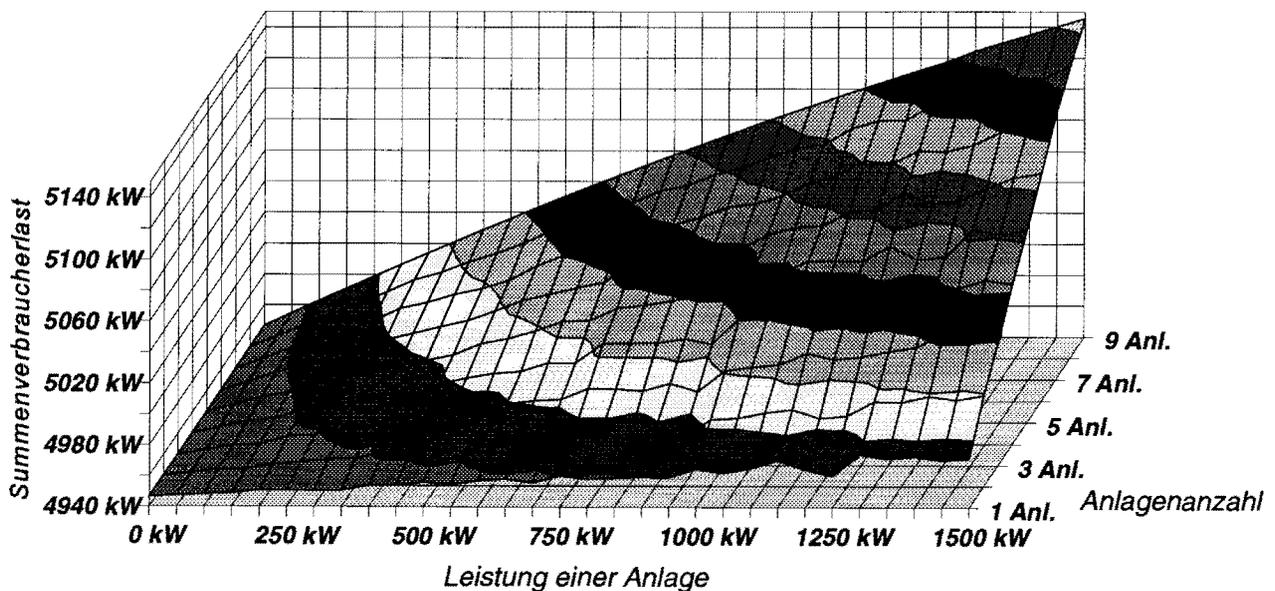
Dezentrale Eigenerzeugungsanlagen bewirken eine Spannungsanhebung in der Nähe der Einspeiseknoten. Diese Spannungsanhebung führt zu einer erhöhten Verbraucherlast im Falle einer Spannungsabhängigkeit der Lasten. Es stellt sich die Frage, wie der Energieverbrauch im

Netz zunimmt, wenn ein nennenswerter Anteil dezentraler Energieumwandlungsanlagen an das Netz angeschlossen wird.

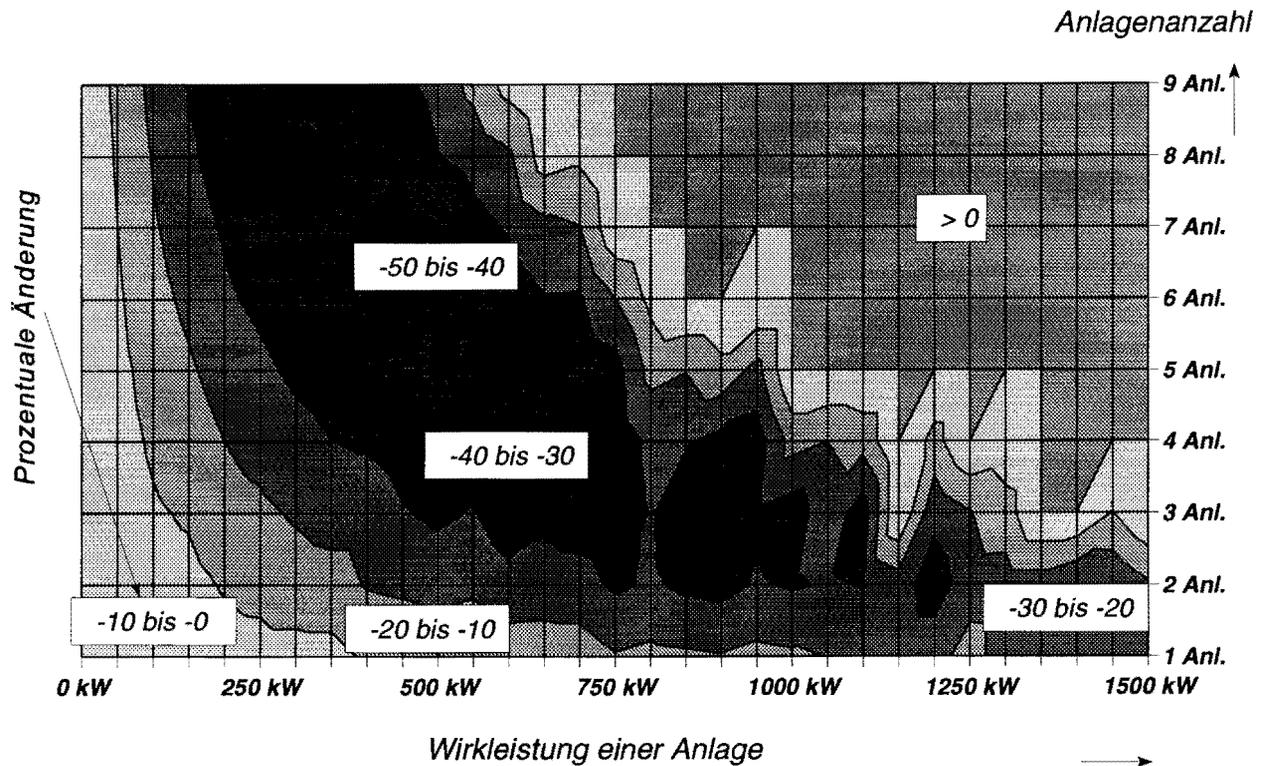
Durch die dezentralen Einspeisungen ändern sich die Lastflußverhältnisse im Netzbezirk. Der Leistungsfluß in Netzen mit hohem Anteil dezentraler Energieversorgungsanlagen ist gekennzeichnet durch einen Wirkleistungsfluß in Richtung der überlagerten Spannungsebenen bei gleichzeitigem Blindleistungsfluß aus diesen Ebenen. Im Zusammenhang mit der Einspeisung dezentraler Leistung ist eine Beurteilung der Übertragungsverluste in Mittelspannungsnetzen interessant.

Bild 4.39 zeigt die Gesamtwirklast als Funktion der Anlagenanzahl und -größe. Die Zunahme der Verbraucherlast ist annähernd linear zur Anlagenanzahl bzw. -größe. Dabei ist es unerheblich, ob mehrere Anlagen an verschiedenen oder eine große Anlage an einem Knotenpunkt angeschlossen werden.

Bild 4.40 zeigt die Entwicklung der Wirkübertragungsverluste als Funktion der Anlagenanzahl und -größe. Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist auf eine 3-D Ansicht verzichtet worden. Die Grafik zeigt, daß bei einer Integration von ca. 7 Anlagen mit jeweils 500 kW ein deutlicher Rückgang der Wirkübertragungsverluste um bis zu 45 % beobachtet werden kann.



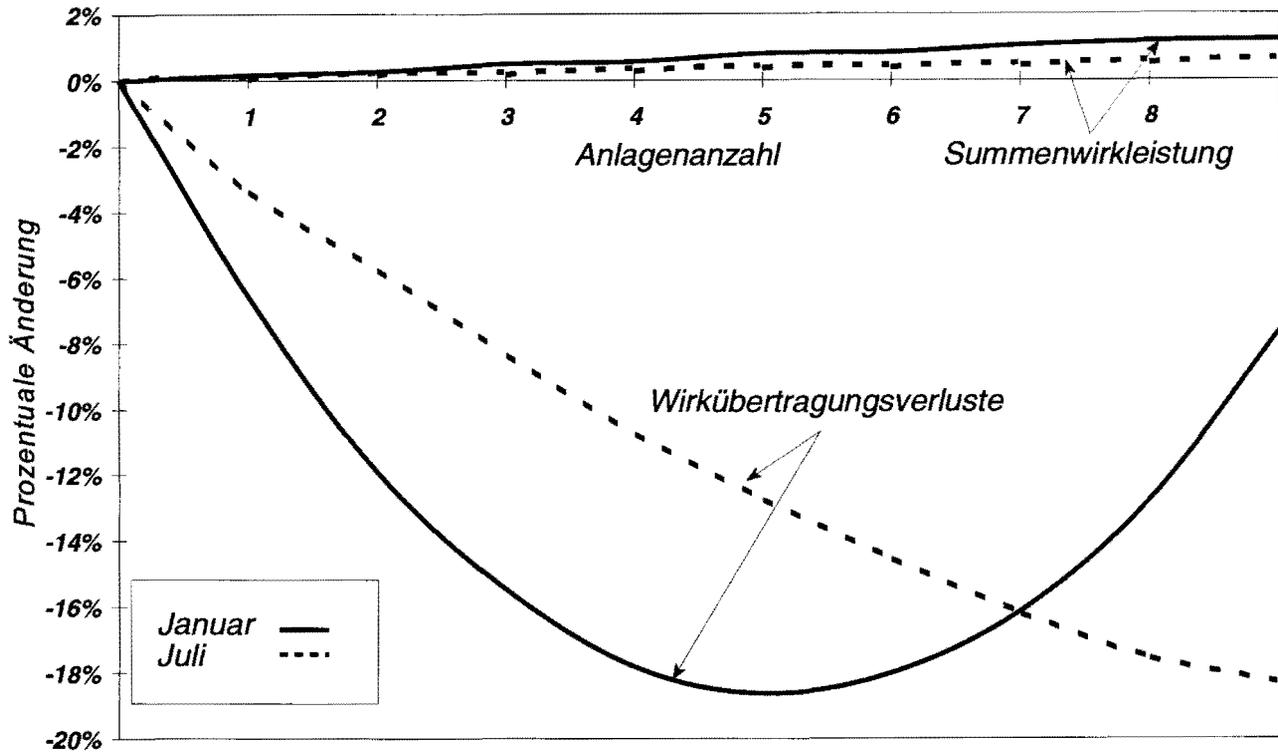
**Bild 4.39:** Summenverbraucherlast als Funktion der Anlagenanzahl und -größe



**Bild 4.40:** Prozentuale Wirkverluständerung als Funktion der Anlagenanzahl und -größe

Absolut betrachtet führt eine verteilte Integration von 7 Windkraftanlagen mit 500-kW-Leistung zu einer Reduktion der Übertragungsverluste um ca. 80 kW bei gleichzeitiger Anhebung der Verbraucherlast um ca. 60 kW. Für den optimalen Betriebspunkt beträgt der dezentral installierte Einspeiseanteil im Verhältnis zur gesamten Nennlast ca. 70 %. Wird die dezentrale Anschlußleistung auf Werte von ca. 270 % der gesamten Nennlast erhöht, stellt sich eine Zunahme der Verbraucherlast um ca. 200 kW und eine Zunahme der Wirkübertragungsverluste um ca. 700 kW ein, d. h. ca. 7 % der dezentral eingespeisten Leistung entfallen infolge einer Zunahme der Übertragungsverluste und der Verbraucherleistung.

In einer weiterführenden Studie ist der Energiebedarf der Verbraucher eines realen Mittelspannungsnetzes unter Berücksichtigung einer realen Leistungseinspeisekennlinie von Windkraftanlagen abgeschätzt worden. Bild 4.41 zeigt die prozentuale Änderung der Verbraucherlast und der Übertragungsverluste für die Monate Januar und Juli.



**Bild 4.41:** Prozentuale Änderung der Verbraucherenergie und der Übertragungsverlustenergie für zwei ausgewählte Monate

Die relativen Änderungen der Verbraucherenergie sind gering im Vergleich zu dem entstehenden Energiebedarf für die Übertragungsverluste. Absolut betrachtet erreicht die Verbraucherenergie allerdings höhere Werte als die Verlustenergie. Die Tabelle 4.2 zeigt die absoluten Werte der Ergebnisse der Berechnung.

**Tabelle 4.2:** Simulationsergebnisse

		0 Anlagen	3 Anlagen	6 Anlagen	9 Anlagen
Einspeisung aus dem 110-kV-Netz [MWh]	Januar	3777	3085	2397	1737
	Juli	3779	3537	3295	3063
Energiebedarf der Verbraucher [MWh]	Januar	3738	3757	3769	3784
	Juli	3737	3744	3751	3758
Energie durch Leitungsverluste [MWh]	Januar	115	97	95	106
	Juli	115	106	99	94
Einspeisung d. Windkraftanlagen [MWh]	Januar	0	679	1362	2033
	Juli	0	235	470	707

Die Ergebnisse zeigen, daß es sinnvoll ist, Maßnahmen zu ergreifen, die das Spannungspotential am Einspeiseknoten dezentraler Energieumwandlungsanlagen nicht wesentlich über die Betriebsspannung anheben. Die modernen Regeleigenschaften heutiger Windturbinen müssen eingesetzt werden, um dieses Ziel zu erreichen. Weiterhin wirkt sich die Integration von dezentralen Leistungseinspeisungen positiv auf die Verlustleistung im Netzbezirk aus, sofern die Summeneinspeiseleistung die Summenverbraucherleistung nicht wesentlich übersteigt. Abschließend läßt sich festhalten, daß der Einfluß dezentraler Energieumwandlungsanlagen auf den Energieverbrauch als nicht bedeutend angesehen werden kann, wenn der Anteil dezentraler Einspeiseleistung kleiner ist als die Summenverbraucherlast im Netzbezirk.

J. Teupen

EV 9655

#### 4.2.8 Batteriespeicher zur Lastbezugsspitzenreduktion und zur Netzzückwirkungskompensation

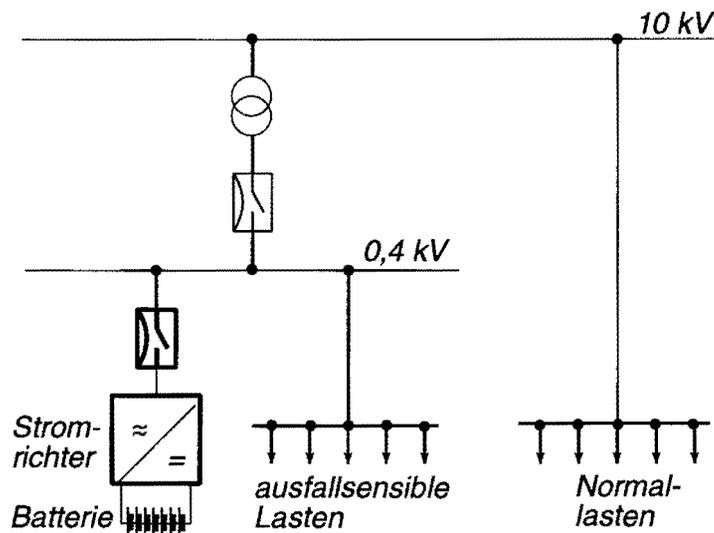
Entsprechend dem steigenden Bedarf an elektrischer Energie und Leistung müssen die vorhandenen Kapazitäten zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie auch zukünftig erweitert werden. Sämtliche in elektrischen Netzen eingesetzte Komponenten sind entweder nicht oder nur in begrenztem Maße überlastbar. Die Konsequenz ist, daß alle Netzkomponenten unter Einbehaltung einer gewissen Leistungsreserve auf die Spitzenleistung im Netz ausgelegt sein müssen. Verträge über die Lieferung elektrischer Energie an industrielle Verbraucher berücksichtigen dies in ihren Preisregelungen durch die Festlegung zu entrichtender Leistungs- und Arbeitspreise für die bereitgestellte elektrische Leistung.

Der Einsatz von Batteriespeichern kann verbraucherseitig durch die Reduktion der Lastbezugsspitzen zu einer zeitlichen Vergleichmäßigung der Verbraucherlast beitragen, indem zu Schwachlastzeiten elektrische Energie in der Batterie in Form von chemischer Energie gespeichert wird, die in Starklastzeiten dem Verbraucher bedarfsgerecht zugeführt werden kann. Es erfolgt somit eine zeitliche Entkopplung der Bereitstellung von der Nutzung der elektrischen Energie. Dieses Peak-Shaving genannte verbraucherseitige Lastmanagement hat eine Reduktion des Leistungspreisanteils an den Stromkosten zur Folge und stellt eine wirtschaftlich attraktive Lastbeeinflussungsstrategie dar.

Auf der Verbraucherseite steigen die Anforderungen an die Spannungsqualität und an die Versorgungssicherheit stetig. Exemplarisch sei hier der durch den Strukturwandel und die Modernisierung bestehender industrieller Produktionsanlagen bedingte stark wachsende

Einsatz von elektronischen Steuerungen genannt. Diese Systeme reagieren auf Versorgungsunterbrechungen und auf Netzrückwirkungen in elektrischen Netzen mit Funktionsunterbrechungen, -fehlern oder -ausfällen. Für die gesteuerten Produktionsprozesse ergeben sich entsprechende Konsequenzen.

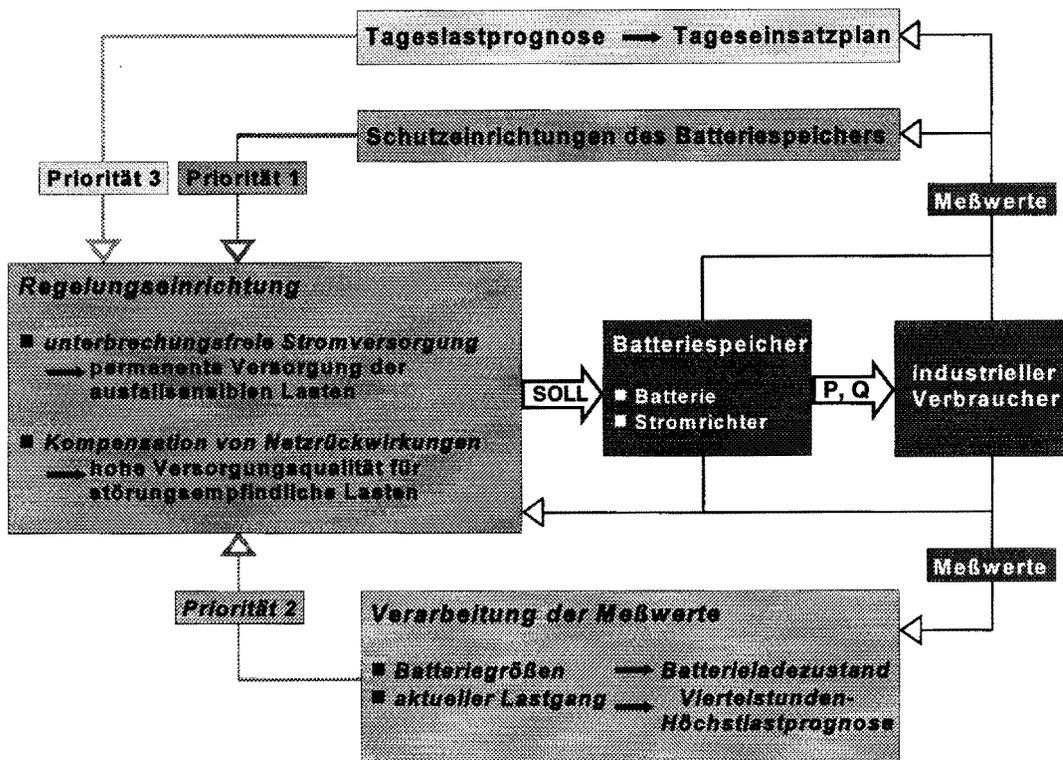
Als unterbrechungsfreie Stromversorgungen (USV) haben sich Batteriespeicher zur Überbrückung von Versorgungsunterbrechungen bewährt. Als aktive Filter zur Kompensation von Netzrückwirkungen ergeben sich für diese Anlagen wirtschaftlich attraktive Anwendungen, da zukünftig im Sinne einer zuverlässigen und hochwertigen Energieversorgung eine Senkung der zulässigen Störpegel erforderlich ist. Die Integration dieser genannten Funktionen in einer Anlage führt zu einem Speichersystem, das ein sehr hohes wirtschaftliches Einsatzpotential aufweist. In Bild 4.42 ist zur Illustration das Übersichtsblockschaltbild eines multifunktionalen Batteriespeichers dargestellt.



**Bild 4.42:** Einphasiges Übersichtsblockschaltbild eines multifunktionalen Batteriespeichers

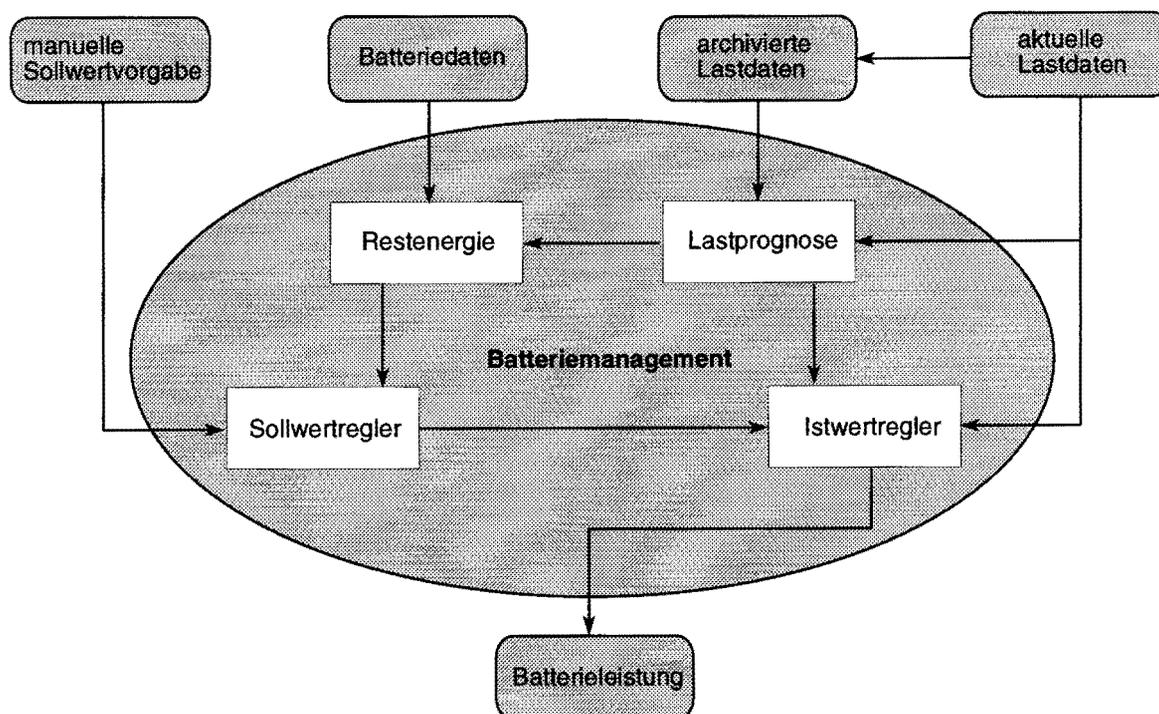
Die für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb eines derartigen Batteriespeichers erforderliche Prozeßleittechnik (Regelungs- und Schutzkonzept) muß bezüglich der internen Anlagenauslegung eine hierarchische Struktur aufweisen. Bezüglich ihrer Multifunktionalität (Reduktion der Lastbezugsspitzen, unterbrechungsfreie Stromversorgung, Kompensation von Netzrückwirkungen), sind Prioritäten anzusetzen. Zur Gewährleistung eines sicheren Betriebs des Speichers ist der Schutzeinrichtung, die u.a. die Steuerung und Überwachung der Temperaturregulierung und Elektrolytumwälzung sowie einen Tiefentladeschutz enthält, innerhalb der Leittechnik die höchste Priorität 1 einzuräumen. Mit der Priorität 2 ist sowohl der Lastwertregler im Peak-Shaving-Betrieb als auch das Konzept zur Batterieladung auszustatten. In Abhängigkeit vom prognostizierten Lastverhalten der Verbraucherlast ist ein Einsatzplan für den Batteriespeicher zu errechnen, so daß auftretende Lastbezugsspitzen reduziert werden

können. Diese Tageseinsatzplanung gibt weiche Randbedingungen mit der Priorität 3 für die Regelung vor. Die Eigenschaften der unterbrechungsfreien Stromversorgung und des aktiven Filters werden ohne Vorverarbeitung entsprechender Meßwerte direkt in der Regelungseinrichtung des Energiespeichers realisiert. In Bild 4.43 sind die Prioritätsgrade der oben genannten Leittechnikkomponenten sowie der Signalfluß des Prozeßleitsystems wiedergegeben.



**Bild 4.43:** Prioritätsgrade der Leittechnikkomponenten des Prozeßleitsystems

Im Peak-Shaving-Betrieb muß die Regelung des Batteriespeichers stets mit den Erfordernissen des aktuellen Lastzustandes koordiniert werden. Dies wird durch ein separates Steuer- und Regelsystem sichergestellt, indem unter Zuhilfenahme von Lastprognosen und unter Berücksichtigung der Betriebseigenschaften der Batterie ein vorgegebener Bezugsleistungsgrenzwert eingehalten wird. Hinsichtlich des Prozeßleitsystems dient die Tageslastprognose dabei zur off-line Generierung von Tageseinsatzplänen der Batteriespeicheranlage, während die kurzfristige Lastprognose einen on-line Sollwertsteller für das Prozeßleitsystem darstellt, der mit Abnahme der verbleibenden Zeit in der jeweiligen Verrechnungsperiode an Einfluß verliert. Durch den permanenten Vergleich des Prognoseergebnisses der kurzfristigen Lastentwicklung und des aktuellen Leistungsbezugs, sowie durch laufende Ergänzung des Meßdatenarchivs, erfolgt eine ständige Verbesserung der Prognosegenauigkeit und damit eine effizientere Ausnutzung der Leistung und Energie des Batteriespeichers.



**Bild 4.44:** Aufbau des Batteriemagements zum Peak-Shaving-Betrieb

Der modulare Aufbau des Regelsystems zum Peak-Shaving ist in Bild 4.44 dargestellt. Das Modul Lastprognose ermittelt dabei aus den Lastdaten eine Lastganglinie für den aktuellen Tag sowie die mittlere Bezugsleistung der augenblicklichen Verrechnungsperiode. Das Modul Restenergie überwacht gleichzeitig den Entladezustand der Batterie und überprüft, ob bei der durch die Prognose vorgegebenen Belastung die Batteriekapazität ausreichend ist. Der Sollwertregler ist für die eventuell notwendige Anhebung des Sollwertes zuständig, falls mit der Restkapazität der Batterie die Lastbezugsspitze nicht vollständig zu kappen ist. Im Modul Istwertregler wird schließlich die Batterieleistung als Ansteuersignal für den Netzstromrichter berechnet.

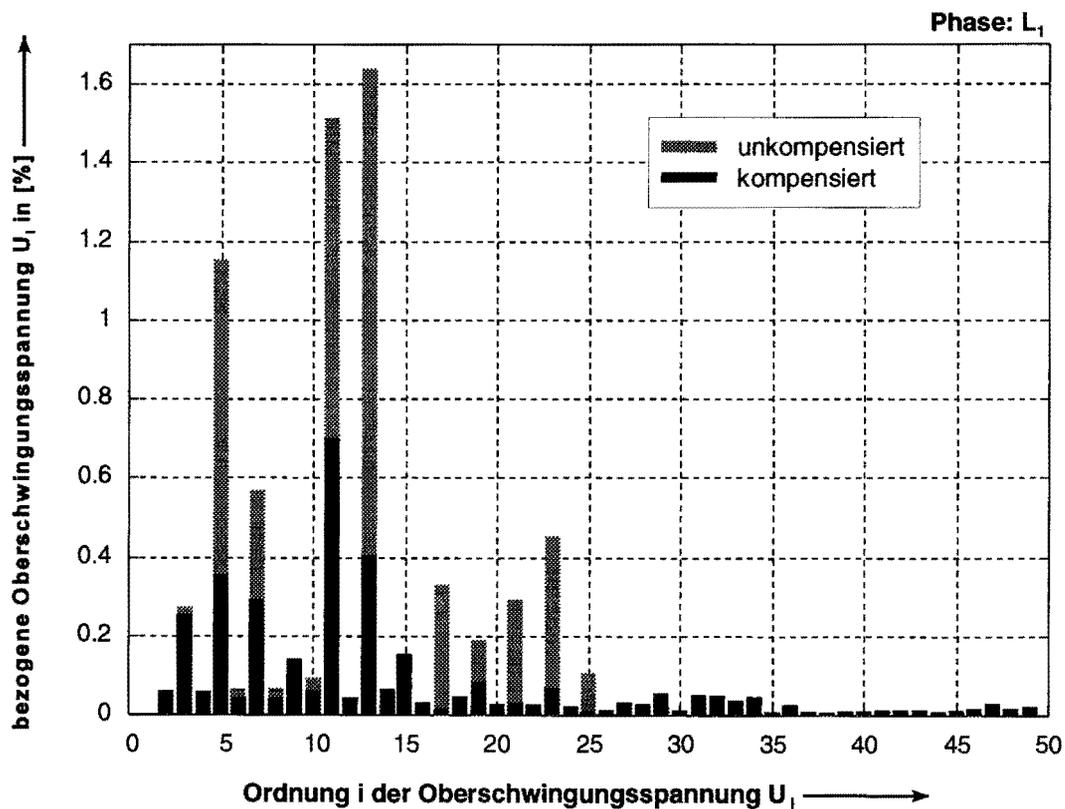
Die Kompensation der Netzurückwirkungen erfolgt über eine phasentrennte Regelung der Verbraucherspannungen, die als Ausgangsgrößen die Sollwerte der Filterströme liefert. Diese Stromsollwerte treiben die unterlagerte Filterstromregelung zur Generierung eines Puls-musters, über das die einzelnen IGBT-Stromventile (Insulated Gate Bipolar Transistor) des Netzstromrichters angesteuert werden.

Zur Bewertung der Kompensationsleistung des multifunktionalen Batteriespeichers werden Simulationsszenarien durchgeführt, in denen typische netzurückwirkungsbehaftete Verbrauchersituationen nachempfunden werden. Anhand von Gegenüberstellungen der Simulationsergebnisse ohne und mit Kompensationsbetrieb läßt sich die Leistungsfähigkeit des Batteriespei-

chers als aktives Filter nachweisen. Beispielhaft ist dies in Bild 4.45 für einen Verbraucheranschluß mit überschwingungsbehafteten Phasenspannungen, verursacht durch 12-pulsige Stromrichter, gezeigt.

M. Schroeder

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert und in Kooperation mit der Gesellschaft für innovative Energieumwandlung und -speicherung (E.-U.-S. GmbH) durchgeführt.



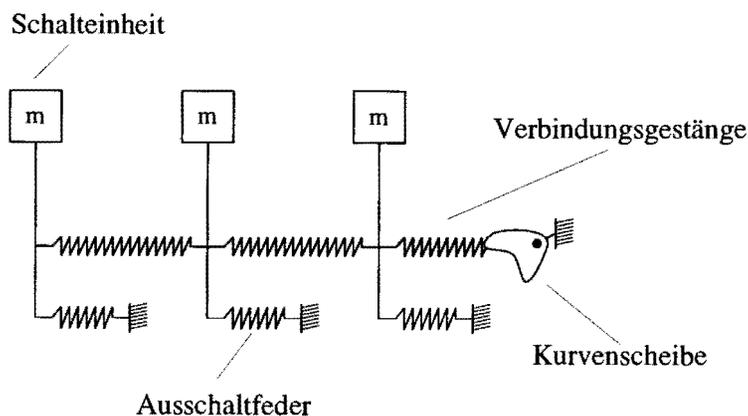
**Bild 4.45:** Kompensationseigenschaften des Batteriespeichers im Filterbetrieb

### 4.3 Schutz- und Leittechnik

#### 4.3.1 Analyse des mechanischen Bewegungsablaufs von Leistungsschaltern

Vor dem Hintergrund einer zustandsbezogenen Instandhaltungsplanung in elektrischen Energieversorgungssystemen (EES) wird in zunehmenden Maße der Einsatz von Sensorik zur Überwachung der Betriebsmittelzustände diskutiert. Der Leistungsschalter stellt für den sicheren Betrieb eines EES ein wesentliches Betriebsmittel dar, so daß von verschiedenen Herstellern verstärkt Überwachungseinrichtungen für Leistungsschalter vorgestellt werden. Da sich in Langzeitstudien gezeigt hat, daß die häufigsten Fehler in Leistungsschaltern auf Unregelmäßigkeiten im Antrieb zurückzuführen sind, werden insbesondere Meßverfahren zur Überwachung des mechanischen Bewegungsablaufs bei Schaltvorgängen angeboten. Eine Möglichkeit hierfür besteht in der Messung der mechanischen Bewegung des Schaltstiftes über der Zeit bei Ein- und Ausschaltungen. Vorangegangene Studien zeigen, daß aus der Bestimmung und Bewertung charakteristischer Parameter der Weg-Zeit-Kurve mit Methoden der Evidenztheorie Hypothesen über den mechanischen Zustand des Schalters aufgestellt werden können. Für eine Präzisierung der gefundenen Hypothesen und zur Bestimmung der Parametergrenzen, ab denen die Funktionsweise des Schalters nicht mehr gewährleistet werden kann, ist die Formulierung eines physikalischen Modells erforderlich, welches die Zusammenhänge der den Bewegungsablauf wesentlich beeinflussenden Größen beschreibt.

Da der Bewegungsablauf in einem Schalter näherungsweise durch eine Überlagerung von Schwingungsvorgängen beschrieben werden kann, werden in einem ersten Schritt die Federn und die Verbindungsgestänge des Schaltergetriebes als Feder-Masse-Systeme modelliert und hierfür voneinander unabhängige Bewegungsgleichungen aufgestellt (Bild 4.46).



**Bild 4.46:** Vereinfachte Modellierung der Federn und des Verbindungsgestänges

Da sich die einzelnen Schwingungen im Bewegungsablauf überlagern, werden in einem nächsten Schritt die aufgestellten Differentialgleichungen zu einem Differentialgleichungssystem gekoppelt. Aus dem resultierenden Gleichungssystem lassen sich charakteristische Schwingungsfrequenzen des Bewegungsablaufs bestimmen, wobei strömungsmechanische Vorgänge beim Schaltvorgang bisher vernachlässigt werden. Die Lösungen des Differentialgleichungssystems repräsentieren charakteristische Frequenzen, die bei korrekter Modellierung den realen Bewegungsablauf des Schalters widerspiegeln.

Um dies zu verifizieren stehen am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung Datensätze realer Weg-Zeit-Kurven aus mechanischen Dauerschaltungen zur Verfügung, die mittels der diskreten Fast Fourier Transformation (DFFT) in den Frequenzbereich transformiert wurden. Die Datensätze wurden freundlicherweise vom Hochspannungsinstitut der AEG Energietechnik GmbH in Kassel zur Verfügung gestellt. Der Vergleich der aus dem Modell bestimmten charakteristischen Frequenzen mit den realen Weg-Zeit-Kurven zeigt, daß die berechneten Frequenzen im Frequenzspektrum der vorhandenen Datensätze identifiziert werden können. Da das Differentialgleichungssystem das Ergebnis der Modellierung von überlagerten Schwingungen der einzelnen Federn und Verbindungsstangen ist, sind Veränderungen bezüglich der Amplituden der Frequenzen oder leichte Frequenzverschiebungen direkt auf Unregelmäßigkeiten in den entsprechenden Bestandteilen des Schalters zurückzuführen.

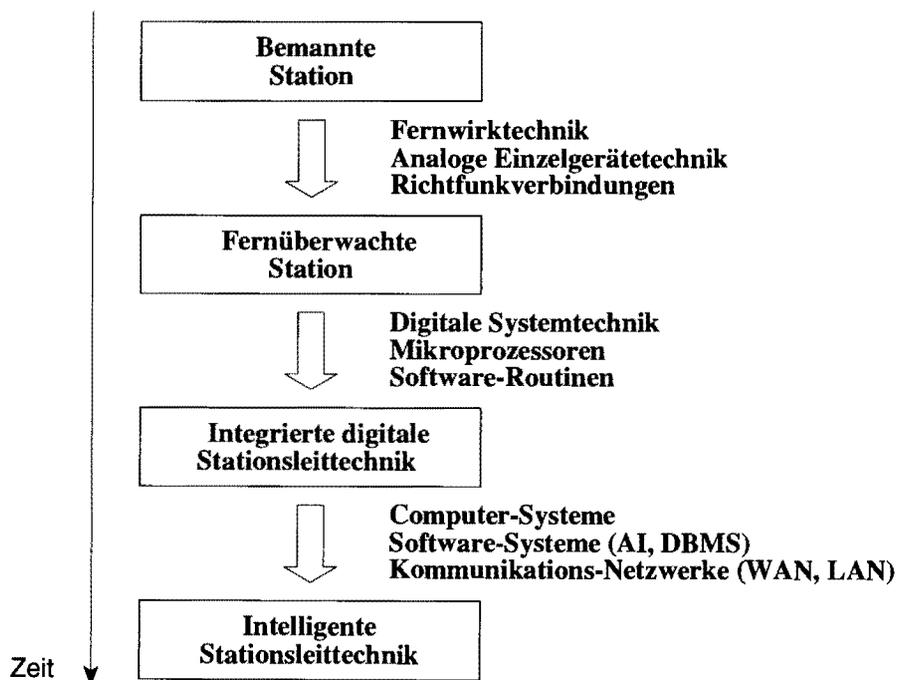
Eine Schwierigkeit beim Erkennen der charakteristischen Frequenzen der Bewegungsverläufe liegt jedoch in den kleinen Amplituden der überlagerten Schwingungen im Vergleich zur Hauptschwingung. Die Amplituden von Schwingungen, die aus Meß- und Diskretisierungsfehlern bei der DFFT resultieren, liegen teilweise in der gleichen Größenordnung wie die Amplituden der mit Hilfe des Modells bestimmten Frequenzen. Aus diesem Grund sind weitere Erkenntnisse zur Formulierung des mechanischen Bewegungsablaufs von großer Bedeutung, bevor die erhaltenen Ergebnisse für den Einsatz der Überwachungseinrichtungen in die Praxis genutzt werden können. Ansätze hierfür liegen in der Beschreibung weiterer Faktoren im Schalter, die den Bewegungsablauf entscheidend beeinflussen. Beispiele hierfür sind die mathematische Beschreibung des Dämpfers oder die Beschreibung der Druckverhältnisse in der Schaltkammer während des Schaltvorgangs. Weitere Arbeiten setzen an der Formulierung eines geschlossenen Modells des Bewegungsablaufes an, so daß die Weg-Zeit-Kurve analytisch beschrieben werden kann.

U. Neumann

EV 9664

### 4.3.2 Intelligente Stationsleittechnik

Betrachtet man rückblickend die Entwicklung der Stationsleittechnik, so lassen sich die in Bild 4.47 skizzierten Entwicklungsstufen identifizieren. Jeder Übergang von einer Entwicklungsstufe zur nächsten ist von der Einführung neuer Technologien geprägt. So wurde durch die Einführung der Fernwirktechnik das Personal aus den bemannten Stationen abgezogen und die Stationen fernüberwacht. Mit der Einführung der digitalen Systemtechnik entstand zum ersten Mal eine eigenständige Stationsleittechnik, die "Integrierte Digitale Stationsleittechnik", mit einem eigenen Systemkonzept. Mögliche Systemkonzepte werden z.B. von der DVG und in den Empfehlungen des VDEW beschrieben. Kennzeichnend für diese Entwicklungsstufe ist, daß der Stationsrechner über ein eigenes Prozeß- und Datenmodell verfügt, das u.a. programmierte Schaltfolgen, Verriegelungsbedingungen, Selbstüberwachungsfunktionen und eine übersichtlichere Benutzerschnittstelle ermöglicht. Die Station übernimmt damit aus Sicht der Netzleitzentrale die Funktion einer intelligenten Steuereinheit, die in der Lage ist, Befehle in den Prozeßablauf einzuordnen, und die diese nicht nur einfach ausführt.



**Bild 4.47:** Entwicklungsstufen in der Stationsleittechnik

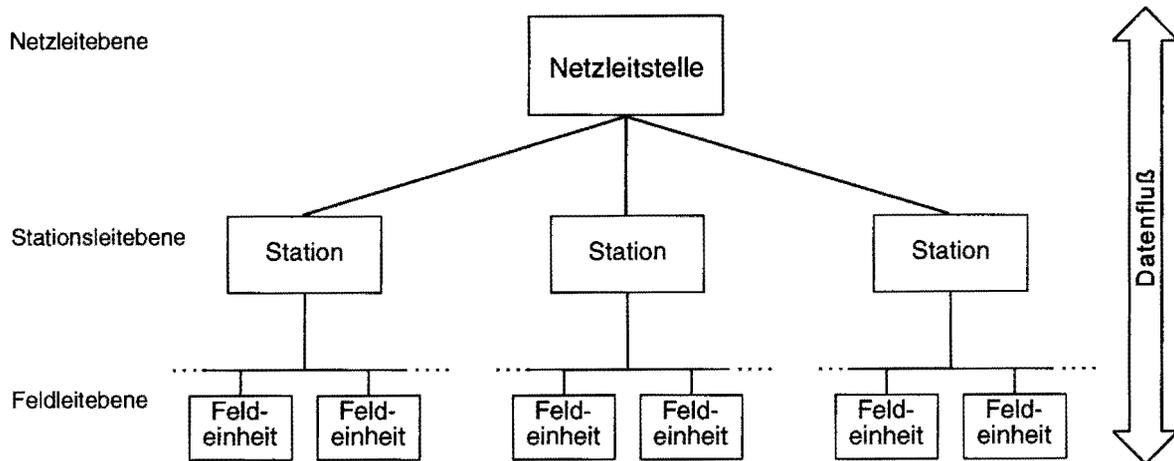
Der Schritt zur nächsten Entwicklungsstufe wird sich in Zukunft durch den Einsatz leistungsfähiger Kommunikationsnetzwerke sowohl für die lokale Kommunikation in der Station als auch für die übergreifende globale Kommunikation zwischen Stationen und Netzleitzentrale vollziehen. Weiterhin wird diese Entwicklungsstufe geprägt sein durch leistungsfähige Software-Systeme (z.B. Datenbankmanagementsysteme DBMS) und Computer-Systeme, die einen weiteren Ausbau der Funktionalitäten in einer Station erlauben werden. Diese Entwick-

lungsstufe kann mit dem Begriff "Intelligente Stationsleittechnik" beschrieben werden. Intelligent beschreibt in diesem Zusammenhang die Fähigkeit, die sich in der Erfassung von Prozeßsituationen und der Herstellung von Beziehungen zum Prozeß äußert, durch die Prozeßsituationen beurteilt und (teilweise) selbständig bewältigt werden können. Einen entscheidenden Einfluß werden dabei moderne Informationsverarbeitungstechniken (z.B. digitale Auswertungsalgorithmen, Techniken der künstliche Intelligenz) haben. Deren Aufgabe wird es sein, aus den umfangreichen Daten (Meßwerte, Meldungen etc.), die vom Prozeß gesammelt werden, Informationen mit einem höheren Informationsgehalt zu gewinnen. Diese können zum einen die Basis für weitere automatisch einzuleitende Aktionen bilden oder zum anderen die zuständigen Personen in der Netzleitzentrale erst in die Lage versetzen, die aktuelle Situation schnell und richtig zu beurteilen.

Unter diesen Gesichtspunkten ergeben sich eine Reihe von neuen Möglichkeiten für Aufgaben und Funktionalitäten im Bereich der Stationen, die hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit und Effektivität genauer untersucht und bewertet werden sollen. Außerdem entstehen durch veränderter Betriebsführungsstrategien, bedingt z.B. bei FACTS oder bei dezentraler Energieeinspeisung, neue Anforderungen an die Leittechnik und die Bereitstellung von Daten und Informationen, die in diese Untersuchungen einzubeziehen sind.

Aktuell ist die Stationsleittechnik auf der zweiten Ebene des hierarchischen Prozeßleitmodells, wie es auch in der DIN 19222 beschrieben wird, angeordnet. Dieses Modell ist für die Netzleittechnik in Bild 4.48 skizziert. Man erkennt hier die Unterscheidung in die drei Ebenen Netzleitebene, Stationsleitebene und Feldleitebene, denen jeweils spezielle Aufgaben im Rahmen der Prozeßführung zugeordnet werden. So sind auf der Netzleitebene, der auch die Netzleitzentrale zugeordnet ist, die Optimierungs- und Koordinierungsaufgaben sowie die Prozeßbeobachtung angesiedelt. Die Stationsleitebene hat die Informationen für die Netzleitebene zur Verfügung zu stellen, Schaltbefehle an die Aktoren weiterzuleiten und stationsbezogene Schutzaufgaben zu übernehmen. Auf der Feldleitebene finden sich die Betriebsmittel mit den Sensoren, Aktoren und Schutzgeräten. Die Datenflußrichtung ist hier aufgrund des hierarchischen Modells und der verwendeten Kommunikationstechnik, wie in Bild 4.48 angedeutet, rein vertikal. Es findet keine Kommunikation zwischen den Elementen einer Hierarchieebene statt.

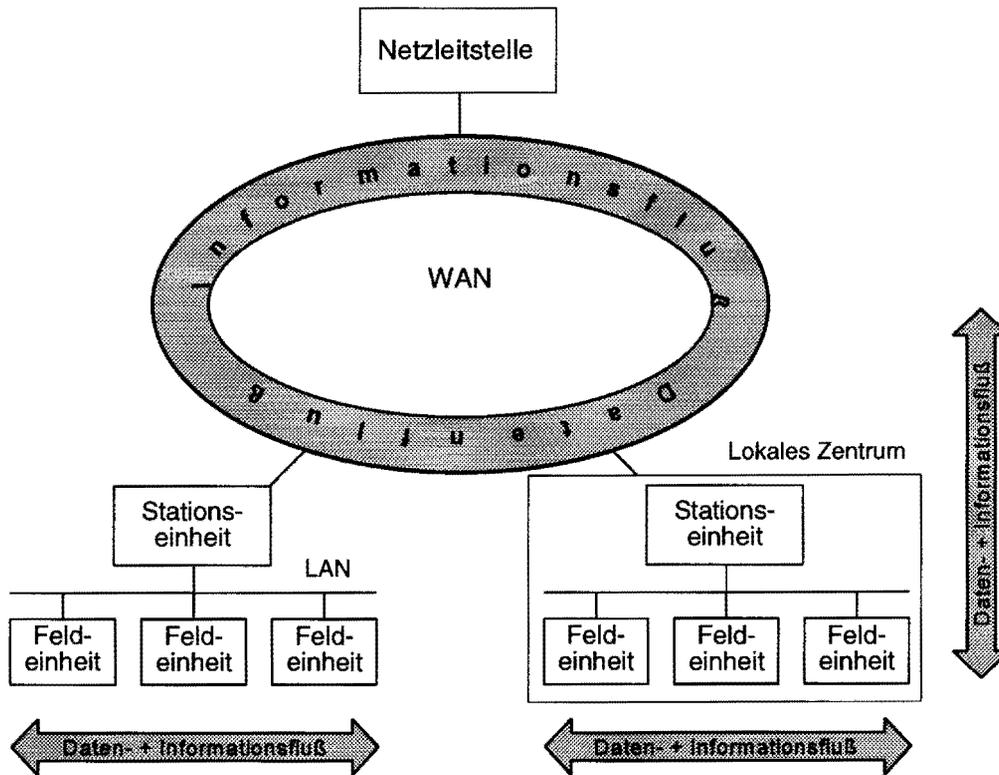
Moderne Kommunikationsnetzwerke eröffnen aber zukünftig vollkommen neue Kommunikationsstrukturen und damit neue leittechnische Konzepte, wie in Bild 4.49 dargestellt. Man unterscheidet hier ein lokales Netz, über das die Kommunikation innerhalb einer Station abgewickelt wird, sowie das Weitverkehrsnetz, für dessen Aufbau die Energieversorgungsunternehmen im Zuge der Öffnung des Telekommunikationsmarktes große Investitionen getätigt haben und tätigen und über das die Kommunikation zwischen räumlich weiter ausein-



**Bild 4.48:** Hierarchische Struktur aktueller Netzleitsysteme mit rein vertikaler Datenflußrichtung

anderliegenden Orten (z.B. Stationen, Netzleitstelle) abgewickelt wird. Diese Kommunikationsnetze schaffen die neue Möglichkeit der direkten Kommunikation zwischen den Feldeinheiten einer Station sowie zwischen den Stationen eines Netzbezirkes. Damit ergibt sich dann, übertragen auf das hierarchische Modell der Prozeßleittechnik, ein horizontaler und vertikaler Informations- und Datenfluß.

In Folge dieser neuen vertikalen und horizontalen Kommunikationsmöglichkeiten zwischen den verschiedenen Einheiten ergeben sich neue Perspektiven für die Netzbetriebsführung. Es ist jetzt denkbar, Aufgaben der Netzbetriebsführung von der zentralen Netzleitstelle in die Stationen zu verlegen und somit die Netzbetriebsführung zu dezentralisieren. Auch in den Stationen können die Aufgaben zwischen den Feldeinheiten und der Stationseinheit verteilt werden. Als Konsequenz dieser Möglichkeiten ergibt sich eine Aufweichung des streng hierarchisch aufgebauten Prozeßleitmodells. Die Grenzen zwischen den Ebenen verschwimmen, und die Aufgaben fließen ineinander über. Je nach Größe des zu betreibenden Netzes, der zu überwachenden Station und der dort vorhandenen Betriebsmittel bilden sich in den Stationen lokale Rechereinheiten (kleine dezentrale Zentralen) unterschiedlicher Größe mit einem Anschluß an das Weitverkehrsnetz, über das diese Daten- und Informationen mit anderen austauschen, um die für ihre Betriebsführungsaufgaben notwendigen Informationen zu bekommen. Der theoretische Hintergrund für dieses neue Betriebsführungskonzept ist die Theorie der "Autonomen Systeme", die im Rahmen eines anderen Forschungsprojektes am Lehrstuhl bearbeitet wird. Weiterhin werden neue Schutzkonzepte möglich, die eine bessere Anpassung der Schutzeinstellungen an den aktuellen Betriebszustand erlauben, wie sie insbesondere beim Einsatz von innovativen Betriebsmitteln erforderlich werden.



**Bild 4.49:** Vertikaler und horizontaler Informations- und Datenfluß durch den Einsatz von Kommunikationsnetzwerken

Grundvoraussetzungen für diese neuen Konzepte ist, daß die Leittechnik neben den beschriebenen Kommunikationsmöglichkeiten auch die erforderlichen Daten und Informationen bereitstellt. Die Menge der anfallenden Messwerte und Meldungen muß mit modernen Daten- und Informationsverarbeitungsverfahren analysiert werden, um möglichst umfangreiche und aussagekräftige Informationen zu gewinnen. Durch ein geeignetes Datenmanagement ist der Zugriff auf diese Daten und Informationen zu ermöglichen. Außerdem ist sicherzustellen, daß ein konsistenter Datensatz zur Verfügung steht, der ein korrektes Abbild des aktuellen Prozeßzustandes und der Netztopologie darstellt und der durch eine geeignete Nachführung permanent aktualisiert zur Verfügung gestellt wird.

Weiterhin ist zu klären, welche Daten und Information sowie welche Informationsverarbeitungsverfahren benötigt werden und wie sie bereitgestellt werden können, um die angesprochenen Ziele zu erreichen. Außerdem ist die Echtzeitfähigkeit und die Störanfälligkeit der Kommunikationsnetze zu bewerten, wenn Teile der Netzbetriebsführungsaufgaben dezentralisiert werden sollen.

A. Koel

### 4.3.3 Autonome Systeme für die Betriebsführung elektrischer Energieübertragungssysteme

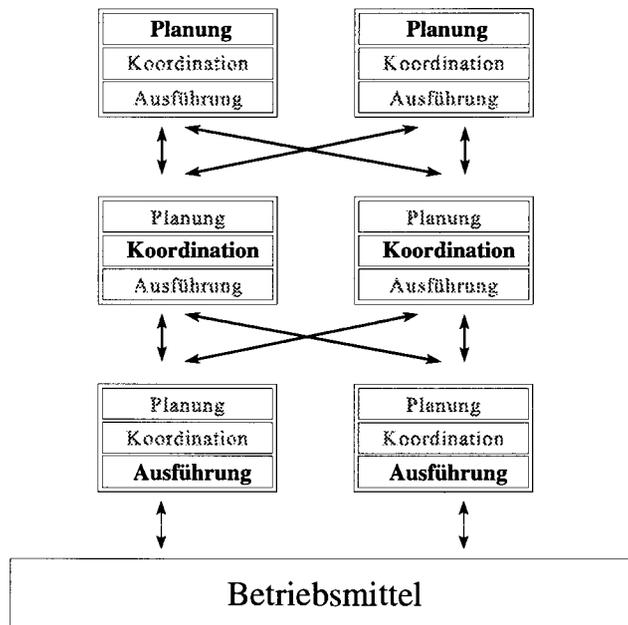
Auf dem Gebiet der elektrischen Energieversorgung zeichnet sich weltweit immer stärker die Tendenz der Liberalisierung der Märkte für Energie ab. Bestehende elektrische Energieübertragungssysteme (EÜS) sind bis heute ständig an den wechselnden Leistungsbedarf angepaßt worden. Darüberhinaus sind künftig aufgrund weiterer Veränderungen in der Verbraucher- und Versorgungsstruktur und der in Verbindung mit deregulierten Energiemärkten zu erwartenden erhöhten Durchleitung elektrischer Energie durch bestehende EÜS allgemein anpassungsfähige EÜS erforderlich.

In diesem Kontext ist das Prinzip der schnell anpassungsfähigen EÜS, die auch unter der Bezeichnung FACTS (Flexible AC Transmission Systems) geläufig sind, entwickelt worden. Dabei kommen besonders innovative Betriebsmittel (IB), die sich durch schnelle Regelbarkeit auszeichnen, zur Anwendung. Durch deren Einsatz in EÜS können eine anpassungsfähige Wirkleistungsflußregelung, eine Vergrößerung der übertragbaren Leistung und eine schnelle Beeinflussung des Spannungsprofils im Netz erzielt werden. Eine Analyse des Betriebsverhaltens von IB zeigt, daß insbesondere im gestörten Netzbetrieb eine erhöhtes Maß an koordinierter Regelung besteht, um unangepaßte Reglerreaktionen der dezentral arbeitenden Betriebsmittel zu vermeiden.

Da ein koordinierter Betrieb von IB sowohl eine Veränderung von Reglereigenschaften als auch eine Koordination im Kurzzeitbereich erfordert, eignen sich hierfür die im Bereich der Netzregelung bestehenden Koordinationskonzepte nicht. Bezüglich der zugrundeliegenden Anforderungen sind durch präventive Koordinationsmaßnahmen Ereignis-Reaktions-Muster für die Betriebsmittelregelungen vorzugeben, was eine Vergrößerung der Kopplung zwischen den heute teils zentral, teils dezentral realisierten leittechnischen Komponenten Betriebsplanung (Planung), Betriebsmittelkoordination (Koordination) und Stellgrößenaufschaltung (Ausführung) bedingt. Die systemtechnische Grundlage für diesen Ansatz sind autonome Systeme, durch die eine strukturierte Architektur von Komponenten für die Aufgaben "Planung", "Koordination" und "Ausführung" gegeben ist.

Gegenstand dieses Forschungsprojektes ist die Entwicklung eines Konzeptes autonomer Systeme für die Führung regional verteilter Großprozesse und Anwendung dieses Konzeptes auf den Prozeß eines EÜS unter Anwendung innovativer Betriebsmittel. Es wird dabei zunächst ein verallgemeinerter Ansatz gewählt, bei dem ein autonomes System aus miteinander kooperierenden autonomen Komponenten besteht, die jeweils die Eigenschaften "Planung", "Koordination" und "Ausführung" besitzen. Sie setzen sowohl konventionelle als auch innovative Verfahren der Regelungstechnik um. In diesem Zusammenhang erlangt die Realisierung selbstlernender Komponenten große Bedeutung.

Vorteilhaft ist es, die autonomen Systeme derart auszuführen, daß die Möglichkeit der Kooperation durch Kommunikation einzelner autonomer Komponenten nicht ausgeschlossen ist. Dies bedingt eine Architektur, bei der autonome Komponenten mit unterschiedlich stark ausgeprägten Eigenschaften bezüglich "Planung", "Koordination" und "Ausführung" ausgestattet sind. Diese Architektur entspricht einer vermaschten Struktur von Leiteinrichtungen. Eine vermaschte Struktur erlaubt im Bereich der autonomen Systeme konzeptionell die Eigenschaft der Selbstorganisation, da die Kommunikation zwischen den autonomen Komponenten, die in Bild 4.50 durch Pfeile angedeutet ist, nicht vordefiniert ist.



**Bild 4.50:** Autonomes System mit vermaschter Struktur

Diese vermaschte Struktur eines autonomen Systems ähnelt dem Aufbau von Netzleitsystemen, so daß zur Realisierung einer koordinierten Regelung von IB eine Ergänzung bestehender leittechnischer Einrichtungen durchgeführt werden kann. Da die autonomen Komponenten in die Hierarchie bestehender leittechnischer Einrichtungen integriert werden müssen, ergibt sich abhängig von den betrachteten Eingangs- und Ausgangsinformationen eine Unterteilung in

- Einzelleitenebene,
- Gruppenleitenebene,
- Prozeßleitenebene.

Die Sensorik und die Stellglieder stellen die physikalische Kopplung der autonomen Komponenten mit dem Prozeß dar. Hier werden alle meßbaren und im Rahmen der Informationsverarbeitung des Gesamtsystems erforderlichen Daten aufgenommen und ein Teil davon als Eingangsgrößen für das aktive Regelungssystem aufbereitet. Eine Bewertung der Regeleinriffe erfolgt über die Analyse der Systemantwort nach der Stellgrößenaufschaltung. Damit

kann einerseits in der Einzelleitebene eine Parameteradaption vorgenommen und andererseits den Komponenten, die vornehmlich planerische Aufgaben durchführen, die erforderliche Rückkopplung gegeben werden (Bild 4.51).

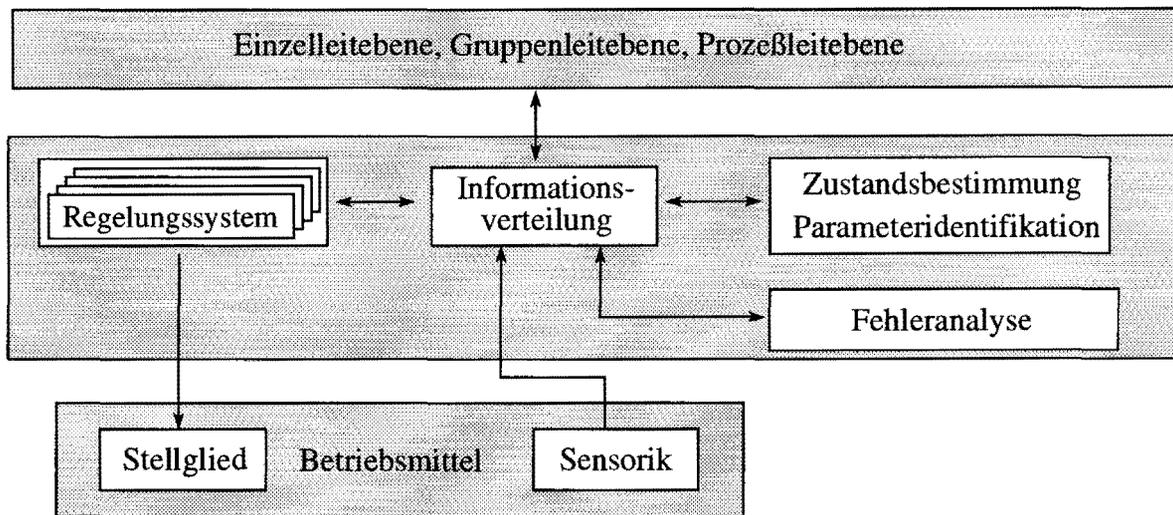


Bild 4.51: Aufbau einer autonomen Komponente auf der Einzelleitebene

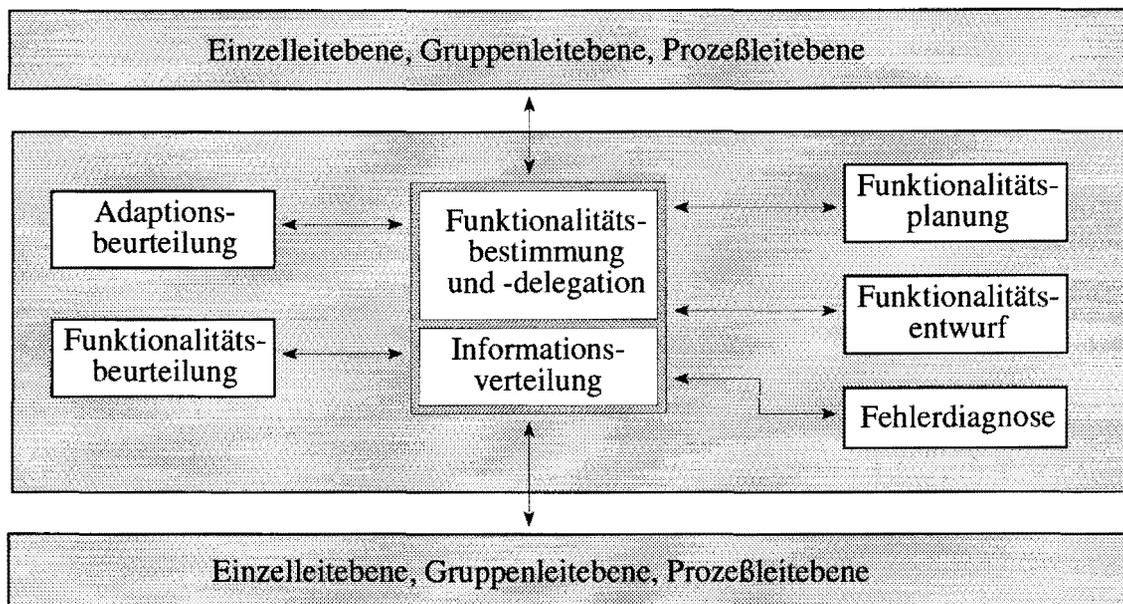
Das Regelungssystem besteht aus mehreren adaptiven Reglern, deren Anzahl durch die zu realisierenden Betriebsaufgaben gegeben ist. Es werden sowohl die durch die Sensorik aufgenommenen Meßwerte, als auch geschätzte Zustandsgrößen weiterverarbeitet, um während der Regelung die Parametrierung des Reglers an den Betriebszustand anzupassen. Die Informationsverteilung hat die Aufgabe, bedarfsorientiert Informationsflüsse in bezug auf die aufgenommenen Meßdaten, Zustandsabschätzungen und Parameteridentifikationen zu koordinieren.

Die Planung von Parameteränderungen im Regelungssystem erfolgt in der Zustandsbestimmung und Parameteridentifikation in Abhängigkeit von dem aktiven Regelkreis, dessen Parametersätze auf Eignung für den Betriebszustand geprüft und gegebenenfalls modifiziert werden. Die Methoden, nach denen ein Zustand klassifiziert werden kann, welche Meßdaten dafür geeignet sind und welche qualitativen Änderungen an dem Regelkreis daraus folgen, werden von autonomen Komponenten der Gruppen- und Prozeßleitebene vorgegeben. Die Instanz zur Fehleranalyse ermittelt Fehler im Betrieb der autonomen Komponente, die einerseits durch den Ausfall eines Regelungssystems oder andererseits durch physikalische Defekte im Bereich der Stellglieder oder Sensorik auftreten.

Autonome Komponenten, die in der Gruppenleitebene eingesetzt werden, wirken vorwiegend koordinierend und haben die Aufgabe, vordefinierte Regelungsaufgaben zu gewährleisten. Diese werden zerlegt und in Form von Regelungsalgorithmen und Identifikationsverfahren an die autonomen Komponenten der Einzelleitebene weitergeleitet (Bild 4.52). Über die Instanz Funktionalitätsbestimmung und -delegation wird aus den Eingangsinformationen benachbarter autonomer Komponenten die Funktionalität der betriebsmittelnah angeordneten autonomen

Komponenten bestimmt. Hier kann in bestimmtem Maße auf Fehlreaktionen im System reagiert und durch geeignete Ereignis-Reaktions-Muster ein gestörtes System in den sicheren Zustand überführt werden.

Die Instanz Funktionsdelegation delegiert die durch Funktionalitätsbestimmung erstellten Regeleingriffe an autonome Komponenten der Einzelleitebene. Die Entscheidung, welches Verhalten geeignet ist, wird unter Verwendung der lokal verfügbaren oder erfragbaren Informationen getroffen.



**Bild 4.52:** Aufbau einer autonomen Komponente auf der Gruppenleitebene

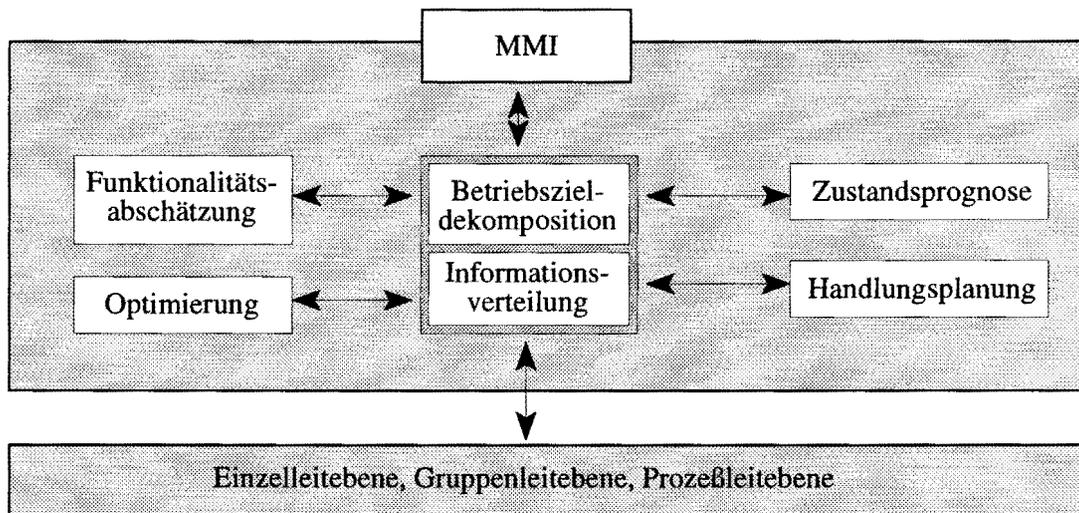
Neben der Festlegung und Delegation von Regeleingriffen, die das Systemverhalten der zu regelnden Betriebsmittel bestimmen, werden zusätzlich Methoden weitergeleitet, die die Zustandsbestimmung und Parameteridentifikationen erfordern. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, betriebsmittelnah autonome Komponenten derart zu beeinflussen, daß diese ohne vorherige Kommunikation auf unerwartete Ereignisse vollständig dezentral reagieren können. Dies bezieht sich nicht nur auf Störungen im Prozeß durch Betriebsmittelausfälle oder Fehler, sondern auch auf den Ausfall von dezentral angeordneter Sensorik, da in diesem Fall vorbestimmte Reglerfunktionalitäten aufgrund fehlender Meßdaten nicht mehr ausführbar sind.

Zur Realisierung dieser Eigenschaften einer autonomen Komponente der Gruppenleitebene eignen sich besonders wissensbasierte Verfahren, die aufgrund der Verarbeitung von heuristisch gewonnenen Informationen einen transparenten Entwurf der einzelnen Instanzen ermöglichen. Dadurch kann beispielsweise Erfahrungswissen des Bedienungspersonals berücksichtigt werden.

Die autonomen Komponenten der Gruppenleitebene stellen im Vergleich zur bestehenden Struktur der Energieübertragung die wesentliche Ergänzung dar, die für den koordinierten

Die autonomen Komponenten der Gruppenleitebene stellen im Vergleich zur bestehenden Struktur der Energieübertragung die wesentliche Ergänzung dar, die für den koordinierten Betrieb von IB erforderlich ist. Aufgrund der Anforderung, durch Ereignis-Reaktions-Muster den Koordinationsbedarf der IB abzudecken, besteht bei der Realisierung dieser autonomen Komponenten aufgrund der einzusetzenden Verfahren im Bereich der Meßwertaufbereitung und -verdichtung sowie der Bereitstellung von topologischen Daten eine enge Kopplung mit der Stationsleittechnik.

Autonome Komponenten der Prozeßleitebene arbeiten mit Informationen, die ein leittechnisches Prozeßabbild in der Leitwarte repräsentieren. Die Mensch-Maschine-Schnittstelle (MMI) ermöglicht die Kommunikation mit dem Prozeßbediener (Bild 4.53).



**Bild 4.53:** Architektur einer autonomen Komponente auf der Prozeßleitebene

Die Hauptaufgabe dieser autonomen Komponente besteht in der Dekomposition einer Betriebsaufgabe mit der einhergehenden Planerstellung zur Aufgabenerfüllung. Über die Instanz Funktionalitätsabschätzung wird die Kommunikation dieser autonomen Komponente mit weiteren autonomen Komponenten bestimmt, da nicht immer gewährleistet ist, daß der empfangene Handlungsauftrag vollständig durch diese autonome Komponente bearbeitet werden kann. Zusätzlich erfolgt hier die Generierung von Betriebsplänen, die den autonomen Komponenten derselben oder anderer Hierarchieebenen zuzuordnen sind. Die Beurteilung der erstellten Betriebspläne erfolgt anhand von Optimierungsstrategien unter ökonomischen Gesichtspunkten.

Ch. Becker, D. Westermann

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

#### 4.3.4 Meßwerterfassung und -Visualisierung für einen Brennstoffzellenprüfstand

Das Langzeitverhalten von oxidkeramischen Brennstoffzellen bei wechselnden Gasqualitäten wird derzeit von der Dortmunder Energie und Wasser (DEW), der Schweizer Firma Sulzer Innotec AG und dem Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund im Rahmen eines Forschungsprojekts untersucht. Der Lehrstuhl betreibt dazu das Langzeit-Meßdatenerfassungs- und Prozeß-Visualisierungs System (LMPV) im Gaslabor der DEW in Dortmund-Lindenhorst (siehe Jahresbericht 1995).



**Bild 4.54:** Versuchsanlage im Gaslabor der DEW

Im Dezember 1995 wurde der Versuchsstand installiert und in Betrieb genommen (Bild 4.54). Parallel dazu erfolgte der Aufbau und die Inbetriebnahme des LMPV-Systems. Zuerst wurde der Versuchsstand ohne Brennstoffzellenstapel betrieben, um die Funktionsfähigkeit der Prozeßperipherie zu optimieren. Im Februar 1996 wurde der erste Brennstoffzellenstapel eingesetzt und bis Juli 1996 für verschiedene Versuchsreihen genutzt. Der zur Zeit eingebaute zweite Brennstoffzellenstapel wird im Dauerbetrieb gefahren und hat bis heute etwa 2700 Betriebsstunden unter Last erreicht.

Der Aufbau des Versuchsstandes mußte im Laufe der Versuchsreihen nur geringfügig modifiziert werden. Entsprechend den Versuchs- und Modellierungsfortschritten sind weitere Meßwerte ergänzt und die Visualisierung angepaßt worden. Das LMPV-System hat sich im ersten Betriebsjahr als zuverlässiges System zur Meßwernerfassung erwiesen.

Bei der Visualisierung, verwendet wird das Prozeßvisualisierungsprogramm WinLab PRO (Graf Elektronik Systeme GmbH), ist die Darstellung der Prozeßdaten vor Ort von der Online-Darstellung via Modem zu unterscheiden. Erstere WinLab-Applikation befindet sich im Gaslabor der DEW. Mittels dieser WinLab-Applikation wird auch die Meßdatenerfassung und Speicherung durchgeführt. Die zweite Visualisierungsmöglichkeit ist eine spezielle WinLab-Applikation für die Kooperationspartner des Forschungsprojekts. Neben der Online-Visualisierung der Prozeßdaten besteht die Möglichkeit die Meßdaten der Vortage oder Vormonate abzurufen. Eine Weiterverarbeitung der Meßdaten in Tabellenkalkulationssystemen wie in Excel oder ähnlichen Programmen ist möglich.

Die im Laufe der Jahre 1996 und 1997 mit Hilfe der Versuchsanlage aufgezeichneten Daten dienen als Grundlage für die Erstellung von Simulationsmodellen, Bestimmung des Wirkungsgrades und der Wirtschaftlichkeitsberechnungen einer Brennstoffzellenanlage. Für einen effizienten Datenzugriff ist beim gegebenen Datenumfang von etwa 400 MB/Jahr eine strukturierte Archivierung unumgänglich. Dazu wurde ein Datenbankkonzept entwickelt, in dem

- die unterschiedlichen Softwareformate der Meßdaten umgesetzt werden,
- Ereignisse wie Umbauten am Versuchsstand festgehalten werden,
- Plausibilitätskontrollen der Meß- und Analysedaten durchgeführt werden,
- Abfragen im SQL-Format möglich sind.

Die Umsetzung des Datenbankkonzeptes wird zur Zeit bearbeitet.

Der vorgesehene Betrieb der Brennstoffzellenanlage am 0,4 kV-Netz ist nur mit einem Wechselrichter möglich. Untersuchungen haben gezeigt, daß der Einsatz von Wechselrichtern für Photovoltaikanlagen bei Eingangsspannungen  $< 60$  V DC nicht oder nur bedingt geeignet sind. Darüber hinaus müssen die den Vorschriften entsprechenden Schutzmaßnahmen vorgesehen werden. Es ergeben sich für den Wechselrichter folgende Anforderungen:

- hoher Wirkungsgrad bei der niedrigen Ausgangsspannung der Brennstoffzelle,
- modularer Aufbau um die Produktionskosten zu minimieren,
- Einbeziehung des Wechselrichters in die Regelung der Brennstoffzellenanlage,
- Untersuchung der Voraussetzungen für den Anschluß von Eigenerzeugungsanlagen.

In weitergehenden Arbeiten werden entsprechend den genannten Randbedingungen die Integration von Brennstoffzellen mit Wechselrichtern in Niederspannungsnetzen untersucht.

W. Horenkamp, L. Neuhaus

Das Forschungsvorhaben wird durch das Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand, Technologie und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen gefördert.

#### 4.3.5 Prüfeinrichtung zur Nachbildung von Drehstromsystemen

Die Entwicklung, Prüfung und Kalibrierung von Schutzeinrichtungen, Meßsystemen, elektrischen Geräten und Anlagen erfordert die Nachbildung eines Netzanschlußpunktes mit exakt definiertem Spannungsverlauf und ebenso exakt definierter Impedanz. Der am Lehrstuhl entwickelte Funktionsgenerator (siehe Jahresbericht 1995) wurde mit einer PC-Steuereinheit, Leistungsverstärkern und steuerbarer elektronischer Last erweitert (Bild 4.55). Die Erzeugung und Ausgabe periodischer und nichtperiodischer Signale ermöglicht die Nachbildung eines Netzanschlußpunktes, wobei die Komplexität und Dauer der Testsignale im wesentlichen nur von der zur Verfügung stehenden Speicherkapazität der PC-Steuereinheit abhängt.

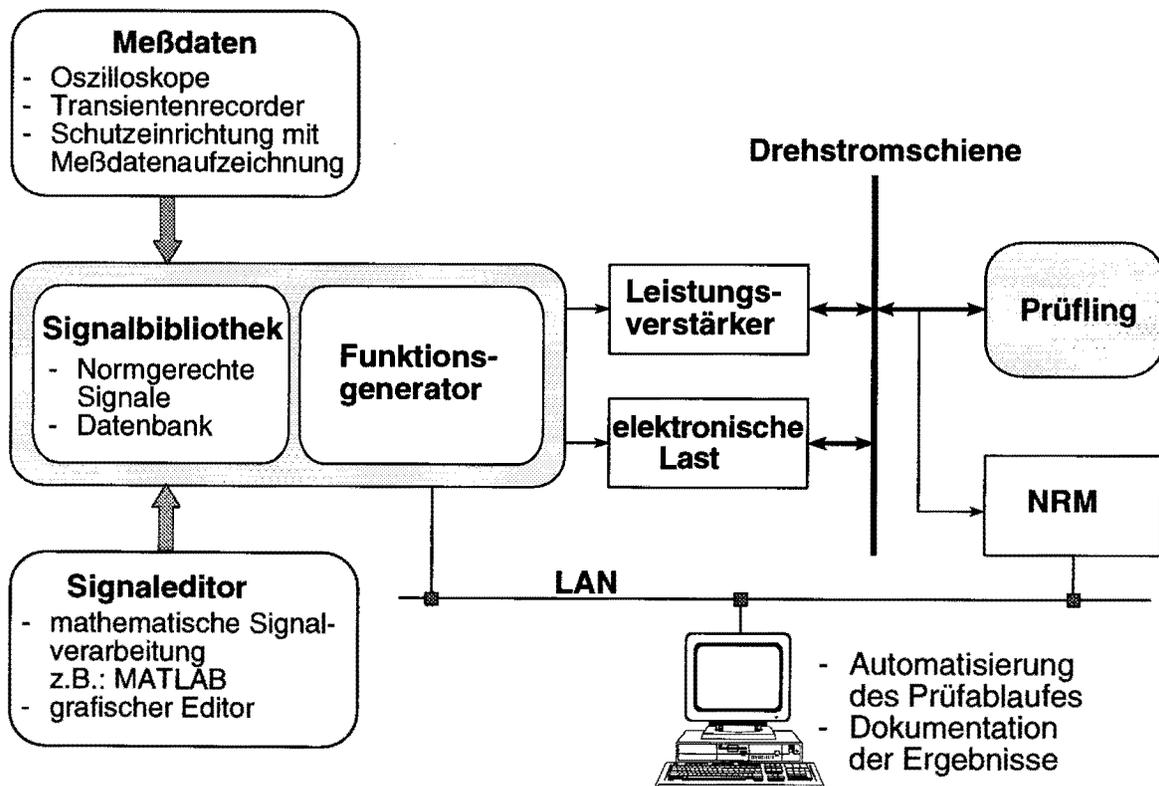


Bild 4.55: Blockschaubild der Netzsimulationsanlage

Im Rahmen des Projekts wurde ein Standardsoftwarepaket entwickelt, welches eine einfache Generierung von Oberschwingungen erlaubt. Komplexe Signalverläufe wie zum Beispiel Flicker, periodische und nichtperiodische Spannungseinbrüche können mit dynamischen Simulationsprogrammen generiert und als Zeitreihen in das System eingespeist werden. Weiterhin steht eine umfangreiche Signalbibliothek mit normgerechten Testsignalen zur Verfügung.

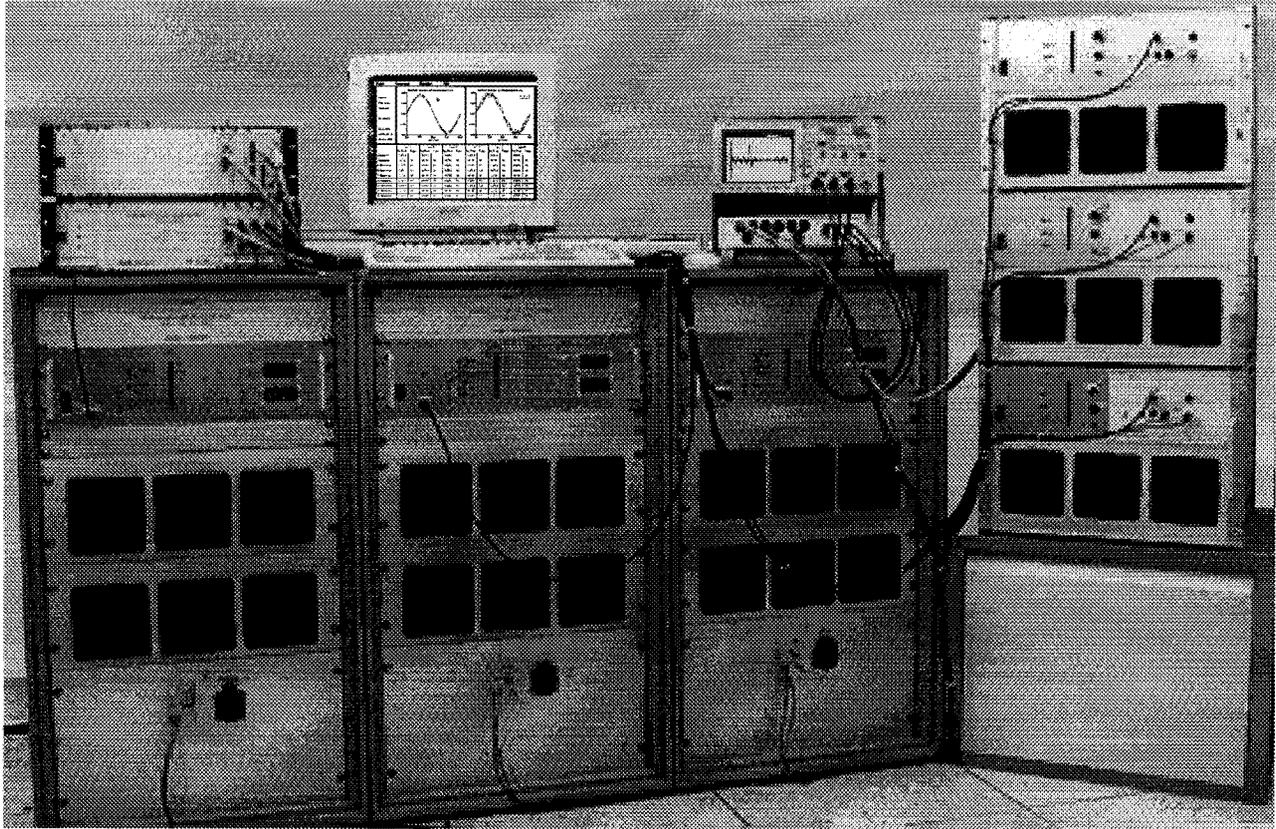
Die Netzsimulationsanlage (Bild 4.56) besteht aus den folgenden Komponenten:

- Programmierbarer 6-Kanal-Funktionsgenerator mit PC-kompatibler Steuereinheit.
- 4-Quadranten-Präzisions-Leistungsverstärker (3 Phasen).
- Steuerbare Stromsenke (bipolare elektronische Lasten, 3 Phasen).
- Netzurückwirkungsmeßsystem NRM (Option).

Mit der vorgestellten Netzsimulationsanlage lassen sich Signalverläufe, welche zuvor mit einem Transientenrecorder oder Speicheroszilloskop aufgezeichnet wurden, im Labor wiedergeben und die Reaktion von Schutzeinrichtungen, Meßeinrichtungen und sonstigen elektrischen Einrichtungen unter den aufgezeichneten Bedingungen testen. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, Daten aus anderen Anwendungsprogrammen wie beispielsweise MATLAB (The Mathworks Inc.) zur Signalgenerierung zu verwenden. Diese simulierten Signalverläufe können den gemessenen überlagert werden, um das Verhalten der zu prüfenden Geräte zu testen. Weitere Einsatzgebiete der Netzsimulationsanlage sind die Prüfung von elektrischen Einrichtungen nach VDE0838/EN60555 in Kombination mit dem Netzurückwirkungsmeßsystem NRM und die Prüfung von kleinen Wechselrichteranlagen für Photovoltaikanlagen in Bezug auf eine Netzanbindung.

W. Horenkamp

Dieses Forschungsvorhaben wurde in Kooperation mit der Gesellschaft für innovative Energieumwandlung und -speicherung mbH (EUS) durchgeführt.



Technische Daten der Anlage

**Funktionsgenerator:**

Anzahl der Kanäle: 6 getrennt steuerbar  
Frequenzbereich: DC bis 20 kHz  
Amplitudenauflösung: 16 Bit  
Phasenauflösung:  $< 0,5^\circ$  bei 50 Hz  
Phasengleichlauf:  $< 0,1 \mu\text{s}$

**Leistungsverstärker:**

Ausgangsleistung: 3 kW / Kanal  
Ausgangsspannung:  $\pm 400 \text{ V} / 7,5 \text{ A}$   
 $\pm 200 \text{ V} / 15 \text{ A}$   
Frequenzbereich: DC bis 20 kHz -3 dB  
Klirrfaktor: bei 50 Hz 0,1%

**elektronische Last:**

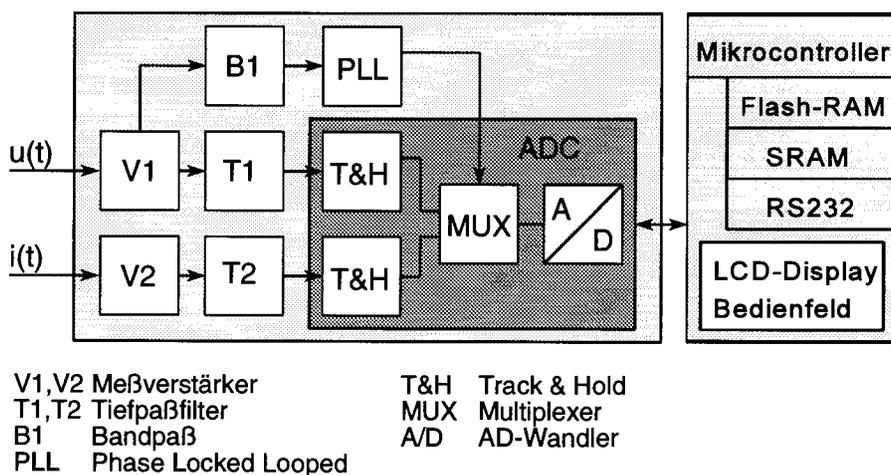
Verlustleistung: 2 kW / Kanal  
Frequenzbereich: DC bis 100 Hz  
Modulationsfrequenz: DC bis 20 kHz

Bild 4.56: Dreiphasige Netzsimulationsanlage mit Leistungsteil

#### 4.3.6 Leistungsmessung in Industrieanlagen

Zur Bestimmung der Leistungsflüsse in Industriebetrieben werden Meßeinrichtungen benötigt, die auf die speziellen Anforderungen abgestimmt sind. Die Meßeinrichtungen müssen vor allem die Leistung der Oberschwingungen erfassen, die durch nichtlineare Verbraucher hervorgerufen werden. Eine Marktanalyse ergab, daß die angebotenen Meßeinrichtungen für diese Messungen nur eingeschränkt geeignet sind. Es wurden verschiedene Betriebsmeßgeräte zur Leistungsmessung untersucht. Diese zum Teil sehr preiswerten Meßgeräte erfassen entweder nur die Leistung der Grundschwingung oder allenfalls Leistungen bis zur 7. Oberschwingung; bei Messungen an nichtlinearen Verbrauchern wurden Meßfehler von 5 bis 10 % für die Wirkleistung und bis zu 40 % bei der Blindleistung festgestellt. Genaue Ergebnisse liefern hier Netzanalysatoren, die in der Regel Oberschwingungen bis zur 50. Ordnung erfassen. Diese Meßeinrichtungen weisen jedoch Leistungsmerkmale auf, die für den vorgesehenen Einsatz nicht erforderlich sind und aufgrund ihrer Größe nicht in Verteileranlagen oder Anschlußkästen eingebaut werden können.

Für die genannten Meßaufgaben wurden verschiedene analoge und digitale Leistungsmeßverfahren untersucht. Die digitale Leistungsmessung, stellt für den vorgesehenen Anwendungszweck einen guten Kompromiß zwischen den drei Forderungen nach einer hohen Meßgenauigkeit, geringen Kosten und geringem Platzbedarf dar. Jedoch erfordert diese Lösung einen erhöhten Softwareaufwand sowie den Einsatz leistungsfähiger Mikrocontroller.



**Bild 4.57:** Blockschaltbild der Leistungsmeßeinrichtung (1-phasige Darstellung)

Das Gesamtkonzept des entwickelten Leistungsmeßgerät zeigt Bild 4.57. Die Meßeingänge für Strom und Spannung sind 3-phasig ausgeführt. Der Mikrocontoller berechnet aus den Abtastwerten, die Wirkleistungen sowie die Effektivwerte von Spannung und Strom für jede Phase. Diese Meßwerte werden entsprechend dem eingestellten Mittlungsintervall ( $\geq 1$  Sekunde) auf eine Flash-RAM-Disk oder Festplatte gespeichert.

W. Horenkamp

EV9603

## 5. VORTRÄGE

### 5.1 Beiträge für das Kolloquium

- 18.03.1996 Dr. K. Tomsovic, Washington State University  
"Current Research Projects of the School of Electrical Engineering and Computer Science of Washington State University"
- 16.04.1996 Dr. Yu. Grishin, Siberian Energy Institute, Irkutsk, Russia  
"The Electric Power Industry in Russia"
- 16.04.1996 Dr. S. Smirnow, Siberian Energy Institute, Irkutsk, Russia  
"Application of Distortion Power for the Analysis of Operating Conditions of High-Harmonics in the Nodes of Load Connection"
- 04.06.1996 Prof. Newton G. Bretas, Universidade de Sao Paulo, Escola de Engenharia de Sao Carlos: "Network Observability: Theory and Algorithms Based on Triangular Factorisation and Path Graph Concepts"
- 05.06.1996 Prof. Newton G. Bretas, Universidade de Sao Paulo, Escola de Engenharia de Sao Carlos: "Considerations about Power Systems Modelling Concerning Transient Stability Analysis"
- 26.06.1996 Dipl.-Ing. R. Diethelm, Sulzer Innotec AG, Schweiz  
"Brennstoffzellen für die Haustechnik"
- 03.07.1996 Thomas Fabian, Universität Dortmund  
"Energiespeicher zur Integration von Windkraftanlagen in elektrischen Energieversorgungssystemen"
- 10.07.1996 Michael Heine, Universität Dortmund  
"Objektorientierte Modellierung für den Softwareentwurf in der Netzleittechnik"

### 5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitarbeitern

- 02.02.1996 Dipl.-Ing. A. J. Gaul  
"Evolutionary Strategies Applied for an Optimal Management of Electrical Loads" Vortrag im Rahmen der ISAP'96 vom 28.01.1996 - 02.02.1996 in Orlando, Florida, USA
- 22.02.1996 Dipl.-Ing. U. Neumann  
"Condition Oriented Maintenance Scheduling in Electrical Energy Systems", Vortrag im Rahmen des ZEDO-Kolloquiums, Dortmund

- 23.02.1996 Dipl.-Ing. D. Westermann  
"Coordinated Operation of FACTS-Devices", Vortrag im Rahmen des ZEDO-Kolloquiums, Dortmund
- 27.02.1996 A. Gaul  
"Der VDE im Internet", Vortrag vor den VDE Jungingenieuren in Dortmund
- 13.03.1996 Dipl.-Ing. U. Neumann  
"Rechnergestütztes Planungssystem für die zustandsbezogene Instandhaltung in elektrischen Energieversorgungssystemen", VDI-Tagung: Betriebsmanagementsysteme in der Energiewirtschaft, Darmstadt
- 20.03.1996 Prof. Handschin  
VDE-Symposium "Fachhochschule und Praxis", 79. Arbeitstagung für Professoren an Fachhochschulen "Neue Aufgaben in der Energieversorgung" Beitrag des VDE-Bezirksvereins Rhein-Ruhr zur Erneuerung des Ruhrgebietes
- 26.03.96 Dipl.-Ing. A. Koel  
"Role of an Intelligent Substation for a More Efficient Network Control", Vortrag im Rahmen des Abschlußreviews für das EU-Projekt in Wroclaw
- 26.03.96 Dipl.-Ing. A. Koel  
"Alarm Handling", Vortrag im Rahmen des Abschlußreviews für das EU-Projekt in Wroclaw
- 27.03.96 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin  
"Maintenance Scheduling Based on the Condition of the Equipment in Electrical Energy Systems", Vortrag im Rahmen des Seminars "Innovative technologies for information processing in power network operation" in Wroclaw
- 27.03.96 Dipl.-Ing. A. Koel  
"Expert System for Alarm Handling", Vortrag im Rahmen des Seminars "Innovative Technologies for Information Processing in Power Network Operation" in Wroclaw
- 16.04.1996 Dipl.-Ing. T. Nikodem  
"Inclusion of Short-Run Marginal Costs Associated with Reactive Power into a Probabilistic Transmission Costing Methodology", Vortrag im Rahmen der "Fourth International Conference on Power System Control" des IEE in London
- 17.04.1996 Dipl.-Ing. D. Kuhlmann  
"Alarmverarbeitung und Fehlerortung in komplexen technischen Prozessen", Vortrag im Rahmen des Statusseminars "Neuroinformatik und Künstliche Intelligenz" des BMBF in München

- 29.05.1996 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin  
"Maintenance Scheduling Based on the Condition of the Equipment in Electric Energy Systems", Vortrag im Rahmen des Besuch an der Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
- 29.05.1996 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin:  
"Current Research Work at the Institute for Innovative Energy Conversion and Storage", Vortrag im Rahmen des Besuch an der Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
- 03.06.1996 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin  
"Quality of Power Supply: Voltage Flicker and Advanced Energy Management System using Open Market Architectures", Vortrag im Rahmen des Besuch an der Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
- 20.06.1996 Dipl.-Ing. D. Kuhlmann  
"Betriebsmittelbezogene Künstliche Neuronale Netze zur Fehlerdiagnose in elektrischen Energieübertragungssystemen", Vortrag im Rahmen des Symposiums: Anwendungen von Fuzzy Technologien und Neuronalen Netzen in Neunkirchen am Brand
- 22.08.1996 Dipl.-Ing. D. Westermann  
"Coupled Active / Reactive Power Optimization using FACTS Equipment", Vortrag im Rahmen der 12. PSCC, Dresden
- 26.08.- Prof. Dr.-Ing. E. Handschin  
30.08.1996 CIGRE Special Report, Paris
- 27.09.1996 Dipl.-Ing. D. Westermann  
"Advanced Energy Management Systems using Open Market Architecture", Vortrag im Rahmen des "International Symposium on Modern Electric Power Systems", Wroclaw, Polen
- 23.10.1996 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin  
"Technische und wirtschaftliche Aspekte elektrischer Energiespeicher", Vortrag im ABB-Forschungszentrum, Heidelberg
- 26.11.1996 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin  
"Regenerative Energien Windkraft und Solar - zwei neue Technologien", VDE-Vortrag im Wissenschaftspark Gelsenkirchen

## 6. VERÖFFENTLICHUNGEN

### 6.1 Veröffentlichungen

*J. Handke, E. Handschin*: "Dimensioning of Fuel Cell Cogeneration Systems Using Linear Programming", 2nd International Fuel Cell Conference, Feb. 5-8, 1996, Kobe, Japan

A new method based on LP will be presented for solving the problem of dimensioning of fuel cell cogeneration systems and determining the optimal operation mode simultaneously. The proposed method uses the electrical and heat load curves for characteristic days instead of load duration curves of one year. A cogeneration application for an industrial consumer, and the use of FC for the electrical and heat supply of an apartment house are presented. The results show that the application of FC cogeneration systems will be profitable if it is possible to substitute electrical energy. The savings depend on the price of electrical energy. As higher this price is, as higher are the savings.

*E. Handschin, D. König*: "Le traitement du point neutre dans les réseaux de moyenne tension", Revue de l'électricité et de l'électronique (REE), No 2, Février 1996, p. 20-30

En Allemagne, trois solutions sont généralement adoptées, et normalisées, pour le traitement du point neutre sur un réseau de moyenne tension. Ce sont le neutre isolé, sa mise à la terre par une bobine, et sa mise à la terre rigide ou à basse résistance.

Ces trois possibilités ont leurs propres conséquences sur le comportement du réseau: courant de défaut, contact terrestre intermittent, arc électrique en cas de défaut sur le conducteur.

*E. Handschin, T. Nikodem, B.J. Cory, P.D.C. Wijayatunga*: "Inclusion of Short-Run Marginal Costs Associated with Reactive Power into a Probabilistic Transmission Costing Methodology", IEE Conference Paper: "Fourth International Conference on Power System Control and Management", 16.-18. April 1996, London, Groß Britanien

The paper presents a methodology for the determination of short-run marginal costs (SRMC) associated with reactive power. The method is included into a previously developed probabilistic transmission costing methodology based on active power short-run marginal costing. Monte Carlo techniques are applied to take into account uncertainties associated with demand, generation availability and generation fuel cost. The determination of reactive power SRMC is based on the results obtained by the real power dispatch in the determination of active power SRMC. But instead of determining active and reactive power costs coupled, the two quantities are treated separately. The provision with reactive power and reactive energy with regard to voltage control is looked at as a separate service.

*C.A.Castro, A.Bose, E.Handschin, W.Hoffmann: "Comparison of different screening techniques for the contingency selection function", Electrical Power & Energy Systems, Vol. 18, No. 7, pp. 425-430, 1996*

This paper is intended to discuss some features of the present day contingency selection techniques and show that the combination of those techniques may improve the efficiency of the process. In particular two techniques, namely pre-screening by adaptive pre-filter and screening by expert systems are revisited. Both techniques are tested by using a number of systems. The results show that the speed of pre-screening combined with the explanation capability of reliable expert systems can provide the operators of on-line control centers with fast and detailed information on the system security at every cycle of operation.

*E. Handschin, W. Hoffmann, D. Kuhlmann: "Betriebsmittelbezogene Künstliche Neuronale Netze zur Fehlerdiagnose in elektrischen Energieübertragungssystemen", Symposium: Anwendungen von Fuzzy Technologien und Neuronalen Netzen, 19.-21. Juni 1996, Neunkirchen am Brand*

Bei Störungen in Energieübertragungsnetzen kann innerhalb kürzester Zeit eine große Anzahl von Meldungen (Meldungsschauer) in der Zentrale zusammenlaufen. Infolge von Fehlfunktionen des Schutzsystems, Störungen bei der Datenübertragung oder nicht vollständig überwachter Netzbezirke fehlen häufig wichtige Informationen, was eine schnelle Erkennung der Fehlerursachen zusätzlich erschwert. Das vorgestellte System zur Fehlerdiagnose ermöglicht eine echtzeitfähige und zuverlässige Analyse von Störungssituationen auch im Fall von unvollständigen Meldungsschauern oder Fehlreaktionen des Schutzsystems. Das realisierte Verfahren unterstützt den flexiblen Einsatz des Diagnosesystems für unterschiedliche Prozesse durch automatische Anpassung an die Merkmale (z.B. Topologie) des jeweiligen Prozesses.

*E. Handschin, W. Hoffmann, D. Kuhlmann: "System Fault Diagnosis using Device-Specific Artificial Neural Networks", invited chapter to: Neural Networks Applications in Power Systems, edited by Th.S. Dillon and D. Niebur, CRL Publishing Ltd, UK, 1996*

This chapter discusses the application of Artificial Neural Networks for system diagnosis of Electrical Power Systems on the level of a control centre.

*E. Handschin, W. Hoffmann, D. Kuhlmann: "System fault diagnosis", invited chapter to: A tutorial course on Artificial Neural Networks with Applications to Power Systems, edited by M.A. El-Sharkawi and D. Niebur, IEEE Power Engineering Society, Catalog No.: 96TP112-0, IEEE Service Center, 445 Hoes Lane, P.O. Box 1331, Piscataway, NJ-08855-1331, USA, 1996*

Various applications of Artificial Neural Networks (ANN) published prove the ANN technology to be well suited to cope with corrupted input signals. A new ANN based solution of the task of fault diagnosis is presented in this paper. ANN specifically trained for dealing with certain electric devices are the basic elements of this approach. Several device specific ANN (DS-ANN) for devices like lines, busbars, transformers, etc. are working together in the DS-ANN based fault diagnosis system. The DS-ANN are trained independently and without any respect to a specific EPS topology. An exchange of intermediate diagnoses between DS-ANN allows to cope with incomplete alarm patterns. Due to the modular approach the DS-ANN based system for fault diagnosis might be easily adapted to topological changes in an EPS as well as to a completely different EPS without retraining the DS-ANN.

*E. Handschin, J. Handke, D. Westermann, B. Wiesmann: "Coupled active and reactive power optimization using FACTS equipment", Proceedings of the 12th Power System Computation Conference (PSCC), Dresden, August 1996*

In this paper an optimal power flow algorithm based on quadratic programming is presented that can take into account the operational capabilities of innovative operational devices for a coupled consideration of active and reactive power flow control. Using FACTS devices high speed response times and high reliable operation of the power system can be achieved. In order to realize a coupled active / reactive power optimization an iterative algorithm will be presented. The proposed algorithm represents one component in the control center of a flexible AC transmission system (FACTS).

*E. Handschin, D. Kuhlmann, D. Westermann: "Advanced energy management systems using open market architectures", Proceedings of the International Symposium on Modern Electric Power Systems, Wroclaw, Polen, S. 50-59, September 1996*

This paper gives an outline of future aspects in energy management systems taking into account open market architectures. After a short introduction the transition process from a fully integrated utility system to an unbundled, deregulated electric power system is described. This is the basis for discussing the related issue of ancillary services in an open electricity market. Due to realized organizations in the field of pool market, reserve power availability, reactive power generation and cash flow structures their impact on energy management systems is discussed. Besides the tendency of opening the electricity market the efforts related to the expansions of interconnected power systems are considered. According to the operation of newly structured enlarged power systems new control facilities for system control are described with respect to the integration into existing power systems.

*U. Neumann, E. Handschin, G. Bretthauer, T. Gamaleja, W. Hoffmann:* "Rechnergestütztes Planungssystem für die zustandsbezogene Instandhaltung in elektrischen Energieversorgungssystemen", VDI-Berichte Nr. 1252: Betriebsmanagementsysteme in der Energiewirtschaft, VDI-Verlag, Düsseldorf, 1996, S. 213-222

In elektrischen Energieversorgungssystemen stellen die Kosten für Instandhaltungsmaßnahmen einen erheblichen Anteil der gesamten Betriebsführungskosten dar. Eine Optimierung des Instandhaltungsplans ist daher unter Berücksichtigung von betriebsmittel- und systemspezifischen Randbedingungen erforderlich. Das in diesem Beitrag vorgestellte Verfahren zur zeitlich optimalen Planung von Instandhaltungsmaßnahmen berücksichtigt diese Randbedingungen wie z.B. die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und das für die Instandhaltungsmaßnahmen verfügbare Personal und Material.

*A. J. Gaul, E. Handschin, W. Hoffmann:* "Evolutionary Strategies applied for an Optimal Management of Electrical Loads" Proc. Of ISAP'96, Orlando, Florida, USA, 1996, S. 368-372

Due to the fact, that electrical energy might not be stored efficiently it has to be generated whenever it is needed. This is in contrast to economic efficiency in power generation since the best operating point for a power plant is a constant power generation at its best economical rating.

Quite often electrical energy is consumed by loads doing some storage of thermal or kinetic energy on their own. The idea is to optimize the economic efficiency of power generation by scheduling appropriate parts of those loads in a way that they do consume energy when it is available at lower costs of generation and distribution.

A new approach to load scheduling by applying a modified evolutionary strategy is presented in this paper. The results will allow for a more efficient application of ripple control or wireless techniques based telecontrol system already installed in numerous utilities.

*P. Ju, E. Handschin, C. Rehtanz:* "A Comparative Study on the Nonlinear Dynamic Load Models", 12th Power System Computation Conference, Dresden, 1996

In the last years, several nonlinear dynamic models have been developed to represent the inherent nonlinearity of electric loads. These models are compared in several aspects, i.e. structure, identifiableness and accuracy. Especially, the identifiableness problem is studied for the first time. It is stressed that this problem should be paid more attention in developing load models. The comparison results are believed to be helpful to further studies and applications of load models.

*E. Handschin, M. Langer*: "Integrierte Wirk- und Blindleistungsmodellierung", Elektrizitätswirtschaft, Jg. 95 (1996), Heft 26

Der steigende Kabelanteil in Verteilungsnetzen erfordert eine Überprüfung des momentanen Konzeptes zur kundenseitigen Blindleistungskompensation. Für eine zukünftige koordinierte Blindleistungsregelung ist eine Erweiterung der bestehenden Lastmodelle um die Blindleistung notwendig. Die Autoren stellen einen Ansatz zur integrierten Modellierung der komplexen Last in beiden Komponenten vor.

*E. Handschin, Th. Fabian*: "Possibilities and Limits of Wind Energy Conversion in Germany", Perspectives in Energy, 1994 -1995, volume 3, p. 383-389

The possibilities wind energy offers for the future energy supply in Germany are discussed. An overview of the special energy characteristics of the wind is given. The mechanical and electrical parts of a wind energy conversion system (WECS) are considered. Current data on yearly energy production and the installed capacity of WECSs are given. An outlook on the future perspectives of wind energy in Germany, especially regarding technical and economic questions, is presented.

*P. Ju, E. Handschin, Z.N. Wei, U. Schlücking*: "Sequential Parameter Estimation of a Simplified Induction Motor Load Model", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, No. 1, February 1996, p. 319-324

The load model used in power system analysis, computation and control should be both accurate and simple. But the accuracy and simplicity often contradict each other, so that we have to make compromises between them. This paper describes a simplified practical model for composite loads. It is recognized that the simultaneous parameter estimation of the model is difficult. Therefore, a sequential parameter estimation method is developed. The estimation results of both theoretical simulations and tests are reported.

## 6.2 Forschungsberichte

*Th. Fabian*: "Verbesserung des dynamischen Netzverhaltens beim Einsatz von regenerativen Energieerzeugungsanlagen durch die Verwendung von Speichern", EV 9575

*A. John, D. Westermann*: "Parametrierungsmöglichkeiten von Softwarekomponenten zur Betriebsmittelplatzierung, Teil 1: Stationäre Betrachtung", EV 9602

*S. Michau*: “Integration von Programmodulen für innovative Betriebsmittel in das Simulationssystem SOIUS”, EV 9631

*E. Handschin, Ch. Rehtanz*: “Seminar Regenerative Energieversorgung”, EV 9636

*E. Orduña*: “Wissensbasierte-algorithmische adaptive Koordination der Schutzrelais in Energieversorgungsnetzen”, EV 9637

*A.J. Gaul*: “Entscheidungsunterstützung bei der Steuerung speichernder Lasten”, EV 9643

*J. Bujko, Z. Kremens, E. Handschin*: “Innovative Technologies for Information Processing for Reliable Operation of Eastern European Power Systems”, EV 9654

*U. Neumann*: “Zustandsbezogene Instandhaltungsplanung für Hochspannungsanlagen”, EV 9658

### 6.3 Diplomarbeiten

*S. Michau*: “Entwurf eines koordinierten Regelungskonzeptes für innovative Betriebsmittel in FACTS”, EV 9601

*St. Malcher*: “Entwicklung einer Meßeinrichtung zur Energieerfassung in Industriebetrieben”, EV 9603

*C. Lehmköster*: “Kombination und Validierung regelbasierter und evolutionärer Strategien in der Laststeuerung”, EV 9607

*F. Wortmann*: “Entwicklung eines Editors zur Prozeßbeschreibung und dynamischen Prozeßbildarstellung für elektrische Energieübertragungssysteme”, EV 9609

*M. Belser*: “Entwurf und Realisierung grundlegender Funktionen eines Netzdaten-Servers für den Einsatz in einem modernen Leitsystem”, EV 9610

*G. Koth*: “Ermittlung der Auswirkungen einer Zusammenschaltung zweier unterschiedlicher, erdschlußkompensierter 110-kV-Netzgruppen”, EV 9612

*R. Hemecker*: “Optimierung eines Hybridspeichers zur Integration von Windkraftanlagen”, EV 9613

*L. Neuhaus*: “Realisierung eines Meß- und Analysesystems für einen SOFC-Prüfstand”, EV 9614

*K. Lupp*: “Untersuchung und Bewertung von Netzwerkreduktionsverfahren für Lastfluß- und Kurzschlußberechnungen”, EV 9616

*F. Muschalle:* "Abschätzung der Spannungsmerkmale in Hochspannungsnetzen", EV 9618

*E. Hennig:* "Entwicklung eines evolutionären Parameter-Estimators für die mittelfristige Lastprognose", EV 9624

*M. Wulf:* "Analyse der mittelfristigen Lastprognose bezüglich der erreichbaren Prognosegüte", EV 9625

*A. Grütter:* "Lastflußberechnung im Mittelspannungsnetz unter Berücksichtigung von dezentralen Energieversorgungsanlagen und estimierten Verbraucherlastgängen", EV 9629

*A. Kröger-Vodde:* "Bestimmung frequenzabhängiger Netzimpedanzen zur Bewertung der Anschlußmöglichkeit dezentraler Energieerzeugungsanlagen", EV 9635

*Th. Heese:* "Design of a Switched Reluctance Generator", EV 9638

*R.H. Rodegro:* "Untersuchung der Erdungsmaßnahmen in Freiluftschaltanlagen", EV 9641

*D. Beck:* "Erweiterung eines Schutzsystemsimsulators für die Alarmverarbeitung und Fehlerortung", EV 9649

*B.Borchert:* "Echtzeitfähiges Multimedia-Autorensystem für die Interaktion in der Prozeßleittechnik", EV 9660

*M. Bielski:* "Thermische und elektrische Modellierung des HEXIS-Systems", EV 9663

#### 6.4 Studienarbeiten

*Th. Hegger:* "A-priori-Fehlerabschätzung bei der kurzfristigen Lastprognose mittels eines Kalman-Filters", EV 9604

*J. Warnecke:* "Entwicklung eines flexiblen Datenformats für die Verwaltung von Netzdaten", EV 9608

*M. Bockermann:* "Modalanalyse zur ortsauflösenden Beschreibung spannungskritischer Zustände eines Energieversorgungssystems", EV 9617

*G.K. Prünke:* "Simulationsumgebung für die Prozeßdaten in Stationen", EV 9621

*Th. Seibt:* "Untersuchung und Vergleich von Kostenmodellen für den Elektrizitätstransport", EV 9623

*M. Bielski:* "Systemtechnischer Entwurf von hybriden Energieversorgungssystemen mit Energiespeichern", EV 9626

*J. Knerr:* "Realisierung eines dynamischen SOFC-Modells", EV 9627

*K. Ernst:* "Realisierung einer Prozeßvisualisierung und Datenfernübertragung für einen SOFC-Prüfstand", EV 9628

*G. Bayard:* "Entwicklung eines Simulations- und Analysewerkzeugs zur Überprüfung spannungsstabilisierender Maßnahmen", EV 9630

*O. Breit:* "Berücksichtigung von betriebsmittel- und systemspezifischen Randbedingungen bei der Terminierung von Instandhaltungsmaßnahmen", EV 9639

*R. Hanfland:* "Einfluß spannungsabhängiger Lasten auf den Energieverbrauch unter Berücksichtigung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen", EV 9655

*M. Wegmann:* "Einsatz evolutionärer Strategien bei der Generierung von Instandhaltungsplänen in elektrischen Energieversorgungssystemen", EV 9657

*H. Zürner:* "Ergänzung und Validierung einer dynamischen Simulationsumgebung für Energieversorgungssysteme", EV 9661

*H. Breulmann:* "Implementierung einer SMES-Modellierung und -Regelung in eine Simulationsumgebung für Energieversorgungssysteme", EV 9663

*A. Schmitt:* "Modellbasierte Diagnose des mechanischen Zustandes von Leistungsschaltern", EV 9664

## 6.5 Programmbeschreibungen

*A. John:* "Technische und wirtschaftliche Bewertung von Flexible AC Transmission Systems in elektrischen Energieversorgungssystemen", EVP 9601

*C. Lehmköster:* "Kombination und Validierung regelbasierter und evolutionärer Strategien in der Laststeuerung", EVP 9602

*M. Belser:* "Entwurf und Realisierung grundlegender Funktionen eines Netzdaten-Servers für den Einsatz in einem modernen Leitsystem", EVP 9603

*G.K. Prünke:* "Simulationsumgebung für die Prozeßdaten in Stationen", EVP 9604

*D. Beck:* "Schutzsystemsimulator für die Alarmverarbeitung und Fehlerortung", EVP 9605

## 7. PROMOTIONEN

*Orduña, Eduardo*: "Kombiniertes wissensbasiert-algorithmisches System zur adaptiven Koordination der Schutzrelais in Energieübertragungssystemen"

Referent: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. F. Garcés

Tag der mündlichen Prüfung: 28.05.1996

Seit der Einführung des digitalen Schutzes hat man sich intensiv mit der adaptiven Parametrierung befaßt. Dies war bei den elektromechanischen und elektronischen Geräten nicht möglich, da sowohl die Eingriffsmöglichkeiten als auch die Kommunikationswege nicht vorhanden waren. Allerdings bestehen von betrieblicher Seite noch erhebliche Vorbehalte gegenüber einer Fernparametrierung, da diese eine Reihe von strengen Anforderungen erfüllen muß bevor sie in der Praxis eingesetzt werden kann.

In dieser Arbeit wird ein allgemeines Verfahren für die Durchführung einer adaptiven, on-line Koordination digitaler Schutzsysteme vorgestellt. Verwendet wird ein wissensbasiert-algorithmischer Ansatz. Die Annahme, daß die Topologie, der Betriebszustand und die aktuellen Einstellungen der Relais bekannt sind, kann als erfüllt betrachtet werden. Nach Änderungen im Netzzustand werden mit Hilfe der bekannten Kurzschluß-Stromberechnung die für die Parametrierung des Schutzes notwendigen Ströme und Spannungen berechnet. Auf der Grundlage der analytisch berechneten Größen wird dann mit Hilfe einer umfassenden Wissensbasis geprüft, ob ungeeignete Reichweite-Einstellungen vorhanden sind und wie diese korrigiert werden können. Die Korrekturen werden automatisch aus systemtechnischer Sicht überprüft und ggf. noch einmal korrigiert. Die Koordination betrifft zwei Typen von Schutzeinrichtungen: a) Distanzrelais mit drei Zonen und b) Überstromzeitrelais mit inverser Kennlinie. Wegen der sehr großen Anzahl von Schutzrelais muß zunächst eine geeignete Suchstrategie gefunden werden, um die Relais-Koordination widerspruchsfrei vornehmen zu können. Dazu sind zwei Gesichtspunkte zu beachten. Zunächst ist jedem Primärschutz der entsprechende Sekundärschutz zuzuordnen, um so die funktionale Abhängigkeit richtig erfassen zu können. Weiterhin wichtig ist die Bestimmung des Startrelais, von dem aus die Koordination durchgeführt werden kann sowie die Bestimmung der Reihenfolge, in der die Relais eingestellt werden. Das hier vorgestellte Verfahren zur Lösung dieser Aufgabe zeichnet sich durch kurze Rechenzeit und geringe Redundanz aus.

*Fabian, Thomas:* "Energiespeicher zur Integration von Windkraftanlagen in elektrischen Energieversorgungssystemen"

Referent: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Korreferent: Prof. Dr.-Ing.J. Verstege

Tag der mündlichen Prüfung: 17.09.1996

In dieser Arbeit werden Verfahren für die systematische Dimensionierung von Energiespeichern zur Integration von Windkraftanlagen in elektrischen Energieversorgungssystemen vorgestellt. In Abhängigkeit von den Anforderungen des Netzbetriebes erfolgt die technische und wirtschaftliche Speicheroptimierung in typischen Verbund- und Inselnetzzenarien.

*Heine, Michael:* "Objektorientierte Modellierung für den Softwareentwurf in der Netzleittechnik"

Referent: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. W.H.Wellßow

Tag der mündlichen Prüfung: 17.10.1996

Die hierarchischen Strukturen eines elektrischen Energieversorgungssystems und die topologischen Verknüpfungen der darin enthaltenen Objekte bilden die Grundlage für den Entwurf eines mit Hilfe der Methode OMT entworfenen Objektmodells für Anwendungen aus dem Bereich der Netzleittechnik. Es wird ein Konzept vorgestellt, das die Integration herkömmlicher Verfahren der Netzberechnung in dieses Objektmodell gestattet. Besondere Bedeutung kommt dabei der Erweiterbarkeit und Wartbarkeit der Anwendungen zu. Die Vorgehensweise wird ausführlich anhand der Lastflußberechnung erläutert. Für die Mensch-Maschine-Kommunikation wird ein Ansatz entwickelt, der die Kenntnis der hierarchischen und topologischen Beziehungen der Objekte für die Visualisierung des Netzes nutzt. Damit wird ein dynamisches Bildkonzept realisiert, das eine aufgabenbezogene Netzdarstellung ermöglicht.