

LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG

UNIVERSITÄT DORTMUND

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



JAHRESBERICHT 1995

Herausgegeben vom

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

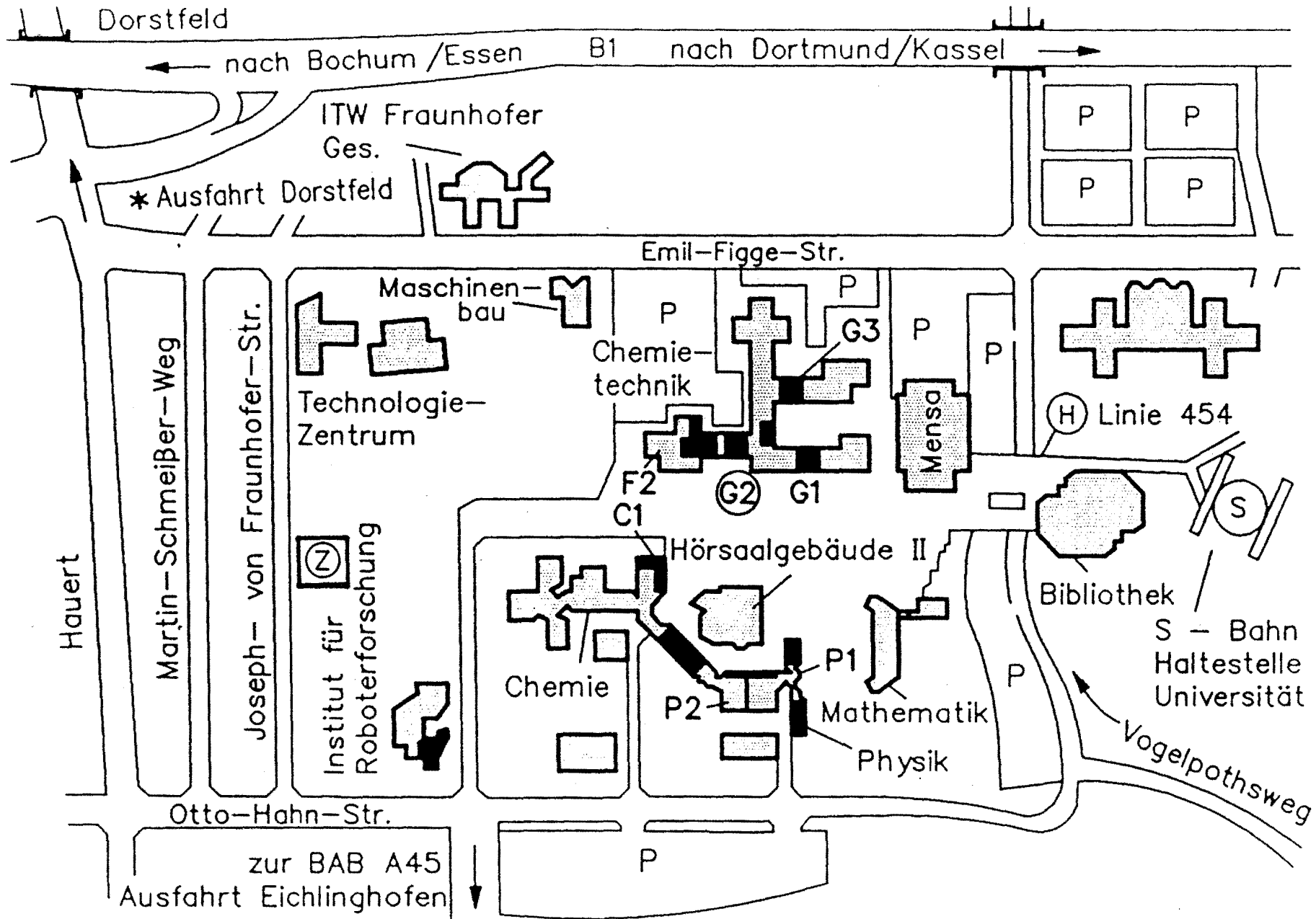
44221 Dortmund

Telefon (0231) 755-2396

Telex 82 24 45 unido

Telefax (0231) 755-2694

REDAKTION: D. König, M. Heine



Ⓩ ZEDO

ⓐ LS für Elektrische Energieversorgung

VORWORT

Für die wirkungsvolle Umsetzung der Hochschulforschung in die Praxis müssen zwei Voraussetzungen erfüllt sein. Zunächst ist ein langfristig konzipiertes Forschungsprogramm im Bereich der Grundlagen erforderlich. Es muß durch eine entsprechende Projektförderung unterstützt werden. Durch die Mittelbeantragung und deren Begutachtung wird eine ständige Koordination und Abstimmung mit den anderenorts durchgeführten Forschungsarbeiten erzielt. Verstärkt wird dieser Effekt durch regelmäßige Veröffentlichungen und Vorträge vor wissenschaftlichen Gremien, um frühzeitig Doppelspurigkeiten oder erfolglose Ansätze vermeiden zu können. Die zusammenfassende Darstellung der Forschungsarbeiten in erfolgreichen Dissertationen ist schließlich die logische Konsequenz der Hochschulforschung, um so auch der Berichtspflicht angemessen entsprechen zu können. Damit ist aber erst einem Teil der Hochschulverantwortung entsprochen. Ebenso wichtig ist die aktive Umsetzung der Ergebnisse in die Praxis. Dieser Wissenstransfer kann auf vielfache Art und Weise gestaltet werden. Die Kooperation mit industriellen Partnern wird dann erfolgreich sein, wenn die dabei geltenden Randbedingungen sorgfältig beachtet werden. Die Schnittstelle zwischen Wissenschaft und Wirtschaft erfordert größte Aufmerksamkeit. Mit der in Dortmund gegründeten Forschungs- und Entwicklungsgesellschaft hat das Ministerium für Wissenschaft und Forschung in Düsseldorf ganz wesentlich dazu beigetragen, die vielfältigen Anstrengungen auf diesem Gebiet zu unterstützen. Mit der Zielsetzung einer landesweiten Begleitung von Forschungsinitiativen in Richtung Praxis kann dadurch auch die Zusammenarbeit zwischen den Hochschulen intensiviert werden. Der vorliegende Jahresbericht stellt die 1995 an meinem Lehrstuhl bearbeiteten Forschungsthemen vor. Bei manchen Projekten bestehen bereits jetzt verlässliche Praxiskooperationen; aber auch die Aussichten für den Praxistransfer weiterer Ergebnisse kann als sehr gut beurteilt werden. Dies ist die beste Bestätigung und Motivation für unsere Arbeiten. Allen unseren Kooperationspartnern in Hochschule und Industrie und den zahlreichen Gremien sowie den wissenschaftlichen Verbänden möchte ich für die vertrauensvolle und gute Zusammenarbeit im vergangenen Jahr danken. Durch die partnerschaftliche Zusammenarbeit ist auch ein wichtiger Beitrag zur Förderung des wissenschaftlichen Nachwuchses geleistet worden. Gerade diesem Aspekt müssen wir auch im kommenden Jahr wieder große Aufmerksamkeit schenken, um so der dramatischen Reduktion der Studienanfänger in Elektrotechnik in Zukunft Einhalt gebieten zu können.

E. Handschin

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Personal	1
2.	Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen	2
3.	Lehrbetrieb	4
3.1	Vorlesungen	4
3.2	Seminar	4
3.3	Praktika	5
3.4	Projektgruppen	6
3.5	Exkursionen	7
4.	Forschungs- und Entwicklungsarbeiten	8
4.1	Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme	8
4.2	Modellierung und Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen	34
4.3	Schutz- und Leittechnik	59
5.	Vorträge	78
5.1	Beiträge für das Kolloquium	78
5.2	Vorträge von Lehrstuhlmitarbeitern	78
6.	Veröffentlichungen	81
6.1	Veröffentlichungen	81
6.2	Forschungsberichte	86
6.3	Diplomarbeiten	87
6.4	Studienarbeiten	88
6.5	Programmbeschreibungen	89
7.	Promotionen	90

1. PERSONAL

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

Sekretariat: Frau I. Gasthaus

Akademische Gäste: Dr.-Ing. J. Inschekov, Kiew Politechnic Institute, Ukraine
Prof. Dr. Ping Ju, Hohai Universität, Nanjing, China
Dipl.-Ing. R. Palma-Behnke, Pontificia Universidad Catolica De Chile

Wiss. Mitarbeiter: Dipl.-Ing. D. König

Dipl.-Ing. Th. Fabian	Dipl.-Ing. A. Gaul
Dipl.-Ing. M. Heine	Dipl.-Ing. A. Koel
Dipl.-Ing. D. Kuhlmann	Dipl.-Ing. M. Langer
Dipl.-Ing. U. Neumann	Dipl.-Ing. T. Nikodem
Dipl.-Ing. A. Richter	Dipl.-Ing. Ch. Rehtanz
Dipl.-Ing. F. Reyer	Dipl.-Ing. J. Teupen
Dipl.-Ing. D. Westermann	

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

Studentische Hilfskräfte:

G. Bayard	F. Bockermann	Th. Ernst
M. Finkelmann	V. Giebel	V. Grunert
E. Hennig	A. John	U. Kappel
S. Kchouk	M. Kursawe	A. Luig
P. Michau	S. Michau	F. Muschalle
K. Obens	F. Scheunemann	U. Stephanblome
F. Uphaus	K. Welchering	T. Wuth
T. Wiesner	F. Wolf	

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. 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:

Prof. N. I. Voropai	27.08.1994 - 04.09.1994
Prof. A. Z. Gamm	07.11.1994 - 16.12.1994
Dr. D. Efimov	07.11.1994 - 16.12.1994

Der Austausch von akademischen Gästen des Lehrstuhls mit dem SEI wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

*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 bearbeitet zusammen mit IASE und TUW ein von der EU gefördertes Forschungsvorhaben zum Thema "Innovative Informationsverarbeitungstechnologien für die zuverlässige Betriebsführung osteuropäischer Energieversorgungsnetze". Im Rahmen dieses Projekts waren im Berichtszeitraum folgende akademische Gäste am Lehrstuhl:

Dr. A. Gluszek	IASE	27.03.1995-14.04.1995
S. Olejnik	IASE	04.04.1995-07.04.1995
R. Lis	TUW	31.07.1995-04.08.1995

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.

3.2 Seminar

Regenerative Energieversorgung

(Prof. Dr.-Ing. E. Handschin, Dipl.-Ing. C. Rehtanz)

Inhalt: Dezentrale Energieversorgung, wirtschaftlicher Speichereinsatz, Brennstoffzellen, Umrichtertechnologie/ NetZRückwirkungen, Spannungsstabilität bei großen Erzeuger-Last Entfernungen, Frequenzhaltung, Kostenvergleich konventioneller mit regenerativer Energieerzeugung, Erntefaktoren verschiedener Herstellungs-/Recycling-Verfahren, Wasserstoffkreislauf, Einsatzerfahrungen ausgewählter Projekte, CO₂-Haushalt, Flächenbedarfsproblematik, Möglichkeiten wirtschaftlicher Preisgestaltung.

3.3 Praktika

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

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

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

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

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

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

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

3.4 Projektgruppen

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

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

Erstellung einer rechnergestützten Steuerung für eine Last des Drehstromnetzmodells: Für das Drehstromnetzmodell des LS-EV (3 Kraftwerkseinheiten, 1 Netzeinspeisung, 7 Leitungen und 3 Verbrauchernachbildungen) werden die konventionellen Relais- und Schutzsteuerungen 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.

Graphische Darstellung und Aufbereitung der Prozeßdaten für die Netzbetriebsführung in elektrischen Energieversorgungsnetzen: Um die geforderte sichere, zuverlässige und wirtschaftliche Versorgung mit elektrischer Energie sicherstellen zu können, werden zahlreiche Prozeßdaten, die Aufschluß über den Betriebszustand des Netzes geben, in die Netzleitzentralen übertragen und von dem dortigen Betriebspersonal überwacht. Durch den Ausbau der Meßeinrichtungen im Netz und den Aufbau leistungsfähiger Datenübertragungsnetze ist der Umfang dieser Daten stark angestiegen und wird noch weiter ansteigen. Deshalb ist es erforderlich, nach geeigneten graphischen Darstellungsformen zu suchen, um dem Betriebspersonal die Kontrolle dieser umfangreichen Daten zu ermöglichen. Die Aufgabe dieser Projektgruppe bestand darin, die in der Netzleitzentrale benötigten Prozeßdaten zusammenzustellen und in der Literatur nach geeigneten graphischen Darstellungsformen zu suchen, die in anderen Bereichen der Prozeßleittechnik eingesetzt werden.

Aufbau einer Modemstrecke zur Meßdatenübertragung für einen Brennstoffzellenprüfstand: Zur Untersuchung des Langzeitverhaltens von Brennstoffzellen wird bei der DEW (Dortmunder Energie und Wasserversorgung GmbH) in Zusammenarbeit mit der Sulzer Innotec AG ein Prüfstand aufgebaut. Im Rahmen dieses Projektes wird vom Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung ein Meß- und Analysesystem zur Prozeßvisualisierung und Datenerfassung entwickelt. Für die softwaremäßige Realisierung der Langzeitaufzeichnung und Prozeßvisualisierung wird ein kommerzielles Softwarepaket (WinLab PRO) verwendet.

Dieses Programmpaket ermöglicht eine einfache Erstellung von graphischen Symbolen und Funktionsblöcken. Im Rahmen dieser Arbeit war ein Modemtreiber zur Meßdatenübertragung in das Programmpaket WinLab PRO zu implementieren.

Entwicklung eines Lastmodells für fernsteuerbare Verbraucher: Um technische Prozesse sinnvoll zu steuern, ist eine Modellierung des Prozesses erforderlich. Nur so können Regelstrategien entworfen und simuliert werden. Hierbei werden zuerst alle Teilkomponenten isoliert durch Modelle beschrieben, und dann ein Modell des Prozesses aus den Teilmodellen zusammengesetzt. In dieser Projektgruppe sollten auf Basis von Literaturstudien Lastmodelle erstellt werden, die dann die synthetische Generierung von Lastszenarien für Tages-, Wochen- und Monatszeiträume erlauben. Abschließend sollten die entwickelten Modelle in ein vorhandenes Steuerungssystem implementiert werden. Der hierbei gewählte Ansatz wurde so gestaltet, daß er auch für andere als die erarbeiteten Modelle Gültigkeit behält.

Verifikation eines Programms zur Kurzschlußstromberechnung: In dieser Projektarbeit wurde ein Programm-Modul zur Kurzschlußstromberechnung getestet. Das Modul ist Bestandteil eines Programmsystems für Netzsicherheitsrechnungen (NSR), das am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung entwickelt wurde. Die Testrechnungen wurden anhand der Berechnungsbeispiele der VDE-Norm 0102 durchgeführt und detailliert dokumentiert.

Realisierung und Untersuchung von Spannungsstabilitätsindikatoren: 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. Eingebunden in ein Projekt zum Einsatz Supraleitender Magnetischer Energiespeicher (SMES) zur Verbesserung der Spannungsstabilität wurden im Rahmen dieser Projektgruppe einige ausgewählte Indikatoren programmtechnisch realisiert und bezüglich Rechenaufwand, Zuverlässigkeit und Anwendbarkeit als Speicherregelgröße untersucht.

3.5 Exkursionen

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

- Eintägige Exkursion zum Müllheizkraftwerk Essen-Karnap der RWE Energie AG und zur Kraftwerkssimulatorgesellschaft in Essen
- Zweitägige Exkursion zur Schweizerischen Bundesbahn mit Besichtigung der Kraftwerksbaustelle in Amsteg und des statischen Frequenz-Umformerwerkes in Giubiasco
- Besichtigung der Energie- und Stromversorgungsanlagen der BASF AG in Ludwigshafen

4. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN

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

1. Software-Entwicklung für die 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 Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme

4.1.1 Objektorientiertes Datenmodell für eine konsistente Netzdatenerfassung

Die grafische Darstellung des Prozeßzustandes eines elektrischen Energieversorgungssystems ist für die Betriebsführung von großer Bedeutung. Die Konstruktion der zur Visualisierung benötigten Prozeßbilder und die Verknüpfung der Bildvariablen, aus denen die Symbole der Betriebsmittel aufgebaut werden, mit den Prozeßobjekten und deren Zuständen in der Prozeßdatenbank, erweist sich in der Regel jedoch als sehr umfangreiche und fehlerträchtige Aufgabe.

Ein naheliegender Gedanke ist es daher, die Definition des Prozeßdatenmodells und der Prozeßbilder zu einem Schritt zusammenzufassen. Dazu müssen Musterobjekte bereitgestellt werden, die neben vordefinierten Attributen zur Beschreibung der Eigenschaften und Zustände von Prozeßobjekten auch eine grafische Darstellung und Interaktion ermöglichen. Zusätzlich zu den üblichen Netzelement-Objekten (Leitungen, Sammelschienen, Transformatoren, Schalter etc.) muß eine derartige Bibliothek auch Objekte zur Ausgabe zusätzlicher Informationen, wie die Anzeige alphanumerischer Werte, die Darstellung von Kurvenverläufen oder die Signalisierung bestimmter globaler Zustände zur Verfügung stellen.

Um die Erweiterbarkeit und die Wartbarkeit einer solchen Bibliothek zu gewährleisten, wurde diese in Form einer objektorientierten Klassenbibliothek entworfen. Die Anwendung objekt-

orientierter Konzepte ermöglicht es zum einen, die Funktionalität der Objekte auf einem hohen Abstraktionsniveau zu definieren und damit die allgemeine Verwendbarkeit auch bei Erweiterungen des Objektmodells sicherzustellen. Andererseits ist es damit möglich, die Objekte so zu kapseln, daß Änderungen in einer Klasse ohne Einfluß auf andere Klassen oder das Gesamtsystem bleiben.

Durch klassenspezifische Operationen kann Funktionalität für verschiedenste Anwendungsbereiche für die einzelnen Objekte definiert werden. Für die grafische Interaktion wird die Darstellung des Objektes durch ein Symbol und das Verhalten bei Benutzereingaben definiert. Weiterhin wird die Funktionalität zur Erfassung der topologischen Verknüpfung zur Verfügung gestellt. Prozeßobjekte, die für Netzberechnungsprogramme relevant sind, stellen berechnungsspezifische Attribute und Operationen bereit, um beispielsweise das π -Ersatzschaltbild eines Elementes oder den Leistungsfluß über das Element zu ermitteln.

Zur Eingabe eines Netzes wurde auf der Basis dieser Klassenbibliothek ein grafisch-interaktiver Editor entwickelt. Für diesen Editor wurden folgende Anforderungen definiert:

- Die Benutzeroberfläche muß nach modernen software-ergonomischen Gesichtspunkten gestaltet sein (konsistent, selbsterklärend, verlässlich, fehlertolerant etc.)
- Zur Definition eines Netzbildes müssen Techniken der direkten Manipulation unterstützt werden, um die Objekte mit Hilfe der Maus auf dem Bildschirm zu bewegen, zu verändern oder in bestimmte Relationen zueinander zu setzen.
- Prozeßobjekte, die für das grafische Prozeßabbild nicht relevant sind, müssen ebenfalls innerhalb des Editor definiert werden können.
- Der Editor muß die Erstellung von benutzerdefinierten Makros ermöglichen, um eine effiziente Eingabe zu gewährleisten.
- Der Editor soll portabel sein.

Allein die ansatzweise Realisierung der beiden erstgenannten Anforderungen erfordert einen enormen Entwicklungsaufwand. Für die Akzeptanz dieses Werkzeugs ist es jedoch unerlässlich, dem Anwender ein effizientes und komfortables Arbeiten zu ermöglichen. Auch hier hat sich die Anwendung objektorientierter Methodiken sowohl für die statische Modellierung des Programmsystems als auch zur Behandlung der dynamischen Aspekte der Benutzeroberfläche als hilfreich erwiesen.

Um die Weiterentwicklung der Klassenbibliothek abzukoppeln von den Möglichkeiten, die der grafische Netzeditor in seiner jeweiligen Ausbaustufe bietet, wurde eine Netzbeschreibungssprache definiert, die eine Definition des Objektbestandes und der Verknüpfungen der Objekte

auf der Basis eines ASCII-Textes erlaubt und somit auch eine Eingabe mit Hilfe eines Texteditors ermöglicht. Auf diese Weise kann die Prozeßdatenbasis auf der Grundlage einer semantischen Beschreibung erzeugt werden. Diese Möglichkeit kann auch vom Netzeditor genutzt werden, um die Definition nichtgrafischer Objekte und benutzerdefinierter Makros zur Verfügung zu stellen.

Um die Portabilität des Netzeditors zu gewährleisten, wurde eine Klassenbibliothek zur Erstellung grafischer Benutzeroberflächen eingesetzt, die bei der Übersetzung die Bedienelemente der jeweiligen Oberfläche (MS-Windows, OS/2 oder OSF/Motif) verwendet.

Für die Visualisierung des Prozesses ist die Modellierung der hierarchischen Strukturen von Energieversorgungssystemen von großer Bedeutung, da für eine aufgabenorientierte Darstellung des Netzzustands verschiedene Darstellungsebenen unerlässlich sind. Diese Darstellungsebenen sollten sich an den Hierarchieebenen des Netzes orientieren.

Mit Hilfe von sogenannten Containerklassen kann die hierarchische Struktur eines Energieversorgungssystems nachgebildet werden. Containerobjekte bieten die Möglichkeit untergeordnete Objekte zu verwalten. Diese untergeordneten Objekte können selbst auch wieder Containerobjekte sein und ihrerseits weitere Objekte verwalten. Auf diese Weise kann die in Bild 4.1 dargestellte Struktur realisiert werden, die ein Energieversorgungssystem mit den Hierarchieebenen 'Station', 'Anlage' und 'Feld' beschreibt.

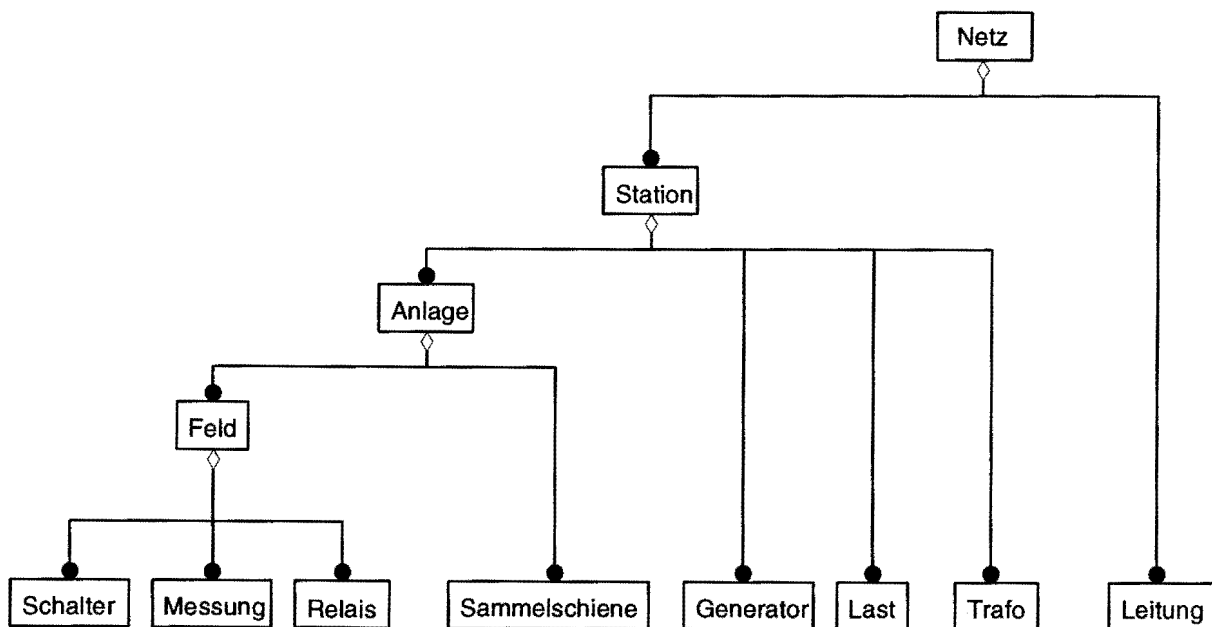


Bild 4.1: Objektmodell der hierarchischen Struktur eines Energieversorgungssystems

Für die Prozeßdarstellung kann diese Strukturierung genutzt werden, um verschiedene Darstellungsebenen zu generieren, indem jeweils spezifiziert wird, ob ein Containerobjekt durch das ihm zugewiesene Symbol dargestellt wird, oder ob die von ihm verwalteten Objekte angezeigt werden sollen. So erzeugt beispielsweise die Darstellung aller vom Containerobjekt 'Netz' verwalteten Objekte (Stationen und Leitungen) ein Netzübersichtsbild. Ein Stationsbild kann dadurch erzeugt werden, daß alle von dem jeweiligen Containerobjekt 'Station' verwalteten Objekte in einem Fenster angezeigt werden. Da für jedes einzelne Containerobjekt individuell spezifiziert werden kann, ob es selbst oder die von ihm verwalteten Objekte dargestellt werden sollen, können verschiedene Darstellungsebenen auch in einem Bild kombiniert werden. Auf diese Weise ist es möglich, jeweils interessierende Objekte detailliert darzustellen und gleichzeitig das umgebende Netz zu zeigen (Bild 4.2).

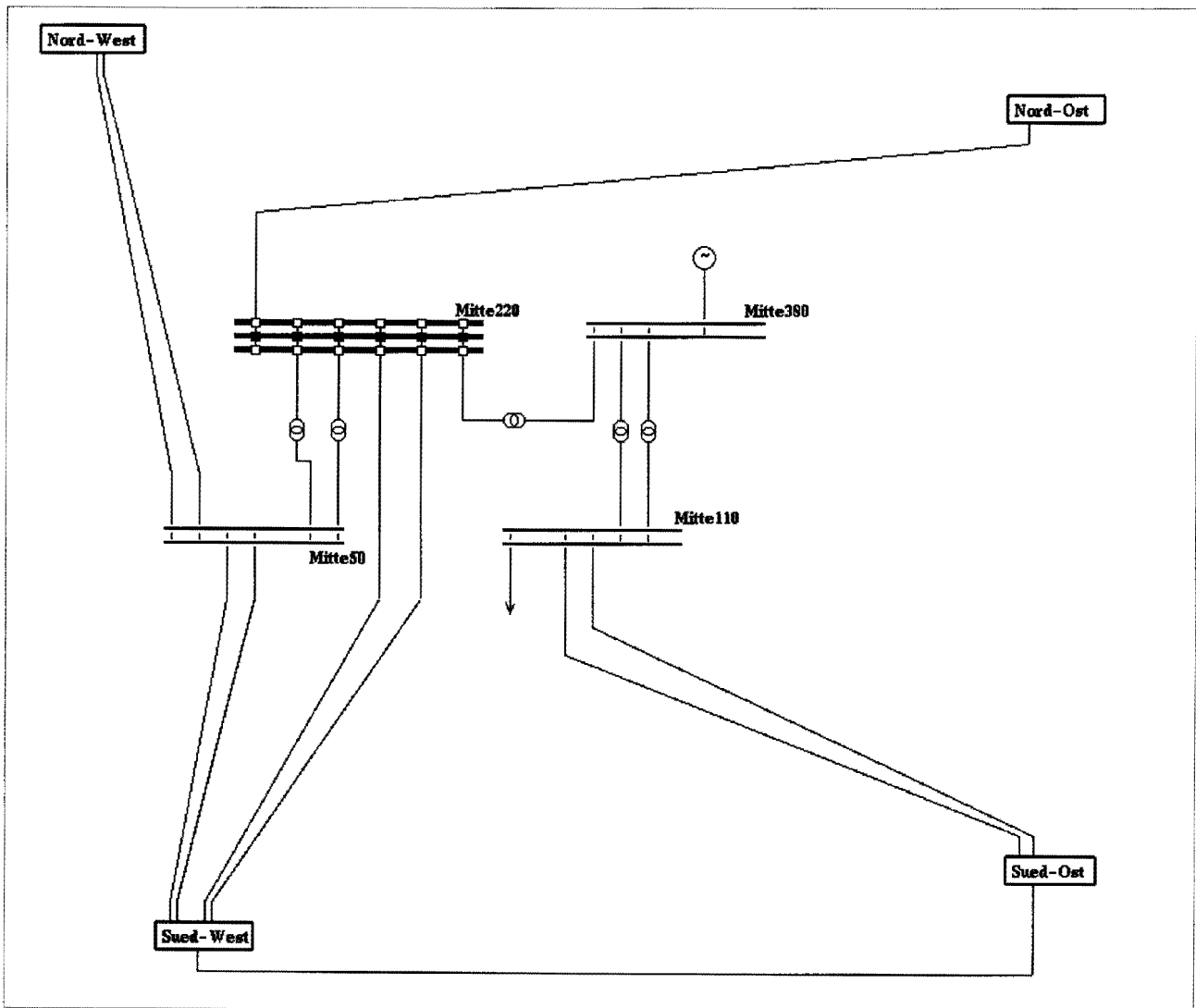


Bild 4.2: Automatisch generiertes Netzbild mit mehreren Hierarchieebenen

Die Definition einer hierarchischen Netzbeschreibung ist zur Zeit nur auf der Basis der Netzbeschreibungssprache möglich. Der Netzeditor unterstützt die Eingabe der Netzelemente auf der untersten Ebene und die Definition der topologischen Verknüpfung dieser Elemente. Eine Erweiterung des Netzeditors um die Möglichkeit der Definition hierarchischer Strukturen ist geplant. Zu diesem Zweck muß der Editor so konfigurierbar sein, daß für die Eingabe der jeweiligen Hierarchieebene nur die dort benötigten Objekte zur Verfügung stehen. Die Zuordnung der Objekte zu den Ebenen sollte flexibel vom Benutzer definiert werden können.

M. Heine

EV 9541

4.1.2 Autonome Systeme für die elektrische Energieversorgung

Die Prozeßführung räumlich verteilter, technischer Großprozesse erfordert aufgrund unterschiedlicher Anforderungen bezüglich der Geschwindigkeit von Regelungseingriffen die Anwendung sowohl zentraler als auch dezentraler Regeleinrichtungen. Die Prozeßführung für elektrische Energieversorgungssysteme (EES) ist nach diesem Prinzip aufgebaut. Während in einer zentralen Leitwarte Aufgaben der Betriebsführung (Optimierung, Überwachung, Schaltmaßnahmen) wahrgenommen werden, sind auf dezentraler Ebene Regeleinrichtungen für einzelne eng begrenzte Aufgaben zuständig (Spannungsregler, Wirkleistungs-Frequenz-Regelung etc.), die aufgrund der Anforderungen an die Geschwindigkeit nur lokal realisiert werden können. Koordinationsaufgaben werden über die zentrale Leitwarte realisiert, während die dezentralen Regeleinrichtungen ihre spezielle lokale Aufgabe erfüllen. In zeitkritischen Situationen kann keine Koordination der lokalen Regeleingriffe vorgenommen werden.

Die wesentlichen Komponenten der Prozeßführung sind "Ausführung", "Koordination" und "Planung". Allgemein können diese Komponenten durch die Eigenschaften "technischer Abstraktionsgrad" und "räumliche Distanz" zum Stellglied beschrieben werden (Bild 4.3).

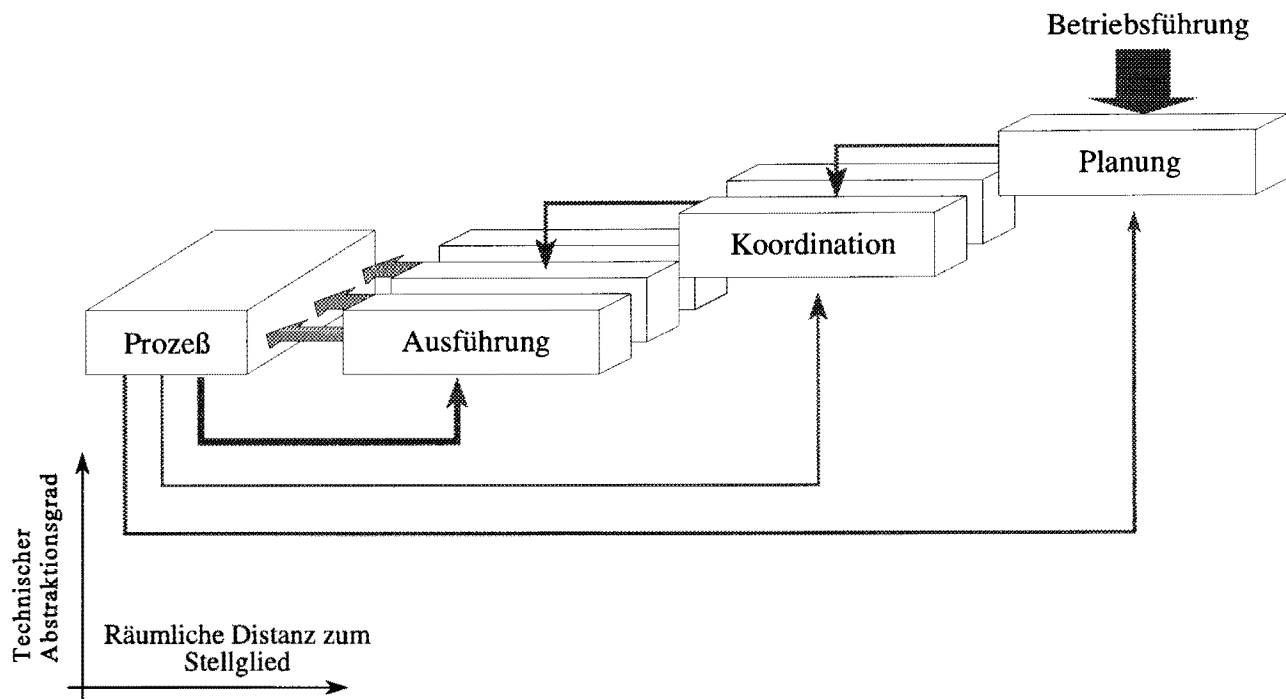


Bild 4.3: Komponenten der Prozeßführung

Auf dem niedrigsten technischen Abstraktionsgrad sind die Ausführungskomponenten angeordnet, die unmittelbar den Prozeß vor Ort durch Steuerungseingriffe beeinflussen können. Die eine Abstraktionsebene höher angeordneten Koordinationskomponenten steuern die Ausführungskomponenten zur Erzielung von übergeordneten Aufgaben. Sie sind an Informationsknotenpunkten angeordnet, die eine räumliche Entfernung zum Prozeß aufweisen. Der Zeitbereich der Regelungseingriffe der Koordinationskomponenten hängt somit im wesentlichen von der Zeit der Meßwertübertragung und Befehlsübermittlung ab. Die Planungskomponente ist für höherwertige Prozeßziele wie Optimierung, Einsatzplanung etc. zuständig.

Jeder Eingriff in den Prozeß ist durch die Abfolge "Planung", "Koordination" und "Ausführung" geprägt. Bei der heutigen Prozeßführung sind diese Abfolgen häufig räumlich, und logisch getrennt. Da hierdurch das zur Verfügung stehende Informationspotential nicht vollständig genutzt werden kann und übergreifende Aufgaben durch Kommunikationsengpässe nicht in geeigneten Zeitbereichen realisiert werden können, erscheint es sinnvoll, einen Teil der Planungs-, Koordinations- und Regelungsaufgaben in geeigneter Weise zu dezentralisieren, um auch in zeitkritischen Situationen durch Koordination und Kooperation ein angepaßtes Verhalten der Regeleinrichtungen zu erreichen. Durch die Verlagerung von Planungs- und Koordinierungsaufgaben in untergeordnete Abstraktionsebenen wird ein robusteres Verhalten des Gesamtsystems erzielt (diversitäre Redundanz). Während die technischen Voraussetzungen zur Realisierung von dezentralen kooperierenden Regelungseinrichtungen durch die Mikroprozessortechnik und verfügbarer Datennetze (Wide Area Network, Local Area Network,

Feldbus etc.) gegeben sind, fehlte bislang das systemtechnische Konzept zur Realisierung von kooperierenden dezentralen und zentralen Regelungseinrichtungen.

Die Theorie der autonomen Systeme bietet eine informationstechnische Grundlage für eine Realisierung zentraler sowie dezentraler, kooperativer Echtzeitsteuerungen von komplexen Prozessen. Als autonomes System kann eine Regelungseinheit eines technischen Systems dann bezeichnet werden, wenn diese die Eigenschaften hat, die Reaktion des Systems aufgrund von Systemzuständen oder Ereignissen, die lokal bestimmt werden können, zu verändern, sowie die Reaktionen des Gesamtsystems beurteilen zu können, um daraus in einem kontinuierlichen Verbesserungsprozeß Reglerwirkungen zu optimieren und Erfahrungen in zukünftige Handlungspläne umzusetzen. Autonome Systeme bestehen aus miteinander kooperierenden Teilsystemen, die jeweils die Eigenschaften "Planung", "Koordination" und "Ausführung" besitzen. Charakteristische Eigenschaften autonomer Systeme wie Störungstoleranz, Aufgabenorientierung, Transparenz, Adaption und Reflexion führen in der praktischen Anwendung zu folgenden Vorteilen:

- Einfachere Lokalisierung, Abgrenzung und Behebung von Störungen,
- Höhere Verfügbarkeit des Gesamtsystems,
- Kurze Reaktionszeiten,
- Hohes Maß an Anpassungsfähigkeit.

Teilaufgaben, die schnelle Antwortzeiten erfordern (z.B. Reaktion auf Störungen), können dezentral auf der Ausführungsebene und durch erweiterte Eigenschaften wie "Planung" und "Koordination" effektiver erfolgen, während zeitlich unkritische Aufgaben weiterhin zentral realisiert werden können (Bild 4.4). Die Struktur der autonomen Systeme ermöglicht die weitere Verwendung bestehender Regelungsverfahren, die um geeignete Methoden zur Kooperation, wie z.B. Handlungsbeschränkung und -verstärkung erweitert werden müssen.

Bei einem autonomen System zur Prozeßsteuerung steht bei der Klassifikation der Systemantwort an erster Stelle die dynamische Stabilisierung des Systemzustandes, die aufgrund schneller Regelungseingriffe dezentral vorgenommen werden muß. Während der Systemstabilisierung überprüft die Koordinationskomponente die Effektivität der Reglerreaktionen der Ausführungskomponente und bereitet Maßnahmen zur Restaurierung des Systems vor. Nach erfolgter Restaurierung führt die Überwachungseinrichtung eine Optimierung des Systems als tertiäres Betriebsziel nach einer Störung durch. Dabei werden an zentraler Stelle an die neue Betriebssituation angepaßte Teilziele und Betriebspläne generiert, die nach der Bestätigung durch die Prozeßführung in Teilzielen formuliert und an die Koordinationskomponente weitergegeben werden.

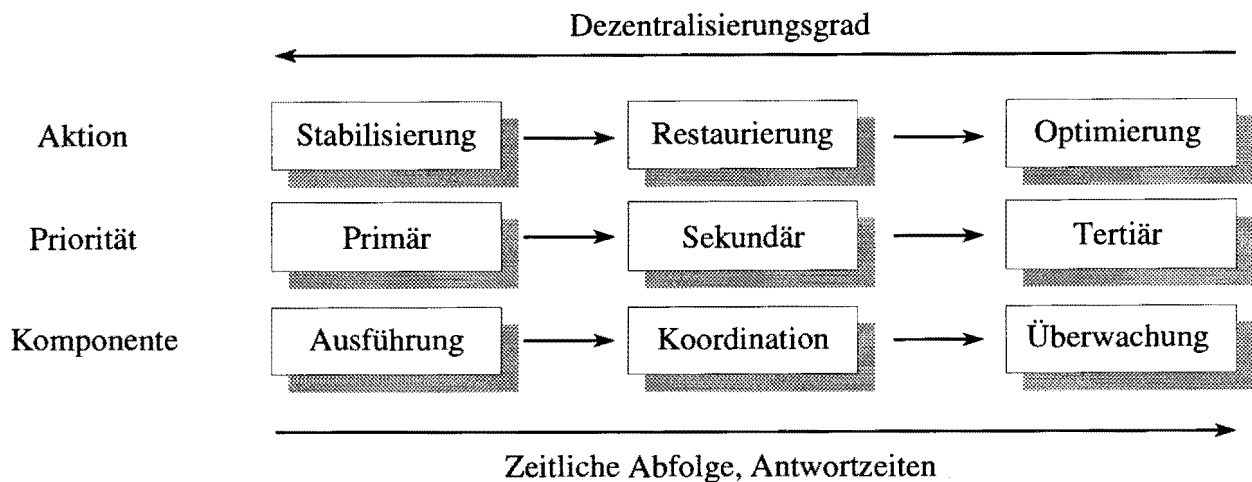


Bild 4.4: Erforderliche Antwortzeiten und möglicher Dezentalisierungsgrad für unterschiedliche Aufgabenstellungen

Zur Realisierung der Ausführungskomponente und definierter Teile der Koordinationskomponente enthält ein autonomes System neben konventionellen Reglerstrukturen auch innovative Ansätze wie Fuzzy, Neuro-Fuzzy etc. Eine übergeordnete Einrichtung wählt abhängig von der Betriebssituation den geeigneten Regler aus und überwacht die erreichte Regelgüte im Hinblick auf eine Optimierung der Parameter. Durch die dezentrale Kooperation dieser Systeme kann darüber hinaus z.B. auf der Ebene der Parametrierung eine Anpassung an den Systemzustand derart erfolgen, daß Ausfallsituationen von Betriebsmitteln in die Parametrierung einfließen. Somit können z.B. Fehlreaktionen eines Regelungssystems vermieden werden, die dadurch entstehen, daß eine Betriebsaufgabe, an der mehrere dezentral geregelte Betriebsmittel beteiligt sind, durch den Ausfall eines dieser Betriebsmittel nicht mehr wahrgenommen werden kann.

Im Rahmen dieses Forschungsvorhabens wird ein Konzept autonomer Systeme für die Führung regional verteilter Großprozesse am Beispiel eines EES entwickelt, das aufgrund seiner Systemarchitektur die Integration zentraler und dezentraler Steuerungseinheiten ermöglicht. Durch eine autonome Architektur werden folgende Eigenschaften erzielt:

- Schnellere Anpassungsfähigkeit des Systems an veränderte Prozeßzustände durch geeignete Dezentralisierung und Koordination von Teilaufgaben.
- Bessere Ausnutzung zur Verfügung stehender Informationen über den Prozeß durch Kooperation der Steuerungseinheiten auf der dezentralen Ebene.
- Vergrößerung der Robustheit durch Nutzung der in dezentral zu bearbeitenden Teilaufgaben enthaltenen Redundanz.

- Verbesserung der Zuverlässigkeit des Gesamtsystems durch kontinuierliche Nachoptimierung des Teilsystemverhaltens.

EV 9560

D. Kuhlmann, D. Westermann, W. Hoffmann (ZEDO)

Diese Forschungsarbeit wird in enger Kooperation mit dem Zentrum für Expertensysteme Dortmund e.V. (ZEDO) durchgeführt.

4.1.3 Alarmverarbeitung mit betriebsmittelorientierten Künstlichen Neuronalen Netzen

Bei Störungen in elektrischen Energieübertragungssystemen (EES) kann innerhalb kürzester Zeit eine große Anzahl von Meldungen in der Zentrale zusammenlaufen. Andererseits fehlen wegen fehlerhafter Reaktionen von Schutzsystemen, Störungen bei der Datenübertragung oder nicht vollständig überwachter Netzbezirke häufig wichtige Informationen, was eine schnelle Erkennung der Fehlerursachen zur Einleitung geeigneter Maßnahmen zur Störungsbehebung zusätzlich erschwert. Versuche mit konventionellen Verfahren, wie mehrfarbige Bildschirmdarstellung oder der Priorisierung von Meldungen, die Informationsflut dem Netzleitenden vorstrukturiert anzubieten, bleiben unbefriedigend.

Da sich Künstliche Neuronale Netze (artificial neural network, ANN) besonders gut sowohl zur Verarbeitung "verrauschter" Eingangsdaten als auch für die Analyse großer Datenmengen eignen, liegt der Gedanke nahe, zur Alarmverarbeitung und Fehlerortung ANN einzusetzen. Um eine möglichst flexible Anpassung an Topologieänderungen des EES zu gewährleisten ist ein neues DS-ANN basiertes Konzept zur Alarmverarbeitung (DS-ANN = device-specific ANN) entwickelt worden.

Die Anwendung der DS-ANN auf die Aufgabenstellung der Alarmverarbeitung und Fehlerortung zeichnet sich durch folgende Vorteile aus:

- hohe Verarbeitungsgeschwindigkeit,
- Robustheit gegenüber unvollständigen oder fehlerhaften Eingangsinformationen,
- automatisch anpassbar an EES unterschiedlicher Netzformen und Schutzkonzepte.

Der Lösungsansatz erfasst die jedem Betriebsmittel eines EES zuzuordnenden Meldungen des Schutzsystems und Schalterfallmeldungen. Für jeden Betriebsmitteltyp (z.B. Transformator,

Freileitung, Sammelschiene etc.) wird ein DS-ANN realisiert, das diese betriebsmittelspezifischen Meldungen auswerten kann (vgl. Bild 4.5).

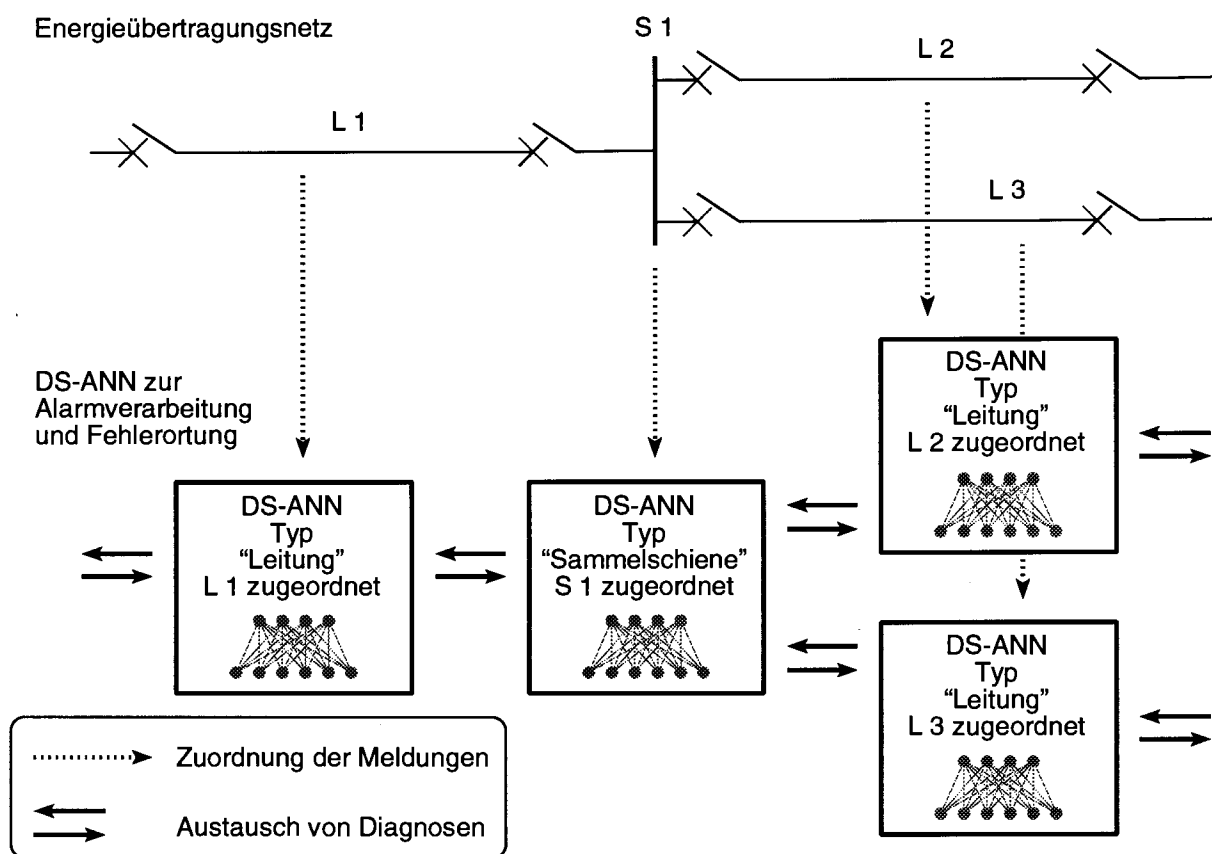


Bild 4.5: Eingangs- und Ausgangsgrößen, sowie Informationsfluß zwischen den DS-ANN

Zur Lösung der Aufgabe der Fehlerortung auch im Fall von unvollständigen Meldungs-schauern müssen die einzelnen DS-ANN untereinander Informationen austauschen. Diagnosen über benachbarte Betriebsmittel werden zusammen mit den betriebsmittelspezifischen Meldungen des zugeordneten DS-ANN ausgewertet. Das Ergebnis der Diagnosen eines DS-ANN wird während der nächsten Iteration des Verfahrens den benachbarten Betriebsmitteln als Eingangsinformation angeboten. Die Iterationen werden abgebrochen, sobald sich die Ausgangszustände der DS-ANN nicht mehr ändern. Die DS-ANN können sich aufgrund ihrer modularen Struktur selbständig an beliebige Topologien von EES anpassen.

Die aktuelle Topologie des EES kann mit dem betriebsmittelbezogenen Ansatz sehr einfach berücksichtigt werden. Aus der Menge der zur Verfügung stehenden DS-ANN für gängige Betriebsmitteltypen wird für jedes Betriebsmittel des Netzes ein DS-ANN ausgewählt. Der Informationsaustausch zwischen diesen Modulen leitet sich direkt aus der Topologie des EES

ab (vgl. Bild 4.5). Bei einer Topologieänderung im EES werden die Informationsflüsse zwischen den DS-ANN automatisch angepaßt.

Die DS-ANN für Betriebsmitteltypen können unabhängig von der Topologie eines bestimmten EES und ohne Kenntnis des installierten Schutzsystems realisiert werden. Aufgrund des modularen, topologieunabhängigen Ansatzes sind die Trainingszeiten gering.

An einem Beispiel soll die Arbeitsweise der DS-ANN kurz veranschaulicht werden. Die DS-ANN werden für die Auswertung eines Fehlerszenariums im EES in Bild 4.6 angewendet. Die Einspeisungen befinden sich an den Stationen 4 und 6. Auf der Leitung L2 wird ein Fehler angenommen. Die im Bild ausgefüllten Schaltersymbole weisen auf Meldungen hin, die in der Leitwarte verfügbar sind.

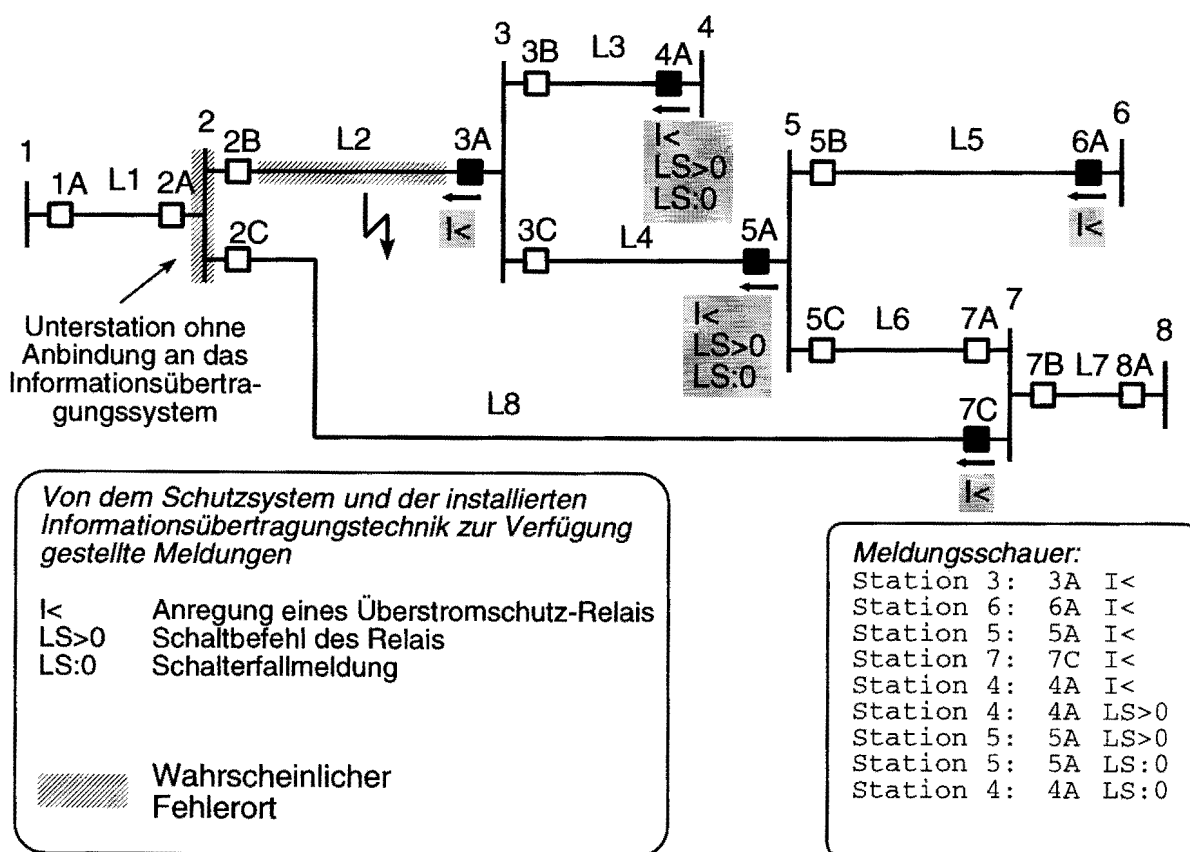


Bild 4.6: Fehlerszenarium

Das Überstromschutzgerät am Abgang 3A der Station 3 erkennt eine Überschreitung des eingestellten Stromgrenzwertes und sendet eine Schutzanregungsmeldung. Aufgrund einer Fehlfunktion des Schutzgerätes wird keine Auslösemeldung an den zugeordneten Leistungsschalter gesendet. Die Überstromschutzgeräte an den Abgängen 4A und 5A regen ebenfalls an und lösen nach einer gewissen Zeitverzögerung als Reserveschutz die ihnen zugeordneten

Leistungsschalter aus. Von der Station 2 liegen keine Meldungen vor, da von dieser Station aus technischen Gründen keine Meldungen an die Leitwarte übertragen werden können. Einige andere Schutzgeräte senden ebenfalls Anregemeldungen lösen aber keine Schalter aus.

Im ersten Schritt werden zunächst alle Meldungen, die den Leitungen zugeordnet werden können, von dem DS-ANN für den Betriebsmitteltyp "Leitung" ausgewertet. Aufgrund der Anrege- und Auslösemeldungen jeweils an einem Ende der Leitungen L3 und L4 ermittelt das den Leitungen zugeordnete DS-ANN jeweils die Diagnose, daß sich der Fehlerort möglicherweise auf diesen Leitungen oder weiter entfernt in Richtung der Station 3 oder darüber hinaus befindet. Die Schalterfallmeldungen weisen darauf hin, daß sich der Fehlerort nicht allzuweit vom Einbauort der Relais entfernt auf den angrenzenden Betriebsmitteln befinden wird. Die einzelne Anregemeldung des Überstromschutzes auf Leitung L8 führt zur Diagnose, daß ein Fehler auf der Leitung L8 nicht auszuschließen ist. Mit einer größeren Wahrscheinlichkeit ist aber davon auszugehen, daß sich der Fehlerort weiter entfernt in Richtung der Station 2 oder darüberhinaus befindet (vgl. Bild 4.6).

Im zweiten Schritt bearbeitet das den Sammelschienen zugeordnete DS-ANN die zugehörigen Meldungen und Diagnosen der jeweils betrachteten Sammelschiene, die im vorangegangenen Auswertungsschritt erstellt worden sind. Aufgrund der ermittelten Richtung auf den Fehlerort, die von den den Leitungen L2 und L8 zugeordneten DS-ANN ermittelt worden ist sowie fehlender Informationen über Leitung L1, diagnostiziert das der Sammelschiene S2 zugeordnete DS-ANN, daß die Sammelschiene S2 oder die angeschlossenen Leitungen möglicherweise Fehlerorte sind. Das der Sammelschiene 3 zugeordnete DS-ANN grenzt aufgrund der vorliegenden Diagnosen über Leitung L3 und Leitung L4 den möglichen Fehlerort auf die Leitung L2 und das daran anschließende Betriebsmittel ein.

Nach drei Iterationen, die jeweils aus der Bewertung aller zur Verfügung stehenden Meldungen und ermittelten Diagnosen bestehen, ändern sich die Diagnosen der einzelnen DS-ANN nicht mehr. Die beiden möglichen Fehlerorte werden dem Anwender angezeigt (vgl. Bild 4.6).

Zahlreiche Untersuchungen haben gezeigt, daß die DS-ANN basierte Fehlerortung auch zuverlässige Aussagen in Situationen mit unvollständigen oder teilweise inkonsistenten Meldungsschauern liefert, die während des Trainings der DS-ANN nicht explizit berücksichtigt worden sind. In Bezug auf das angeführte Beispiel ist das Ergebnis der Meldungsverarbeitung auch robust z.B. gegenüber dem Fehlen von Schalterfallmeldungen oder Schutzgerätemeldungen in den Stationen 4 und 5.

Im Rahmen des vom Bundesministerium für Bildung, Wissenschaft, Forschung und Technologie geförderten Verbundprojektes NEUPRO (Neuronale Netze zur Analyse von komplexen technischen Echtzeitprozessen) ist die Alarmverarbeitung und Fehlerortung mit DS-ANN in

ein Prozeßleitsystem integriert worden. Wegen der hohen Zuverlässigkeit öffentlicher Netze wurde das System mit Hilfe eines Schutzgerätesimulators erfolgreich getestet. Die Alarmverarbeitung und Fehlerortung mit DS-ANN ermöglicht eine schnelle und zuverlässige Analyse von Störungssituationen auch im Fall unvollständiger Meldungslisten oder bei Fehlreaktionen des Schutzsystems. Bei unvollständigen Meldungslisten ermöglicht der Austausch der Diagnosen zwischen den DS-ANN eine iterative Eingrenzung des Bereiches, in dem es zu einem Fehler gekommen ist. Die Anzahl der von den DS-ANN als "möglicherweise fehlerhaft" ermittelten Betriebsmittel hängt direkt von der Relevanz und Korrektheit der Meldungen ab. Mehrfache Fehler können aufgrund der verteilten Architektur der DS-ANN erkannt werden. Das DS-ANN basierte Konzept der Alarmverarbeitung kann auf beliebige Energieübertragungsnetze angewendet werden, da es sich automatisch an unterschiedliche Topologien anpaßt und keine explizite Information über das installierte Schutzsystem benötigt.

D. Kuhlmann, W. Hoffmann (ZEDO)

EV9532, EV9559, EV9560

Diese Forschungsarbeit wird in Zusammenarbeit mit dem Zentrum für Expertensysteme Dortmund e.V. (ZEDO) durchgeführt und durch das Bundesministerium für Forschung und Technologie gefördert.

4.1.4 Steuerung speichernder Lasten mittels evolutionärer Strategien

Eine optimale Ausnutzung der Ressourcen bei der Erzeugung elektrischer Energie erfordert eine bedarfsgerechte Energieerzeugung. Hierbei ist es erforderlich, entweder den Bedarf oder die Erzeugung so zu beeinflussen, daß die Energie bei minimalen Kosten erzeugt werden kann. Dies ist zu erreichen, indem die Spitzenlast minimiert und der Verbrauch insgesamt vergleichmäßig wird, wodurch eine optimale Kraftwerksausnutzung zu gewährleisten ist.

Die zu beachtenden Randbedingungen beruhen auf technischen Anforderungen und Kundenverträgen. Die zum Teil gegenläufigen Optimierungsziele sind in Tabelle 4.1 zusammengestellt. Unter Berücksichtigung dieser Randbedingungen wird ein auf evolutionären Strategien und der Lagrangschen Relaxation beruhender Lösungsansatz untersucht. Die Probleme, die durch die hohe Zahl an Nebenbedingungen nicht stetiger Lösungsraum mit sich bringt, werden durch die evolutionäre Strategie unter Zuhilfenahme einer Koordinatentransformation gelöst. Die Lagrangsche Relaxation dient zur wirtschaftlichen Lastaufteilung unter den Kraftwerken.

Tabelle 4.1: Optimierungsziele unter Berücksichtigung unterschiedlicher Randbedingungen

Verträge mit Kunden	Verbesserung der Kraftwerkseinsatzplanung
Einhaltung der Energiebedingung	Spitzenlastreduktion
Bevorzugte / verbotene Einschaltzeiten	Minimale Inkrementalkosten
Maximale Zahl von Unterbrechungen	Wechselwirkungen zwischen Laststeuerung und Kraftwerkseinsatzplanung berücksichtigen
minimale / maximale Ein-/Ausschaltzeit	
Ausnutzung der Bezugsleistungsverträge	
Spitzenlastreduktion	
Vergleichmäßigung des Lastgangs	

Der Ansatz ist, die Lasten über der Zeit so zu verlagern, daß alle oben genannten Randbedingungen erfüllt sind und ein minimaler Leistungsbedarf entsteht. Gleichzeitig ergibt sich eine Vergleichmäßigung des Lastgangs. Bild 4.7 veranschaulicht das Prinzip.

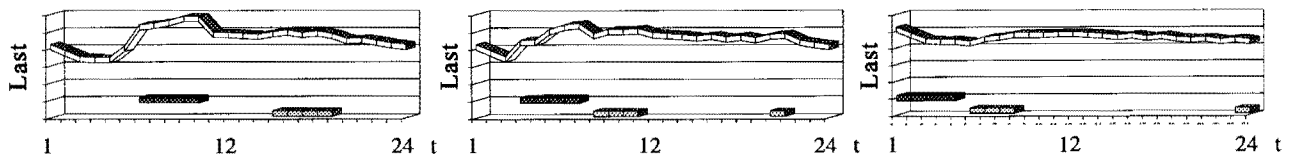


Bild 4.7: Verlagerung zweier Lasten

In einem Versorgungsnetz sind typischerweise jedoch nicht zwei, sondern zwischen 10 und 100 unterschiedliche Gruppen zu betrachten. Einzelne Gruppen sollten nicht mehr als 5% der Netzlast zum Einschaltzeitpunkt betragen um bei Schaltvorgängen keine Belastung für das Netz darzustellen. Für jede einzelne Gruppe sind die Randbedingungen aus Tabelle 4.1 zu beachten. Zur Lösung dieses Problems, dessen wesentliche Komplexität in der starken Zergliederung des Suchraumes durch die Nebenbedingungen besteht, werden evolutionäre Strategien eingesetzt.

Evolutionäre Strategien suchen ein Optimum im Lösungsraum, indem sie in Anlehnung an die Evolution durch Rekombinations- und Mutationsoperatoren einen Satz von möglichen Lösungen so verändern, daß eine Verbesserung erreicht wird. Dies wird so lange wiederholt bis entweder die gesuchte Lösung eine bestimmte Güte hat oder innerhalb einer vorgegebenen Zeit keine Verbesserung mehr erreicht wird.

Hierbei wird zuerst eine Population P initialisiert, die aus μ gültigen Lösungen des Problems (Eltern) a besteht. Danach wird die Gütefunktion (Fitneß) für diese Lösungen bestimmt. Diese Gütefunktion kann der Zielfunktion entsprechen, muß aber nur ein Maß für die Güte einer Lösung sein. Danach beginnt eine Optimierungsschleife, die aus folgenden Elementen besteht:

- 1.) Abbruchkriterium prüfen,
- 2.) Rekombination der Eltern,
- 3.) Mutation,
- 4.) Bestimmung der Fitneß der Kinder,
- 5.) Selektion der Eltern für die nächste Generation.

Wenn das Abbruchkriterium erreicht ist, wird die beste Lösung als Lösung der Zielfunktion ausgegeben.

Die Rekombination ist ein Mechanismus, der ein neues Individuum x'_i erzeugt, indem sie Eigenschaften von einem Elter oder mehreren Eltern x_i übernimmt. Für zwei Eltern S, T könnte eine Rekombination so aussehen:

$$x'_i = x_{S,i} + \chi \cdot (x_{T,i} - x_{S,i}) \quad ; \quad \text{typisch: } \chi = \frac{1}{2} \quad (4.1)$$

Bild 4.8 zeigt eine Rekombination für zwei Eltern $x_{S,i}$ und $x_{T,i}$ in einem dreidimensionalen vektorwertigen Problem(links) und eine Mutation(rechts). Bei der Mutation wird in einer durch ihre Varianz gegebenen Umgebung um den Vektor x_i ein zufällig gewählter mutierter Vektor x'_i ausgewählt.

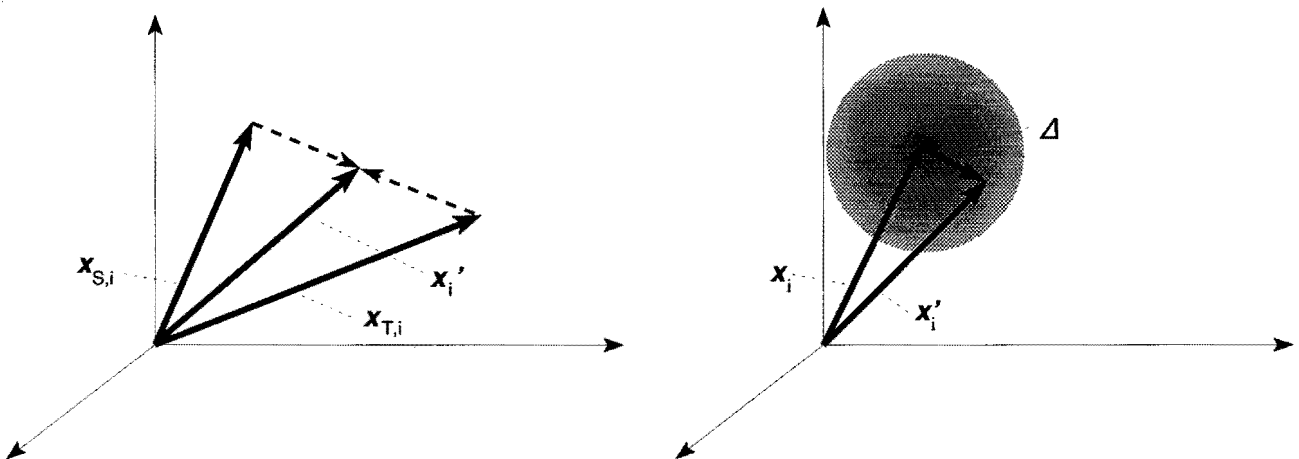


Bild 4.8: links: Rekombination der Vektoren $x_{S,i}$ und $x_{T,i}$; rechts: Mutation des Vektors x_i

Durch den Selektionsoperator S werden μ neue Eltern aus den λ Kindern ausgewählt. Dieser deterministische Schritt wird (μ, λ) -Selektion genannt. In diesem Selektionsprozeß wird gewöhnlich sowohl die Zulässigkeit einer Lösung bestimmt wie auch deren Güte. Die Einhaltung der Randbedingungen durch das Überprüfen der Zulässigkeit der vorgeschlagenen Lösungen stellt jedoch eine unnötige Verlangsamung des Suchprozesses dar, wenn die Zielfunktion durch Randbedingungen stark eingeschränkt ist.

Evolutionäre Strategien eignen sich, wie genetische Algorithmen und stochastische Optimierer, wenn die Zielfunktion bestimmbar, aber nicht differenzierbar ist. Während genetische Algorithmen mit einer Kodierung (z.B.: binär) der Variablen arbeiten, ist hier ein Ansatz mit Hilfe evolutionärer Strategien mit kontinuierlichen Variablen gewählt. Die Lasten (p_x) werden durch ihren Spitzenwert ($p_{x,0}$), ihre Einschaltzeit ($t_{x,on}$) und ihre Einschaltdauer charakterisiert ($t_{x,dur}$). Die Leistungsaufnahme wird über die Einschaltdauer als konstant angenommen.

$$P(t) = \sum_{x=1}^n p_x(t) \quad ; \quad p_x(t) = \begin{cases} p_{x,0} & ; \quad t_{x,on} < t < t_{x,on} + t_{x,dur} \\ 0 & ; \quad sonst \end{cases} \quad (4.2)$$

Die häufig mit zahlreichen Sonderregelungen ausgestatteten Kunden-Verträge sorgen für eine große Zahl an Nebenbedingungen, die bei herkömmlichen Implementationen evolutionärer Strategien zu Konvergenzproblemen führen können, da zu viele Kinder die Randbedingungen verletzen und damit nicht zu einer Annäherung an die Lösung verwendet werden können. Um dieses Problem zu beheben, kann in die Rekombination und Mutation eine Koordinatentransformation integriert werden, die für eine automatische Einhaltung der Nebenbedingungen sorgt, ohne den Lösungsraum unzulässig einzuschränken. Bild 4.9 zeigt eine Koordinatentransformation für die Mutation.

Die Fitneß-Funktion F enthält jetzt nur noch Berechnungen, die den Lastgang betreffen; die Nebenbedingungen müssen nicht geprüft werden. Daher wird die Rechenzeit, die nur Lösungen außerhalb des eingeschränkten Lösungsraumes erbracht hätte, eingespart. Für die Rekombination ist ein ähnlicher Ansatz wie in Formel 1 implementiert. Der Faktor χ ist als binäre Diagonalmatrix gewählt. Dies führt zu einer diskreten Rekombination, die, falls die Eltern alle Nebenbedingungen erfüllen, Kinder erzeugt, die ebenfalls alle Nebenbedingungen erfüllen.

Der vorgestellte Lösungsansatz wurde auf ein Laststeuerproblem sowie ein gemischtes Laststeuer-, Kraftwerkseinsatzproblem angewandt. Die Ziele waren zum einen die Vergleichmäßigung des Lastgangs und zum anderen die Minimierung der Erzeugungskosten. Die Erzeugungskosten wurden mit Hilfe der Lagrangschen Relaxation bestimmt. Daraus folgen für die Tests folgende Fitneß-Funktionen:

Vergleichmäßigung des Lastgangs: Hier wird eine Formel eingesetzt, die Lastsprünge von Zeitschritt zu Zeitschritt mit einem Faktor und Abweichungen vom Mittelwert mit einem zweiten Faktor "bestraft".

$$F = \delta \cdot \sum_{t=0}^{n-1} |P(t) - P(t+1)| + \varepsilon \cdot \sum_{t=0}^n |P(t) - \bar{P}| \quad (4.3)$$

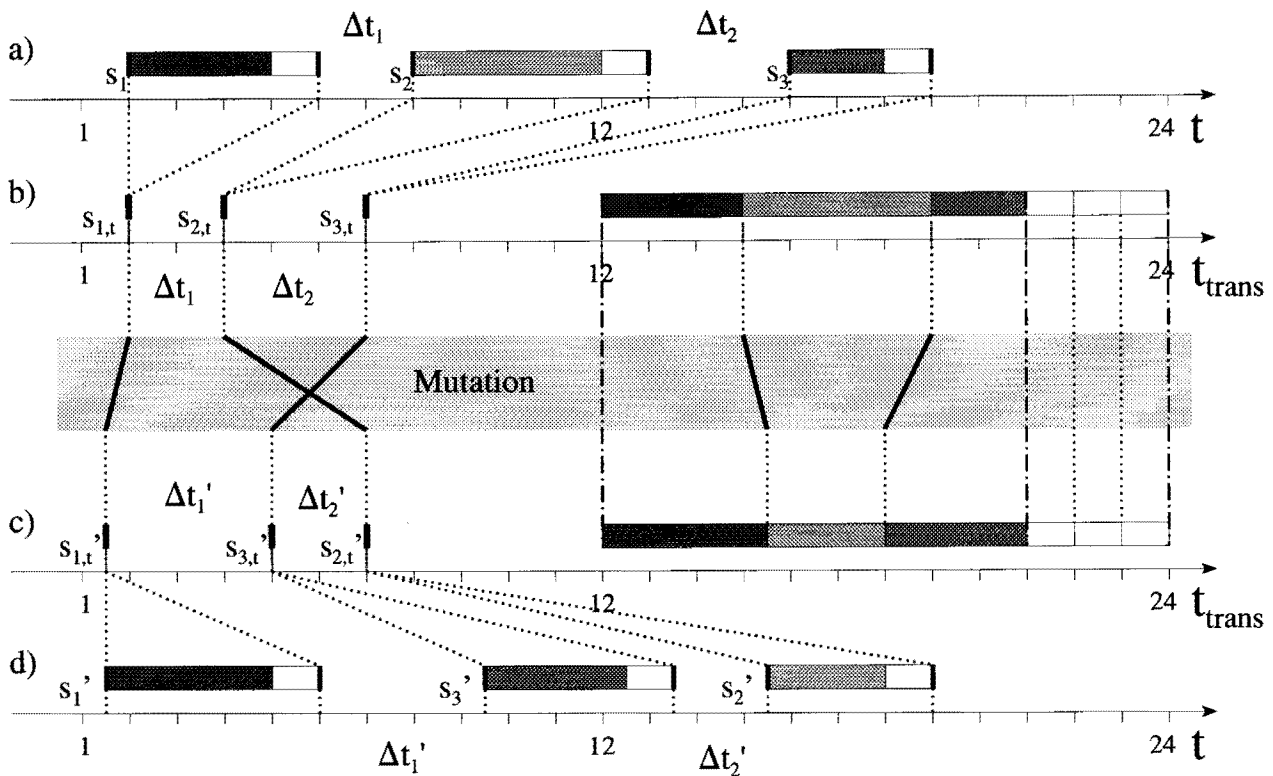


Bild 4.10: Koordinatentransformation für die Mutation

- a) Last-Steuerplan vor der Mutation
- b) Last-Steuerplan in transformierten Koordinaten (Einschaltzeit, Dauer, Sperrzeiten)
- c) Mutation in transformierten Koordinaten
- d) Neuer Last-Steuerplan nach der Rücktransformation

Minimierung der Kosten: Ausgehend von einem quadratischen Kraftwerkskostenmodell c_i werden die Kosten der erzeugten Energie bestimmt. In die Gütefunktion geht eine wirtschaftliche Lastaufteilung mittels der Lagrangschen Relaxation ein, die unter den vorgegebenen Lastbedingungen die minimalen Kosten berechnet.

$$F = \sum_{i=1}^{n_G} c_i(P_{Gi}) - \frac{2 \cdot P + \sum_{i=1}^{n_G} \frac{\beta_i}{\gamma_i}}{\sum_{i=1}^{n_G} \frac{1}{\gamma_i}} \cdot \left(\sum_{i=1}^{n_G} P_{Gi} - P \right); \quad c_i(P_{Gi}) = \alpha_i + \beta_i \cdot P_{Gi} + \gamma_i \cdot P_{Gi}^2 \quad (4.4)$$

Der vorgestellte Lösungsansatz führt zuverlässig zu Lösungen des Laststeuerproblems. Die Rechenzeiten, die sich für die zwei vorgestellten Fitneßfunktionen ergeben, betragen bei einem Problem mit 20 Lasten und 20 Kraftwerken 2-3 Minuten für die einfache Fitneßfunktion und rund 15 Minuten für die Komplexe Kostenfunktion. Das Einsparpotential liegt im Fall

der Optimierung auf die Kostenfunktion allerdings auch rund 2% höher als bei einer Optimierung auf die Hilfsfunktion, die nur einen gleichmäßigen Lastgang erzeugt.

Armin J. Gaul

EV9501, EV9528

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

4.1.5 Kurzfristige Lastprognose mittels Kalman-Filtern

Bei der Versorgung mit elektrischer Energie müssen die Energieversorgungsunternehmen (EVU) Anforderungen an die Zuverlässigkeit, die Wirtschaftlichkeit und die Umweltverträglichkeit miteinander in Einklang bringen. Für die einzelnen EVU stellt sich dies als eine komplexe Betriebsführungs- und -planungsaufgabe dar, bei der eine große Anzahl von Einflußfaktoren und Randbedingungen berücksichtigt werden muß. Viele der zur Betriebsführung und -planung notwendigen Entscheidungen müssen zukunftsorientiert getroffen werden. Eine möglichst genaue Kenntnis der zu erwartenden Lastentwicklung ist dazu eine Grundvoraussetzung.

Aus diesen Gründen hat die Lastprognose für die Führung elektrischer Energieversorgungsnetze eine besondere Bedeutung. Abhängig von den unterschiedlichen Aufgaben in der Planung oder der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme betrachtet man unterschiedliche Zeiträume bei der Prognoseerstellung. Zuverlässige "kurzfristige Lastprognosen" mit einem Prognosehorizont von einer Stunde bis hin zu einer Woche bilden eine wichtige Grundlage für den Betrieb von elektrischen Energieversorgungssystemen. Anhand dieser kurzfristigen Prognoseergebnisse wird z.B. die Einsatzplanung von Kraftwerken und das rechtzeitige An- und Abfahren von Kraftwerksblöcken zur Sicherstellung der Versorgungskontinuität durchgeführt. Desweiteren dienen diese Prognosen zur Minimierung der Betriebskosten durch eine wirtschaftliche Lastverteilung und zur Bereitstellung einer angemessenen Reserve elektrischer Energie. Bei der Prognoseerstellung ist es sinnvoll äußere Einflußfaktoren, die den Lastverlauf beeinflussen, zu berücksichtigen. Bei der kurzfristigen Lastprognose kann eine Korrelation zwischen dem Lastverlauf und meteorologischen Größen, wie z.B. der Temperatur oder der Helligkeit, erkannt werden.

Das verwendete Verfahren zur Kurzfristprognose basiert auf einem Ansatz mittels Kalman-Filter. Die Berechnung der Lastwerte erfolgt für die verschiedenen Uhrzeiten des Tages

unabhängig voneinander. Dabei wird die Tatsache ausgenutzt, daß sich der Energiebezug eines Verbraucherkollektivs entsprechend dem Verbraucherverhalten in unterschiedliche Anteile zerlegen läßt. Jeder dieser Anteile wird als Lastverlauf über einen Tag im Zeitraster der Prognose bestimmt. Im folgenden wird zwischen dem Nominalanteil der Last P_N , dem Wochentagsanteil P_W , dem Temperaturanteil P_T und dem Helligkeitsanteil P_H unterschieden. Faßt man diese Lastanteile in einem Zustandsgrößenvektor x nach Gl. 4.5 zusammen, so läßt sich das Lastverhalten durch ein zeitdiskretes System im Sinne der Regelungstechnik beschreiben. Geht man davon aus, daß sich die Lastzusammensetzung nicht oder nur sehr langsam ändert, so kann die dem System zugrunde liegende Dynamik vernachlässigt werden. Die Systemmatrix wird somit zur Einheitsmatrix. Desweiteren verfügt das System über keine Eingangsgrößen; der Steuervektor entfällt. Änderungen der Lastanteile werden in diesem Fall durch die stochastischen Rauschsignale v modelliert. Das dynamische System geht über in das vereinfachte System nach Gl. 4.6.

$$x(t) = \begin{bmatrix} P_N(t) \\ P_W(t) \\ \beta_T(t) \\ \beta_H(t) \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

$$\begin{aligned} x(i) &= x(i-1) + v(i) \\ y(i) &= c^T x(i) + w(i) \end{aligned} \quad (4.6)$$

Bei Kenntnis des Zustandsgrößenvektors x mit den verschiedenen Lastanteilen kann eine Lastprognose nach Gl. 4.7 als Überlagerung dieser Anteile bestimmt werden. Die Überlagerungsfaktoren werden nach Gl. 4.8 in dem Beobachtungsvektor c zusammengefaßt. Die Variable $typ(d)$ stellt den Tagestyp für den Wochentagsanteil des jeweiligen Tages dar. Der Wert T steht für den berücksichtigten Temperaturwert, der Wert H für den berücksichtigten Helligkeitwert.

$$\begin{aligned} P_p(d+i,t) = \hat{y}(t) &= c^T(d+i,t) * \hat{x}(t) \\ &= P_N(t) + P_W(t) + \beta_T(t) T(d+i,t) + \beta_H(t) H(d+i,t) \end{aligned} \quad (4.7)$$

$$c(d,t) = \begin{bmatrix} 1 \\ \delta_{0,typ(d)} \\ \dots \\ \delta_{n,typ(d)} \\ T(d,t) \\ H(d,t) \end{bmatrix}, \quad \delta_{i,j} = \begin{cases} 1 & \text{für } i = j \\ 0 & \text{für } i \neq j \end{cases}, \quad typ(d) \in [0, n] \quad (4.8)$$

Der für die Lastprognose benötigte Zustandsvektor x existiert nur als Modellvorstellung; er ist physikalisch nicht vorhanden und somit auch nicht meßtechnisch erfaßbar. Eine Schätzung \hat{x} dieses Zustandsvektors kann jedoch mittels eines Kalman-Filters bestimmt werden. Ein Kalman-Filter ist ein Beobachter im Sinne der Regelungstechnik. Es bestimmt den Verlauf von \hat{x} optimal im Sinne der kleinsten Quadrate, wenn die Bandbreite der Rauschsignale v und w mittels ihrer Kovarianzmatrix Q bzw. der Varianz r angegeben werden kann. Durch den Vergleich des Prognosewertes P_P mit der tatsächlich an dem betreffenden Tag und Zeitpunkt aufgetretenen Last kann der Zustandsvektor \hat{x} an das reale System adaptiert werden. Dazu wird die Differenz der beiden Werte über den Rückkopplungsvektor k zu dem Zustandsvektor \hat{x} addiert. Der Zusammenhang ist im Bild 4.10 dargestellt. Die Vektoren \hat{x} und k existieren jeweils einmal pro Abtastzeitpunkt, für die Prognose existiert jeweils ein c -Vektor für jeden Prognosezeitpunkt mit den jeweils prognostizierten Einflußgrößen Temperatur und Helligkeit.

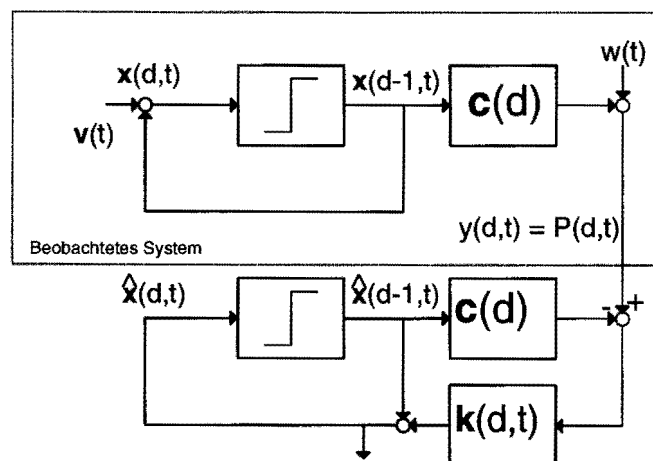


Bild 4.10: Kalman-Filter für die kurzfristige Lastprognose

Für den hier beschriebenen Spezialfall der Lastprognose mittels Kalman-Filter ergeben sich der Zustandsvektor \hat{x} und die Kovarianzmatrix $\Sigma_{xx}(t) = E\{\hat{x}\hat{x}^T\}$ als die verwendeten Zustandsgrößen des Beobachters rekursiv aus den jeweils alten Werten und den Bandbreiten Q und r der Rauschsignale v und w . Der Rückkopplungsvektor k bestimmt sich ebenfalls direkt aus diesen Größen und dem Beobachtungsvektor c für den jeweiligen Zeitpunkt.

Ausgehend von der Kenntnis der linearen Überlagerung der Lastanteile und der Information über die Kovarianzmatrix des Vektors der Lastanteile kann eine a-priori Fehlerabschätzung für die Lastprognose durchgeführt werden. Der Schätzwert der Varianz der Lastprognose bestimmt sich auf der Basis der Kenntnis der Kovarianzmatrix des Zustandsvektors, der Bandbreiten Q und r des treibenden Rauschens v und des Meßrauschens w nach Gl. 4.9.

$$\sigma_p^2(d+i,t) = c^T(d+i,t) * [\Sigma_{xx}(d/d,t) + i*Q(t)] * c(d+i,t) + r(t) \quad (4.9)$$

Die Angabe der a-priori-Abschätzung der Varianz kann zur Bestimmung beliebigen Vertrauensintervallen für die Lastprognose genutzt werden. In Bild 4.11 ist die mit einem Prognosehorizont von 24 Stunden berechnete Lastprognose für eine Großstadt an einem Frühlingserntag dargestellt. Die prognostizierten Lastwerte sind auf der gestrichelten Kurve aufgetragen, die gemessenen Werte auf der durchgezogenen Linie. Das 95%-Vertrauensintervall wird durch die beiden gepunkteten Linien dargestellt.

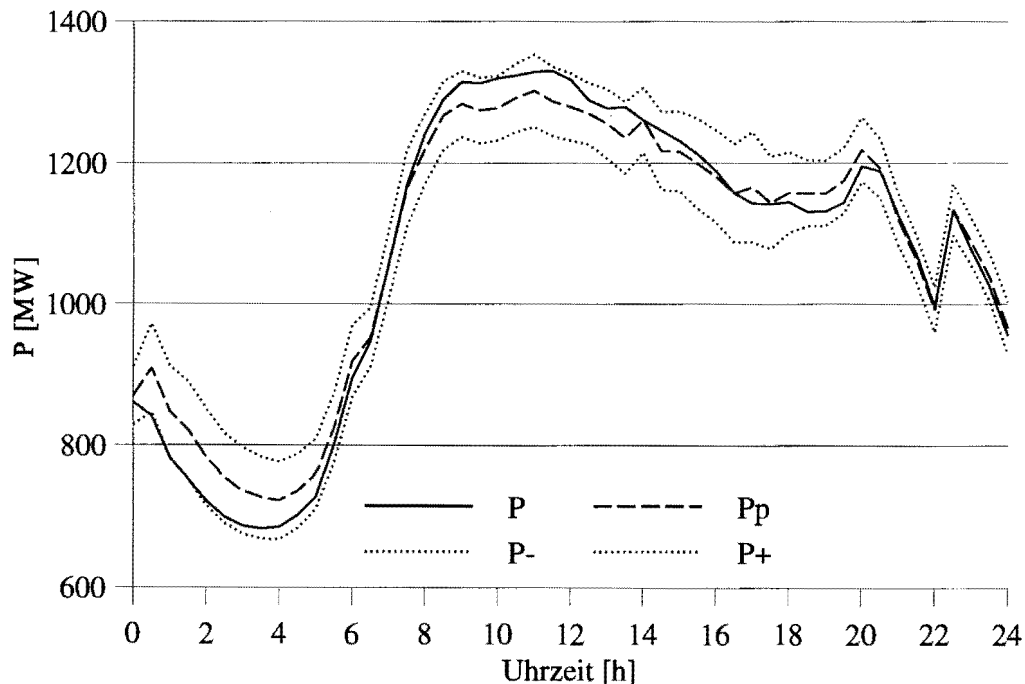


Bild 4.11: Lastprognose mit 95%-Vertrauensintervall und gemessene Last

Zur Bestimmung der Lastprognose an Feiertagen und an von diesen beeinflussten Tagen ist in das Programmpaket eine frei definierbare Tagesgrenze und ein Regelwerk zur Behandlung dieser Tage integriert. Von diesem Regelwerk werden Tage vor und nach Feiertagen, Tage zwischen Feiertagen, lange Wochenenden, Tage vor langen Wochenenden und die Tage nach der Sommerzeitsumstellung erfaßt. Darüber hinaus ist es vorgesehen, Regeln für explizit angegebene Tage zu definieren. Die Lastprognose für diese implizit oder explizit definierten

Tage wird als uhrzeitabhängige Überlagerung der Prognose für verschiedene Wochentage und als Gewichtung mit einem uhrzeitabhängigen Faktor realisiert.

Ausgehend von diesen Überlegungen wurde das Prognosepaket PROG168 in einer Off-Line- und einer On-Line-Version entwickelt. Die On-Line-Version zielt auf die direkte Einbindung in bestehende und zukünftige Netzleitsysteme. Die Schnittstellen der Integration sind durch ASCII-Dateien realisiert. Hierdurch wird eine klare Trennung zwischen den Aufgaben der Lastprognose und der übrigen Netzleittechnik inklusive den Datenbankfunktionen erzielt.

M. Langer

EV 9517, EV 9521

Dieses Forschungsvorhaben wird in Zusammenarbeit mit dem Zentrum für Expertensysteme Dortmund durchgeführt.

4.1.6 Costing of Electricity Transmission Services - Reactive Power Short-Run Marginal Costs of Power Transmission in Grid Systems

In several countries the regulatory schemes for the electricity supply industry have been restructured to create some degree of competition within the electricity supply. The approaches and resulting structures are different. However, unbundling of the services generation, transmission, and distribution and third party access conditions to the transmission network are essential in most of these schemes. In Europe, the opening up of electricity markets to more competition has also received a lot of attention during the past years. The October 1990 Directive of the European Commission on electricity transmission requires electricity companies from European Union member states to provide capabilities for transit services between integrated companies. In the European context, transits represent the transmission of electrical energy between non-neighbouring interconnected energy supply companies of different member states. In contrast to power transits, wheeling is the transfer of electric power and energy from a supplier to a receiving load over transmission facilities owned by neither supplier nor receiving entity.

The costing of transmission network usage for power transfers is an issue of importance in these contexts. The services provided by the transmission system comprise several aspects like the provision of transmission facilities including maintenance, compensation of network losses, provision of load-frequency control, and reactive power. The services supplied by the transmission system are shared between several entities, each of them with different extents of

use. This requires new methodologies for the remuneration of electricity transmission services. From the economical point of view pricing strategies and tariffing schemes should include objectives like:

- assurance of economic and secure system operation,
- promotion of the optimal development of the overall system by sending appropriate cost messages to all participants,
- fair allocation of costs among the consumers according to the burdens they impose on the system. and
- price stability.

Different methods for the remuneration of electricity transmission services have been proposed. In methods based on short-run marginal cost (SRMC) theory the cost of providing goods or services with existing capacity is considered. To discuss the basic principles of the economic theory behind marginal cost based prices it is necessary to quantify the value of goods or services. One definition of the value of service uses the economic notion of the consumer's surplus concept. The consumer's surplus, or the net benefit of the consumer, is defined as the difference between what a consumer is willing to pay for goods or services and what he actually pays. The producer's surplus is the total revenue minus the total short-term or variable cost. Figure 4.12 shows the demand curve D and the marginal cost MC of providing one more unit of the service considered. Consumer's and producer's surplus are represented by

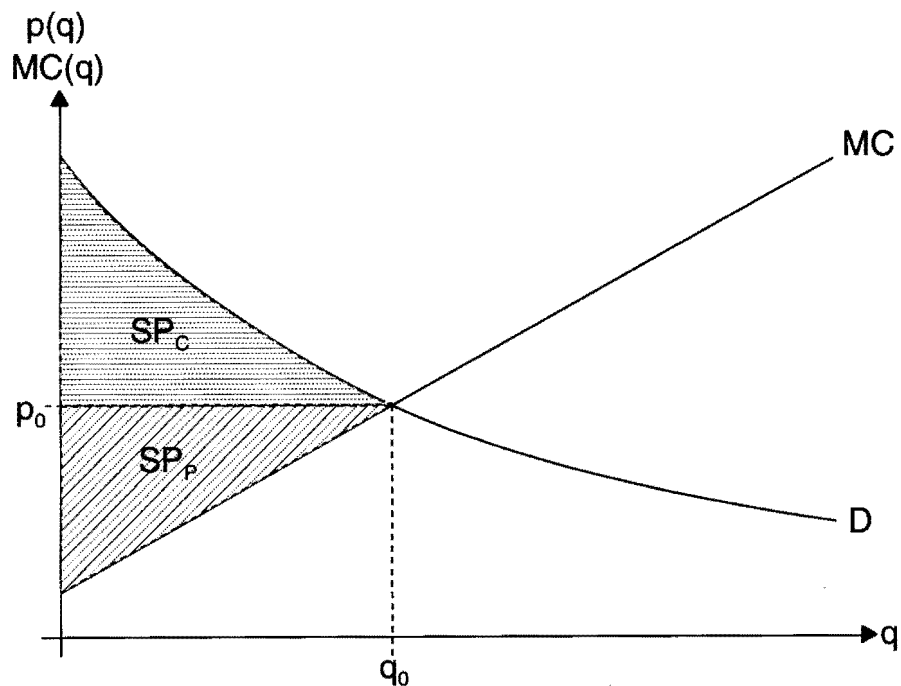


Figure 4.13: Demand curve (D) and marginal cost curve (MC)

the areas SP_c and SP_p , respectively. The total net benefit is given by the producer's surplus plus the consumer's surplus. It can be derived that the maximum theoretical net benefit is achieved when the price is set to the marginal cost of providing the quantity q_0 . This cost is referred to as the short-run marginal cost.

The application of SRMC theory to electricity pricing is also referred to as spot pricing of electricity. It should be noted that in actual power systems strict application of marginal prices fails to recover the total network costs incurred in the long term because of economies of large scale. Regarding the supply of a customer the short-run marginal cost is related to the customer's location and the system state. Therefore, short-run marginal costs are determined for each network node and certain instants of time. To achieve the maximum net benefit, the system has to be operated with minimum operating cost. The cost of a given customer's supply also depends on existing transmission capacity constraints. A general formulation for SRMC of active power supply PL_i at the considered location is given by:

$$SRMC_i(t) = \frac{\partial}{\partial P_{Li}} \left\{ \begin{array}{l} \text{total operating cost at time } t \\ \text{under optimal operating conditions} \\ \text{subject to system constraints} \end{array} \right\}$$

The system constraints are taken into consideration by formulating the Lagrangian function for the constrained optimization problem. In most formulations the DC load flow equations are used to model the transmission network. This approach only takes into consideration active losses and the transmission network constraints related to the active power problem formulation, such as line flow constraints, minimum and maximum active power generation at generating units. In this formulation the shadow prices obtained are the costs associated with the corresponding capacity constraints. The marginal cost of power transmission from one network node to another is defined as the additional cost of transmitting an extra unit of power between these two nodes. Therefore, the cost of a transmission transaction is given by the difference of the nodal marginal costs at the receiving-end node and the sending-end node multiplied with the power transmitted. In this context the transmission transaction is looked at as a buying and selling transaction from the intervening utility's point of view.

For the quality of supply and secure system operation the bus voltages are required to remain within defined ranges. Particularly in strong interconnected systems, under steady state conditions voltage magnitudes are strongly associated with reactive power flows. Therefore, transmission costs related to reactive power should be accounted for in the cost of transmission. At synchronous generators reactive power generation and absorption is obtained

by control of excitation. At compensation devices shunt reactances are variable in a given range, enabling a control of reactive power generation. Operating costs for reactive power absorption or generation are small. The main influence of reactive power on the operating costs is given due to the dependence of active power system losses on reactive power flows. A general formulation of the nodal reactive power SRMC is given by

$$Q\text{-SRMC}_i(t) = \frac{\partial}{\partial Q_{Li}} \left\{ \begin{array}{l} \text{active power system losses at time } t \\ \text{under optimal operating conditions} \\ \text{subject to reactive power system constraints} \\ \text{subject to defined voltage limits} \end{array} \right\}$$

To analyse the reactive power SRMC the methodology shown in figure 4.13 has been developed. The active and reactive power subproblems are treated separately. First the active power subproblem is considered using the DC load flow equations with loss approximation. The real power dispatch provides the active power generations at all generating units. Based on the solution obtained the active power SRMC can be calculated. For the reactive power subproblem a slack node is defined where the active power generation changes corresponding to the active power system losses. The voltage-reactive power optimization determines the system state with minimum active power system losses under consideration of the system constraints associated with the reactive power subproblem. Control variables are reactive power generations at nodes where synchronous generators or compensation devices are located. Additionally, transformer tap-ratios are adjusted. The considered system constraints are minimum and maximum limits of reactive power generations and transformer tap-ratios. The system security aspect is considered by defined ranges for the bus voltages.

Calculations carried out for test networks show that the nodal reactive power SRMC are in the order of one percent of the corresponding active power SRMC. This result corresponds to the fact that the coupling between active power system losses and reactive power flows is rather weak. It is concluded that strict application of reactive power SRMC would fail to recover the total costs associated with voltage quality and reactive power. However, the SRMC increase remarkable in the case of insufficient reactive power resources in particular network areas. The calculations show that the marginal cost approach relates the costs of a given transaction to the transaction's impact on the voltage quality requirements.

T. Nikodem

The research work is carried out in cooperation with the Imperial College of Science, Technology and Medicine, London.

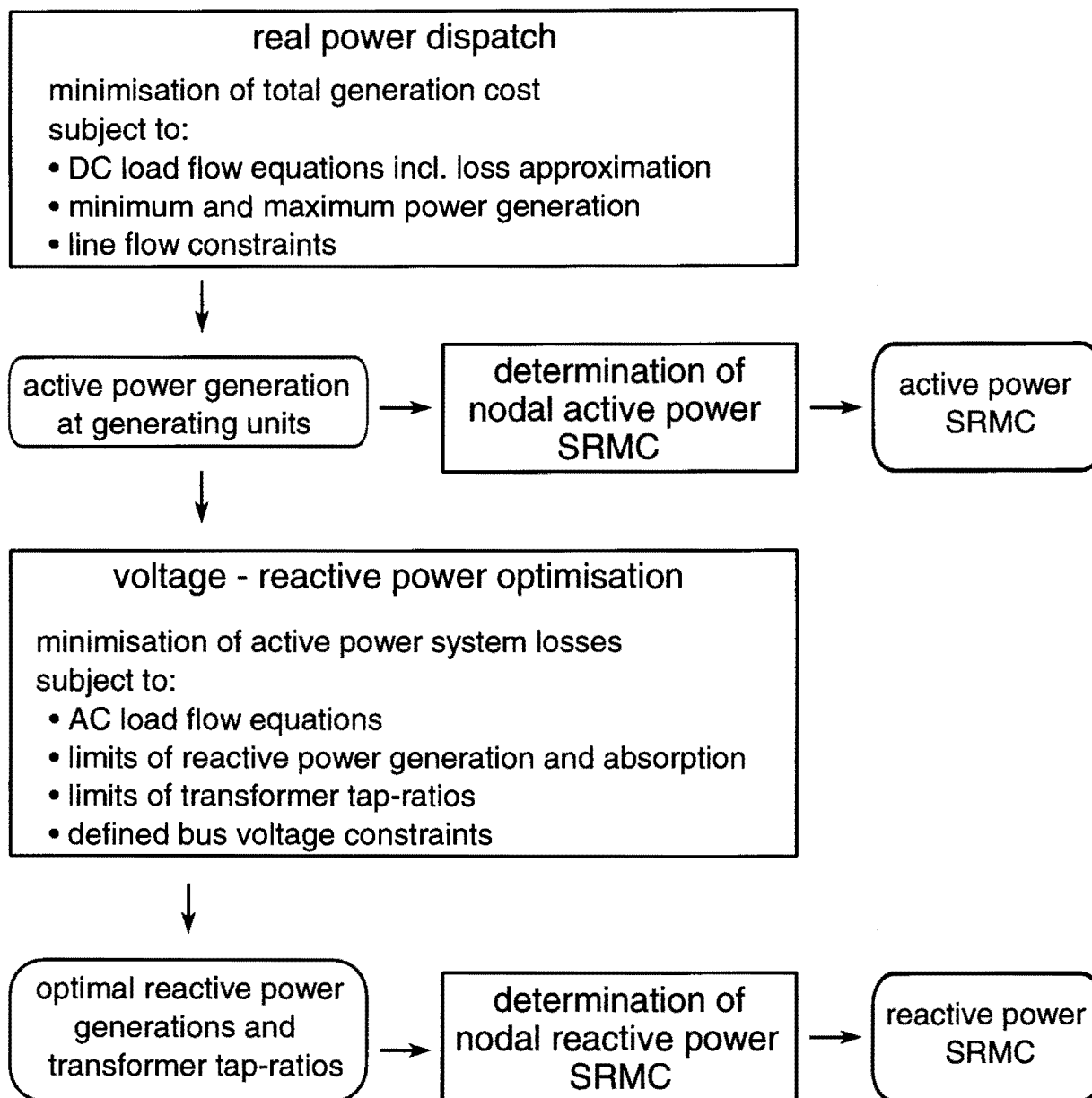


Figure 4.13: Structure of the methodology

4.2 Modellierung und Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen

4.2.1 Einsatz- und Regelkonzept eines SMES zur Verbesserung der Spannungsstabilität in elektrischen Energieversorgungssystemen

Für den Einsatz eines SMES werden zuverlässige Indikatoren zur Bestimmung des Systemzustandes bezüglich der Spannungsstabilität benötigt. Auf der Basis dieser Indikatoren ist ein Einsatzkonzept für einen SMES zur Verbesserung der Spannungsstabilität entwickelt worden. Ein zugehöriges SMES-Regelkonzept wird ebenfalls vorgestellt.

Zur Bestimmung der Spannungsstabilität besteht zum einen die Möglichkeit den minimalen singulären Wert der Lastflußjacobimatrix heranzuziehen, zum anderen die mögliche Lasterhöhung ausgehend von einem Grundlastzustand des Systems als Lasterhöhungsindikator zu definieren, wobei bei beiden Indikatoren ein hoher Rechenaufwand erforderlich ist. Für die Anwendbarkeit als Eingangsgröße für Verfahren zur Stabilitätsverbesserung müssen die Indikatoren mit ausreichender Genauigkeit bei geringer Rechenzeit zur Verfügung stehen. Die Bereitstellung mittels Künstlicher Neuronaler Netze (ANN = Artificial Neural Network) bietet hier einen Ansatz.

Bild 4.14 zeigt am Beispiel des minimalen singulären Wertes, der über variierenden Kraftwerkseinspeisungen und Lasten für ein vierknotiges Testnetz mit zwei Einspeisungen aufgetragen ist, einen Zustandsraum, der als Trainingsdatensatz für ein ANN dient. Als

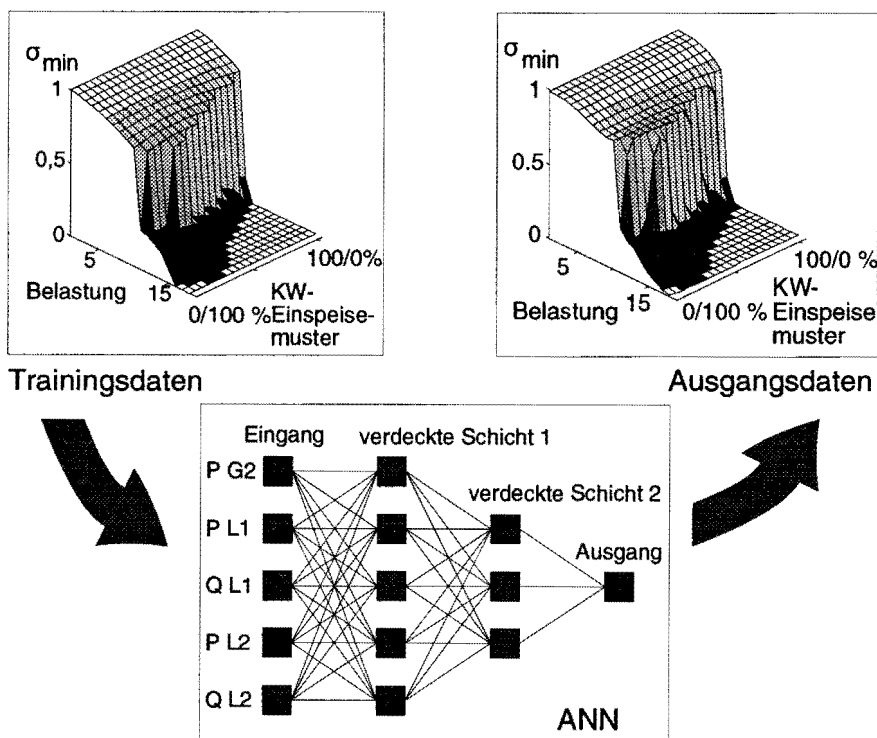


Bild 4.14: ANN zur Indikatorberechnung mit Zustandsräumen der Trainingsdaten und Ausgangsdaten

Eingangsgrößen werden die Lastflußgrößen genutzt und somit eine Lastflußrechnung in Kombination mit der Indikatorberechnung nachgebildet.

Die Ausgangswerte des ANN sind ebenfalls dargestellt und zeigen eine ausreichende Genauigkeit, die im besonders relevanten Bereich des Indikatormulldurchgangs einen geringen Fehler aufweist, so daß die Anwendbarkeit gegeben ist. Weitere Untersuchungen berücksichtigen sowohl die Einbeziehung von Topologieänderungen als auch die Berechnung des Lasterhöhungsindikators und zeigen analoge Ergebnisse.

Am Beispiel eines Zustandsraumes des Lasterhöhungsindikators (Bild 4.15), aufgetragen für ein realitätsnahes Netz mit drei variablen Kraftwerkseinspeisungen, wird nun die Möglichkeit einer Spannungsstabilitätsverbesserung durch Verschiebung des Kraftwerkseinspeisemusters gezeigt. Eine Achse zeigt den Wirkleistungsanteil von Kraftwerk 3 P_{KW3} an der Gesamteinspeisung. Die andere Achse gibt das Verhältnis der Aufteilung der restlichen Wirkleistung auf die Kraftwerke 1 und 2 P_{KW1}/P_{KW2} an. Als Spannungsindikator wird die maximale Lasterhöhung im Lastzentrumsknoten ausgehend von einer Grundlast von Null angegeben, der die Oberfläche der Grafik bildet. Unter der Oberfläche befinden sich zu den Einspeisemustern die möglichen Lastzustände, für die das System stabil ist. Bei einer Lasterhöhung über die Indikatorgrenze hinaus wird das System instabil. Als Ergebnis ist festzuhalten, daß durch Variation der Kraftwerkseinspeisemuster eine Veränderung der Spannungsstabilität in weiten Bereichen möglich ist. Des weiteren ist in diesem Fall nur für einen bestimmten eng umgrenzten Bereich von Kraftwerkseinspeisemustern die Spannungsstabilität gewährleistet.

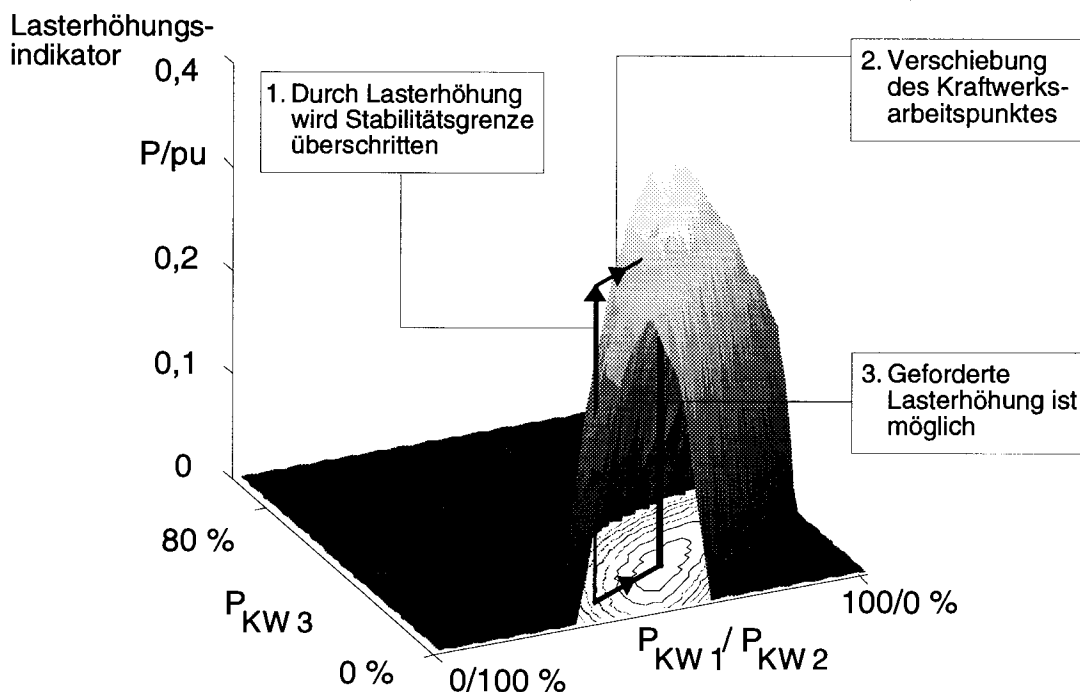


Bild 4.15: Möglichkeit der Stabilitätsverbesserung durch Arbeitspunktverschiebung im Zustandsraum des Lasterhöhungsindikators eines realitätsnahen Netzes

In kritischen Systemzuständen, die durch einen zu geringen Abstand zur Oberfläche der maximalen Lasterhöhung gegeben sind, besteht die Möglichkeit durch Verlassen des wirtschaftlichen und Anfahren eines spannungsstabileren Arbeitspunktes einen Systemzusammenbruch zu vermeiden.

Ist in der Verschiebungsphase der Lastgradient zu groß bzw. die Verschiebung des Arbeitspunktes zu gering, so führt dies zur Überschreitung der Stabilitätsgrenze. Hier besteht nun die Möglichkeit durch Einsatz eines SMES mittels zeitlich begrenzter Einspeisung von Wirkleistung eine kurzfristige Beschleunigung der Arbeitspunktverschiebung zu erreichen und durch Bereitstellung von Blindleistung die mögliche Lasterhöhung kurzfristig zu vergrößern.

Zur Einbindung dieses Konzeptes ist es erforderlich die rechnergestützte Betriebsführung (Bild 4.16) um die Berechnung von Stabilitätsindikatoren zu erweitern und mit diesen eine spannungsoptimale Lastverteilung neben der wirtschaftlichen Lastverteilung zu berechnen, um gegebenenfalls den Arbeitspunkt zu verschieben. Die Spannungsstabilität wird hier innerhalb

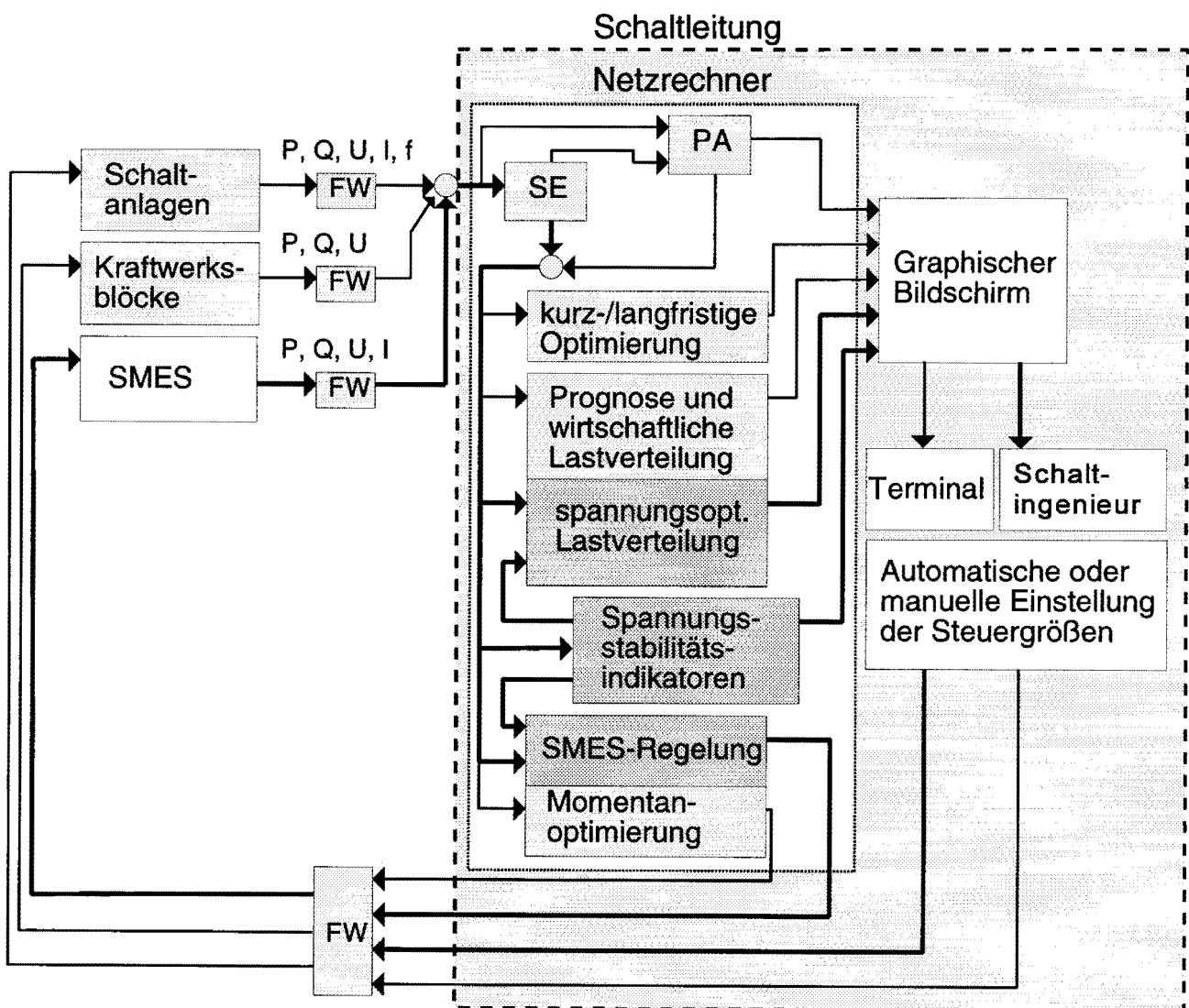


Bild 4.16: Organisation einer rechnergestützten Betriebsführung unter Berücksichtigung der Spannungsstabilität und des SMES-Einsatzes

des Kraftwerksführungssystems berücksichtigt. Ebenso dienen die Indikatoren als Eingangsgröße für die SMES-Regelung, die neben der oben beschriebenen Überführungsleistung weitere Aufgaben zu erfüllen hat.

Um diese Aufgaben zu erfüllen, wird für den SMES ein ereignisorientiertes Regelkonzept gemäß Bild 4.17 aufgestellt. Für die Kurzzeitdynamik, die Bereitstellung von Wirkleistungssekundenreserve unter Berücksichtigung der Spannungsstabilität und die Mittelzeitregelung zur Aufrechterhaltung der Spannungsstabilität werden getrennte Regelblöcke vorgesehen. Der Kurzzeitdynamikregler richtet sich nach Gegebenheiten eines generatornahen SMES-Einsatzortes. Zur Verbesserung der Spannungsstabilität wird ein lastnaher Einsatzort gefordert. Hier muß eine Abstimmung der Einsatzmöglichkeiten erfolgen.

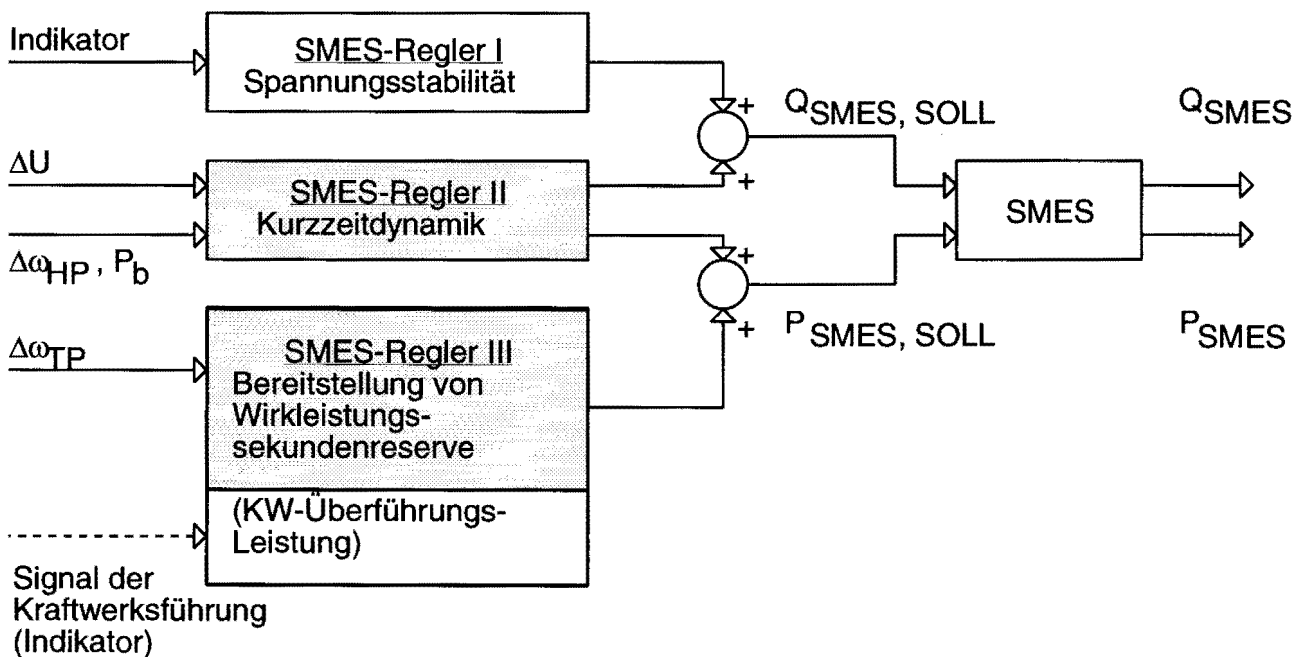


Bild 4.17: Ereignisorientiertes SMES-Regelkonzept unter Berücksichtigung der Spannungsstabilität

Als Eingangsgrößen der Regler werden einerseits die globalen Spannungsindikatoren, andererseits die Spannungsabweichung ΔU , die hoch- bzw. tiefpaßgefilterte Frequenz $\Delta\omega_{HP}$ bzw. $\Delta\omega_{TP}$ und bei generatornahem Einsatz die Beschleunigungsleistung P_b am SMES-Einsatzort benötigt. Die Trennung der Regler in verschiedene Blöcke kann auch räumlich ausgeführt werden. Das Ausgangssignal von Regler I kann in der Leitwarte zusammen mit dem Spannungsindikator berechnet werden.

In der weitergehenden Arbeit ist das entwickelte Einsatz- und Regelkonzept innerhalb einer Simulationsumgebung zu realisieren und zu validieren, wobei die Frage nach einer optimalen Reglerrealisierung zu klären ist.

Ch. Rehtanz

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

4.2.2 Koordinierter Betrieb von innovativen Betriebsmitteln

Weltweit in Industriestaaten und speziell auch in Europa zeichnet sich eine strukturelle Veränderung im Bereich der elektrischen Energieversorgung hin zu einer Liberalisierung der Märkte für Energie (Deregulierung) sowie einer Flexibilisierung des Netzzugangs für Dritte ab. In einem regulierten elektrischen Energieversorgungssystem (EES) liegen die Aufgaben der Erzeugung, des Transportes und der Verteilung in der Hand eines Energieversorgungsunternehmens. Dabei wird die elektrische Energie über unternehmenseigene Hochspannungs-Übertragungsleitungen auf Transport- und Verteilungsebene von den Erzeugungseinheiten zu den Verbraucherschwerpunkten übertragen. Energie, die zusätzlich zur Bedarfsdeckung erforderlich ist, wird von Nachbarunternehmen gekauft. Beim Prozeß der Deregulierung, der beispielsweise in den Ländern Australien, England und Norwegen teilweise oder vollständig abgeschlossen ist, werden historisch gewachsenen Energieversorgungsunternehmen Teilaufgaben der Energieversorgung, bei denen sie heute eine Monopolstellung besitzen, ausgegliedert. Die Aufgaben der Energieversorgung, Erzeugung, Transport und Verteilung, werden dann durch voneinander unabhängige Gesellschaften wahrgenommen.

Bestehende EES sind in der Vergangenheit kontinuierlich optimiert und an einen veränderten Leistungsbedarf angepaßt worden. So wurde gewährleistet, daß heutige EES unter den in der Planungsphase berücksichtigten Randbedingungen insbesondere wirtschaftlicher Art möglichst effektiv arbeiten. Zwar verringerte sich im Vergleich zu vergangenen Jahrzehnten der Lastanstieg in EES, doch machen weiterhin Veränderungen in der Verbraucher- und Versorgungsstruktur sowie im Bereich des Primärenergieeinsatzes und zunehmende Durchleitung von elektrischer Energie Anpassungen der EES erforderlich. Restriktionen im Bereich der Netzausbauplanung erschweren die Anpassung der EES. Dadurch ergibt sich, daß die Infrastruktur der Energieübertragung in Zukunft insbesondere möglicherweise durch einen Prozeß der Deregulierung Betriebsaufgaben zu übernehmen haben wird, für die sie in der Vergangenheit nicht ausgelegt wurde. Daher ist zu erwarten, daß Teile von EES

- früher als geplant an ihre thermische Grenzleistung gelangen,
- mit Lastflußrichtungen betrieben werden, für die sie nicht ausgelegt worden sind.

Aus diesem Grund erwächst im Bereich der Netz- und Betriebsplanung der Bedarf nach anpassungsfähigen EES. Dabei ist es das Ziel, diese Systeme mit vertretbaren Kosten an neue Betriebssituationen anpassen zu können. Im Rahmen dieser Überlegungen ist der Begriff der anpassungsfähigen elektrischen Energieübertragungssysteme (Flexible AC Transmission System, FACTS) geprägt worden, von denen erwartet wird, daß bei stärkerer Auslastung bestehender EES folgende Vorteile erzielt werden können:

- Wirkleistungsflußregelung über definierte Routen zur Berücksichtigung von Wegerechten in EES, sowie vertraglicher Vereinbarung von Übertragungspfaden,
- Veränderung des Lastflußprofils innerhalb eines EES zur Vermeidung von überlasteten Leitungen und bessere Ausnutzung weniger belasteter Leitungen,
- Erhöhung der Sicherheit beim Betrieb von Übertragungseinrichtungen unter optimaler Ausnutzung der stationären, kurzzeitigen und dynamischen Belastbarkeit zur Beherrschung unterschiedlicher Betriebssituationen,
- Verringerung der Erzeugung und Reservehaltung durch leistungsfähigere Verbundkuppelungen für den Austausch elektrischer Energie im Störfall,
- Möglichkeiten zur schnellen Spannungs- und Blindleistungskoordination,
- Flexible Beeinflussung des Spannungsprofils im Netz.

Der Betrieb von stärker ausgelasteten EES kann zu einer erheblichen Vergrößerung des Betriebsaufwandes führen. Bei konventionell betriebenen EES ist der Betriebszustand nach Fehlereintritt einfach abschätzbar, da die kritische Anregung dieses Zustandes sehr selten ist. Wird allerdings den Betrieb bei stärkerer Auslastung betrachtet, so ist die Problemstellung deutlich komplexer, weil hierbei bereits häufiger auftretende Fehler die Stabilität gefährden können. Ebenso kritisch sind geplante Abschaltungen von Betriebsmitteln für Wartungsarbeiten zu sehen, da hier die Sensibilität des Systems gegenüber Störungen vergrößert ist.

Eine Möglichkeit zur Realisierung eines stärker auslastenden Betriebes von EES ist die vermehrte Nutzung geregelter Betriebsmittel zur Lastflußsteuerung und Blindleistungskompensation, deren Potential durch den Einsatz innovativer Regelungsmethoden (z.B. Fuzzy Regelung) besser als bisher ausgenutzt werden kann. Darüber hinaus können durch Entwicklungen auf dem Gebiet der Leistungselektronik verfügbar werdende schnell regelbare innovative Betriebsmittel (IB) bestehende Übertragungskapazitäten effektiver ausnutzen. Diese

Betriebsmittel weisen im Vergleich zu konventionellen Betriebsmitteln ähnlicher Funktionalität (z.B. stufbare Transformatoren) sehr viel kürzere Reaktionszeiten und geringeren mechanischen Verschleiß auf. Zu ihnen gehören z.B. mit schnellen Thyristorschaltern ausgerüstete statische Blindleistungskompensatoren sowie Schrägregler und Phasenschieber. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, Betriebsmittel erweiterter Funktionalitäten zu realisieren, die z.B. die Eigenschaften Parallelkompensation, Serienkompensation und Phasenverschiebung in einem Betriebsmittel vereinigen (Unified Power Flow Controller).

Durch die mehrfache Anwendung von regelbaren Betriebsmitteln in komplexen Verbundsystemen wird das stationäre und dynamische Verhalten eines EES verändert, so daß sorgfältig auf eine Kompatibilität und Koordination der IB geachtet werden muß. Der Bedarf nach einer Koordination wird bereits an einem Beispiel für einen quasistationären Koordinationseingriff deutlich. Zur stärkeren Auslastung des in Bild 4.18 dargestellten Systems sind als kompensatorische und flußlenkende Betriebsmittel zwischen den Teilnetzen TN1, TN2 und TN3 ein Phasenwinkelregler (PAR), eine regelbare Serienkapazität (CSC) und ein statischer Blindleistungskompensator (SVC) eingebaut.

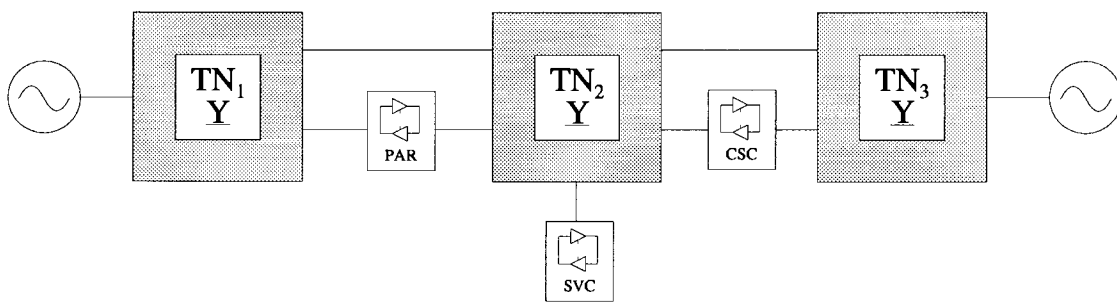


Bild 4.18: EES zur Untersuchung des Koordinationsbedarfes von IB

Wird durch einen Fehler der SVC inaktiv und entfällt damit die Möglichkeit der lokalen Spannungsregelung in dieser Station, folgen ohne Reaktion der Betriebsmittel PAR und CSC Spannungsbandverletzungen in Teilnetz 2 (TN2). Kann in diesem Beispiel durch einen geeigneten Regelungsalgorithmus der Ausfall des Betriebsmittels erkannt werden, so besteht die Möglichkeit, durch entsprechende Kontrolle von PAR und CSC die Spannungsbandverletzungen zu beheben.

Insbesondere beim Betrieb von schnell regelbaren IB ist die Koordination von dämpfungsverstärkenden Betriebsmitteln im EES zu beachten, weil hier durch kurze Reaktionszeiten eine gegenseitige Beeinflussung nicht ausgeschlossen werden kann, die schlimmstenfalls eine Verschlechterung des Systemverhaltens des Gesamtssystems zur Folge hat. Diese Koordination muß sehr schnell erfolgen und kann daher nicht über eine zentrale Leitwarte durchgeführt werden.

Der Entwurf eines anpassungsfähigen Betriebskonzeptes für IB in EES ist Bestandteil eines systemtechnischen Ansatzes (Bild 4.19). Vor dem Hintergrund der Wahrung der Stabilität und Betriebssicherheit eines EES sowie der Möglichkeit anpassungsfähigeren Betrieb z.B. durch schnelle Lastflußsteuerung zu erreichen, geht eine planerische Koordination beim Einsatz von IB der betrieblichen voraus.

Ein anpassungsfähiges Konzept zum Betrieb von EES zur stärkeren Auslastung vorhandener Übertragungseinrichtungen beinhaltet die betriebliche Koordination regelbarer Betriebsmittel unter Berücksichtigung der Regelaufgaben in unterschiedlichen Zeitbereichen. Diese an ein Betriebskonzept gestellten Anforderungen können durch die Eigenschaften eines autonomen Systems erfüllt werden. Darüber hinaus bietet ein autonomes System durch seine kooperativen Eigenschaften die Möglichkeit der Vergrößerung der Betriebssicherheit, falls z.B. der Ausfall eines an der Lastflußlenkung beteiligten Betriebsmittels zu einer Überlastung von Übertragungseinrichtungen führt. Angemessene Kooperationsstrategien können die betrieblichen Ziele des ungestörten Betriebes dahingehend modifizieren, daß die Auswirkungen von Betriebsmittelausfällen in stark ausgelasteten EES verringert werden können.

D. Westermann

EV 9505, EV 9506, EV 9520

Diese Forschungsarbeit wird in enger Kooperation mit dem Zentrum für Expertensysteme Dortmund e.V. (ZEDO) durchgeführt.

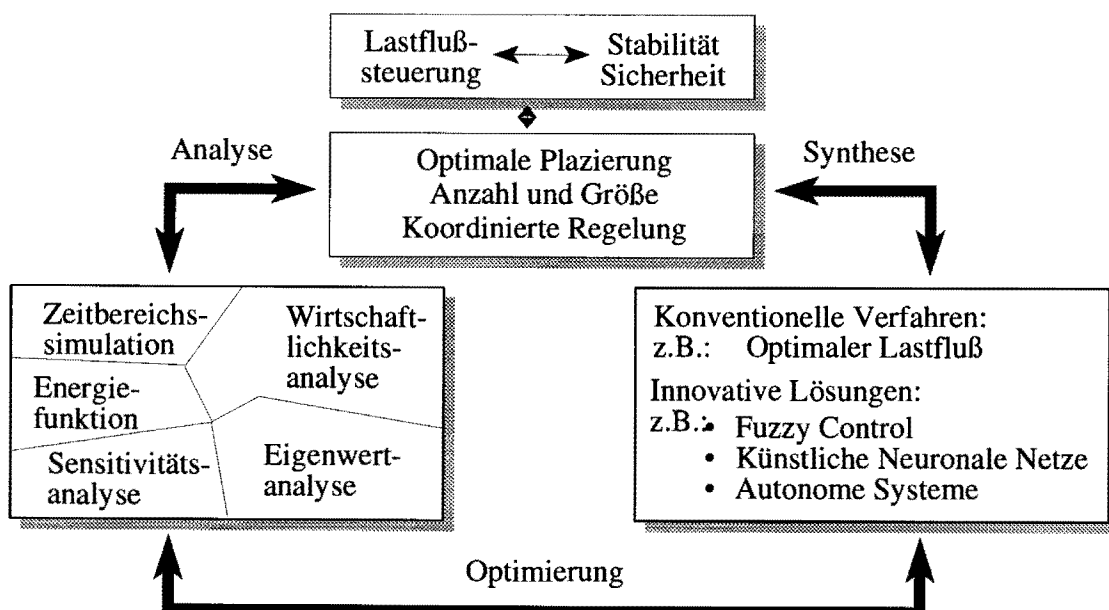


Bild 4.19: Systemtechnischer Ansatz zur Realisierung eines koordinierten Betriebes von IB

4.2.3 Mittelfristige Lastprognose

Elektrische Energie ist zur Zeit nur in einem nicht nennenswerten Umfang speicherbar. Für Energieversorgungsunternehmen(EVU) bedeutet dies, daß zu jedem Zeitpunkt die erzeugte bzw. von anderen EVU bezogene Energie mit dem Bedarf übereinstimmen muß. Lastprognosen unterschiedlicher Zeithorizonte stellen dabei wichtige Prozeßinformationen zur wirtschaftlichen und umweltverträglichen Betriebsführung und -planung dar. Mit der Option der Einsatzplanung von Betriebsmitteln elektrischer Energieversorgungsnetze kommt der Prognose der mittelfristigen Lastentwicklung im Zeitraum von einem Monat bis zu einem Jahr sehr große Bedeutung zu.

Der notwendige Detaillierungsgrad des prognostizierten Lastverlaufs differiert je nach Einsatzzweck und Prognosezeitraum sowohl hinsichtlich der primären Prognosegrößen als auch der zeitlichen Rasterung der Hochrechnungsergebnisse. Während die Kenntnis charakteristischer Tageslasteckwerte für Prognosezeiträume von bis zu einem Jahr ausreichen, wird für kürzere Zeiträume bis zu einem Monat auch die Kenntnis vollständiger, in Verrechnungsperioden zu i. allg. 15, 30 oder 60 Minuten gerasterte Tageslastganglinien verlangt.

Dieser Anforderung kann in der mittelfristigen Lastprognose Rechnung getragen werden, in dem die Prognoseerstellung getrennt für die normierte Form der Lastganglinie und für charakteristische Eckwerte durchgeführt wird. Die Struktur der mittelfristigen Lastprognose läßt sich grob in die zwei Teile Analyse und Synthese gliedern. Die Analyse spaltet die Archivdaten in mittlere, normierte Lastganglinien und charakteristische Eckwerte auf. Dabei werden die Eckwerte Tageslastmaximum, Tageslastminimum und Tagesenergiebedarf verwendet. Sowohl für die Eckwerte als auch für die normierten Lastganglinien erfolgt eine getrennte Prognose. Am Ende des Syntheseschrittes werden die Daten wieder zu entnormierten Tageslastganglinien zusammengefügt. Der Zusammenhang ist im Bild 4.20 dargestellt.

Die Auswahl der verwendeten Eckwerte Tageslastmaximum, Tageslastminimum und Tagesenergiebedarf orientiert sich an den Anwendungsgebieten der mittelfristigen Lastprognose. Die Kenntnis des Tageslastmaximums dient u.a. zur Spitzenlastanmeldung großer Verbraucher oder Verteilnetzbetreiber, zur Stromaustauschplanung zwischen EVU sowie zur Kraftwerkseinsatz- und Revisionsplanung und zur Lastflußsteuerung durch EVU. Der Verlauf des Tageslastminimums wird dagegen sowohl zur Kraftwerkseinsatzplanung in Schwachlastzeiten unter sicherzustellender Reservevorhaltung für den Verbundbetrieb als auch zur Netzstabilitätsüberwachung genutzt. Der Tageslastmittelwert bzw. der Tagesenergiebedarf ist die signifikante Größe des Primärenergieeinsatzes und dient demnach als Kennzahl zur Brennstoffdisposition.

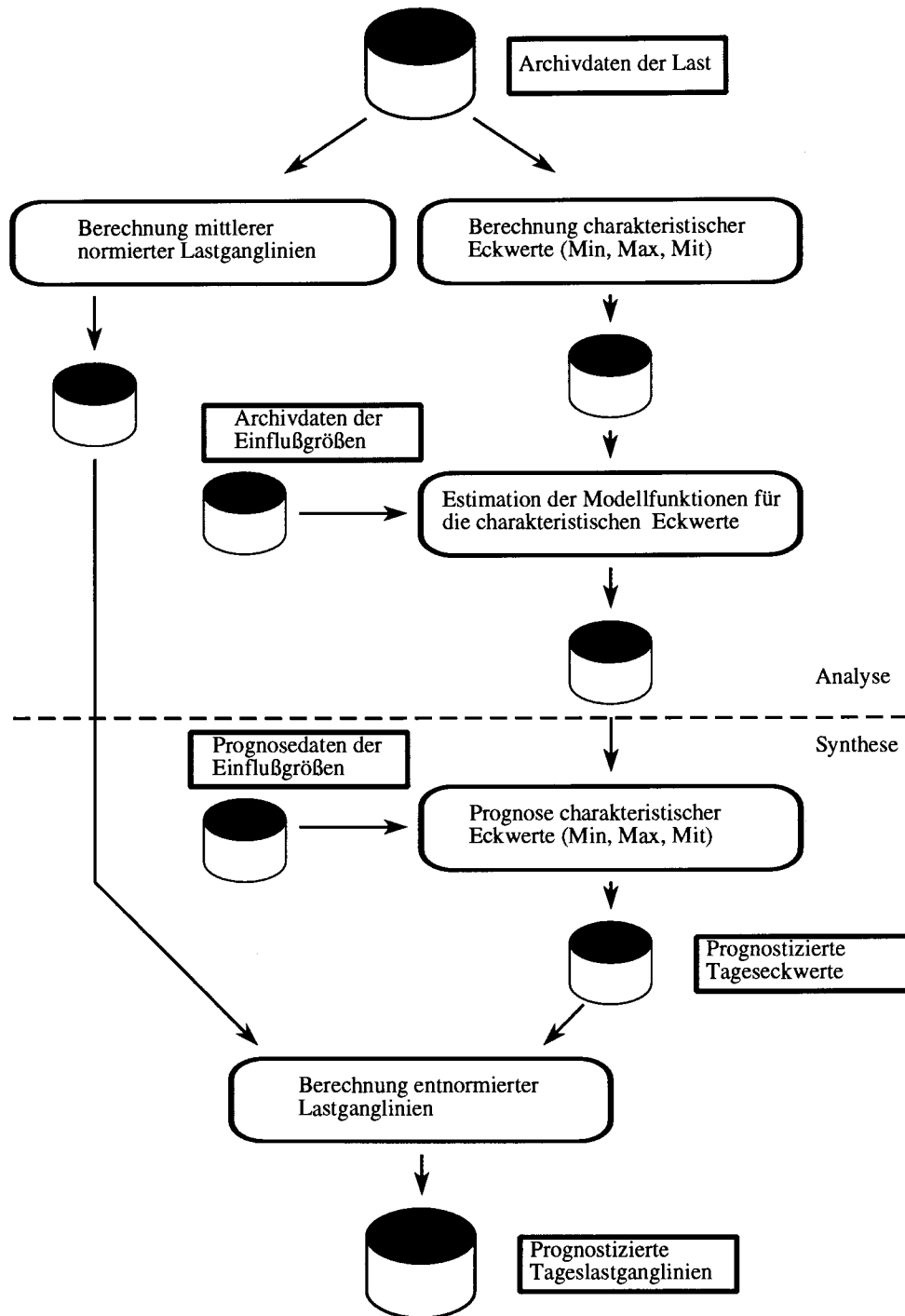


Bild 4.20: Struktur der mittelfristigen Lastprognose

Die verwendeten charakteristischen Eckwerte lassen sich als Summe der drei Lastanteile Nominallastanteil, Temperaturlastanteil und Wochentagslastanteil darstellen. Dabei zeigt es sich, daß für die bisher untersuchten Testdatensätze die Jahresperiodik der Last vollständig durch den temperaturabhängigen Anteil erfaßt werden kann; dieser kann als abschnittsweise

linearer Zusammenhang modelliert werden. In Bild 4.21 ist die entsprechende, über den Daten der Werkzeuge eines Jahres estimierte Modellfunktion für das Lastminimum dargestellt. Der Nominalanteil der Eckwertfunktionen kann als Geradengleichung approximiert werden. Die Wochentagsanteile können durch Konstanten beschrieben werden. Es ergeben sich für jeden Eckwert 16 freie Parameter der Modellfunktion, die mittels des adaptiv stochastischen Verfahrens nach MATYAS estimiert werden können.

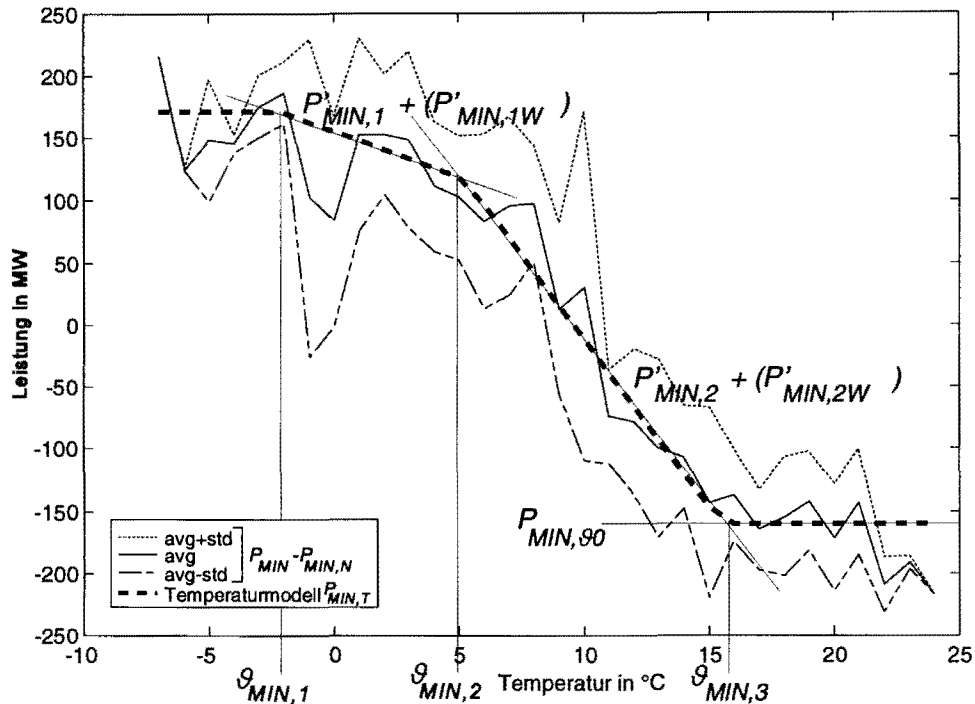


Bild 4.21: Tageslastminimum:

Gemessene Last - Nominallastanteil [Mittelwert (avg) ± Standardabweichung (std)] sowie Temperaturanteil über der Temperatur (Werkzeuge)

Der Vergleich der prognostizierten Lastgänge mit dem tatsächlich aufgetretenen Lastverhalten zeigt, daß der Ansatz für die Anwendungsbereiche der mittelfristigen Lastprognose hinreichend genaue Voraussagen liefert. Insbesondere kann durch den zweiteiligen Aufbau der Prognose auf den Teilen "normierte Lastgänge" und "charakteristische Eckwerte" für diese Eckwerte auch bei der Betrachtung der entnormierten prognostizierten Lastgänge eine höhere Genauigkeit als im Mittel der prognostizierten Lastwerte erreicht werden. Die erreichbare Prognosegüte hängt dabei von der Verbraucherzusammensetzung und dem Verbraucherverhalten in dem betrachteten Versorgungsgebiet ab. Im Bild 4.22 ist beispielhaft der reale und der prognostizierte Lastverlauf über eine Winterwoche bei einem Prognosehorizont von einem halben Jahr aufgetragen.

M. Langer, M. Schroeder

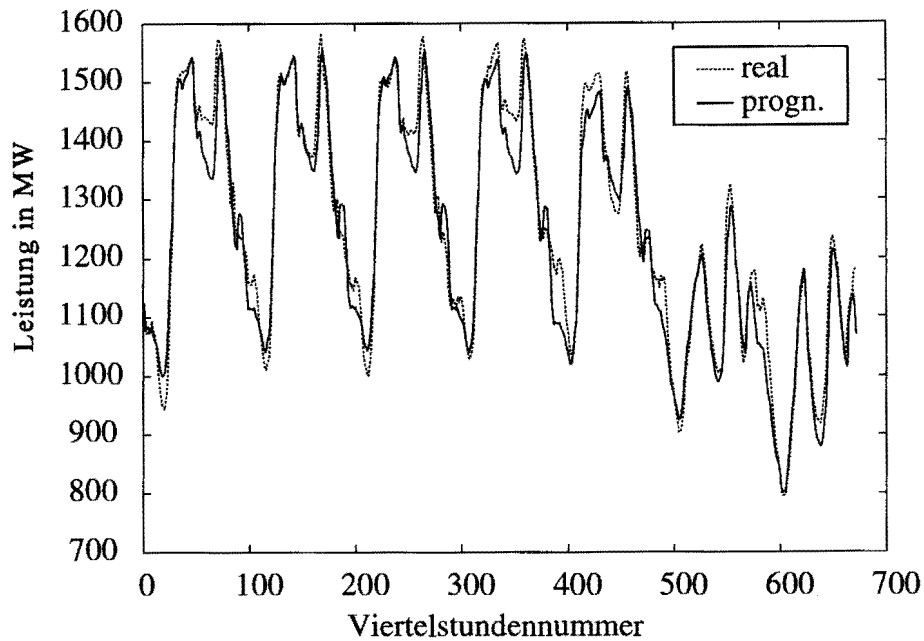


Bild 4.22: Realer und prognostizierter Lastverlauf einer Winterwoche (Mo-So)

4.2.4 Analyse und Modellierung des Wirk- und Blindleistungsbedarfs in Mittel- und Niederspannungsnetzen

Die Beschreibung des Wirk- und Blindleistungsverhaltens in elektrischen Energieversorgungsnetzen ist für verschiedene Aufgabenstellungen der Netzplanung und des Netzbetriebs von Bedeutung. Zu nennen sind hierbei insbesondere Lastmodelle für Netztrainingssimulatoren oder Prognoseansätze, Basislastmodelle für die Optimierung steuerbarer Lasten, die Zustands-Estimation in Verteilungsnetzen, die Netzausbauplanung sowie Untersuchungen zum optimalen Einsatzort von Blindleistungskompensationsanlagen.

Als Eingangsinformationen stehen für die Modellierung im wesentlichen zwei Informationsquellen zur Verfügung. Zum einen ist die reale oder geplante Netzstruktur mit den verschiedenen Ortsnetzstationen und eine Abschätzung der Trennstellenkonfiguration bekannt. Zum anderen ist von den Verbrauchern bekannt, über welche Ortsnetzstation sie versorgt werden. Des weiteren existiert bei den Energieversorgungsunternehmen (EVU) für die einzelnen Verbraucher eine Zuordnung zu verschiedenen Tarifschlüsseln, welche die Verbraucher einer in der Regel großen Anzahl von Gruppen zuordnen. Diese Tarifgruppen weisen im optimalen Fall eine in sich ähnliche Struktur der vorhandenen elektrischen Geräte und Betriebsmittel auf. Es kann deshalb angenommen werden, daß sie auch ein ähnliches Lastverhalten zeigen. Die einzelnen Verbraucher können darüber hinaus durch die von ihnen in vergangenen Abrechnungszeiträumen bezogene elektrische Energie charakterisiert werden. Als Ausgangsinformation der Lastmodellierung wird die Angabe einer Abschätzung der Wirk- und Blindleistung an

einem bestimmten im Verteilnetz eingesetzten Betriebsmittel angestrebt. Der Zusammenhang ist im Bild 4.23 dargestellt.

Jahresenergieverbrauch der angeschlossenen Kunden

Kunde	Tarif	Station	Jahresenergie
TK-xyz	2111/2017	A	9792 kWh
TK-...	2111/2017	A	12474 kWh
...	2111/2017	A	...
SVK-1	5402	B	1,063 T kWh
SVK-2	5902	C	1,136 T kWh
...

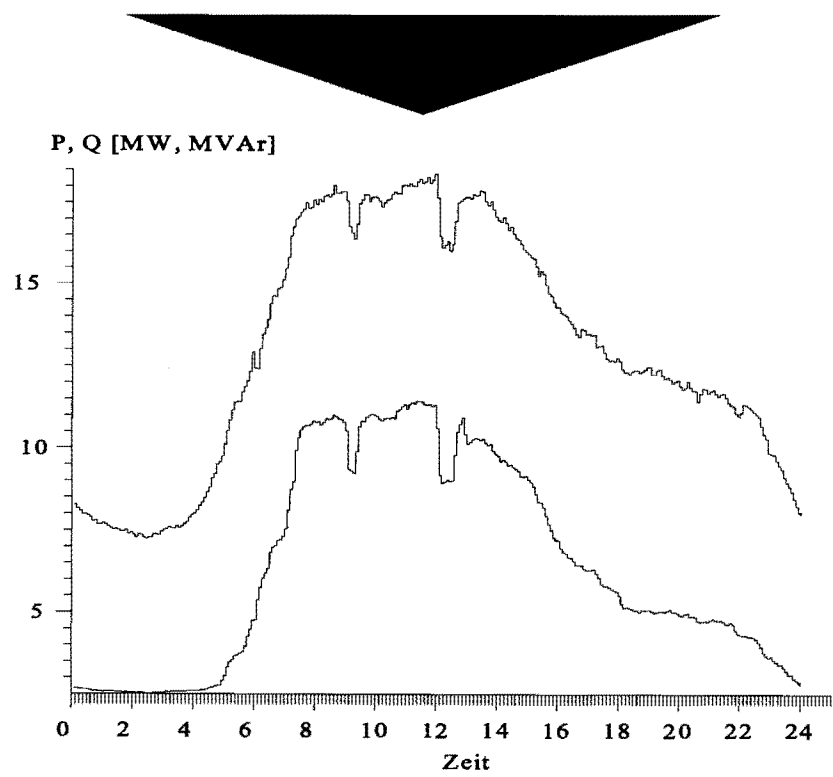
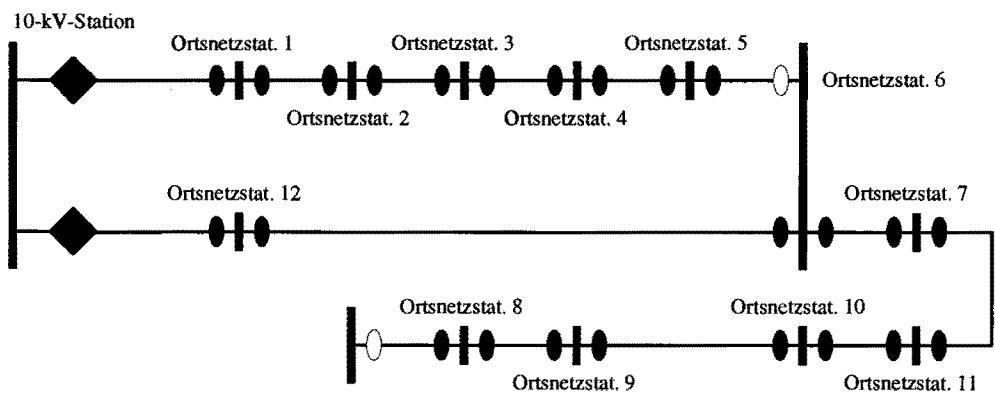


Bild 4.23: Aufgabenstellung der Wirk- und Blindleistungsmodellierung

Müssen bei der Untersuchung in nennenswertem Umfang Sondervertragskunden berücksichtigt werden, kann der Bereich der Blindleistungsmodellierung nicht vernachlässigt werden. Der primäre Vorgang in den Verteilungsnetzen ist jedoch die Bereitstellung und Verteilung von Wirkleistung für die angeschlossenen Kunden. Aufgrund der von diesen betriebenen Anlagen kann es zu einem Transport von Blindleistung über das Verteilungsnetz kommen. Eine direkte Übertragung der Vorgehensweise zur Wirkleistungsmodellierung auf die Blindleistung ist wegen der zugrundeliegenden unterschiedlichen Ursachen nicht sinnvoll. Da der Wirkleistungsbezug der Kunden als die eigentliche Ursache für ihr Blindleistungsverhalten angesehen werden kann, ist es plausibel, die Modellierung zweischrittig durchzuführen; d.h. in einem ersten Schritt das Wirkleistungsverhalten der Verbraucher zu beschreiben und anschließend in einem zweiten Schritt unter Bezug auf das Wirkleistungsmodell die Beschreibung des Blindleistungsverhaltens zu realisieren.

Das Wirkleistungsverhalten in Verteilungsnetzen kann auf der Basis von typischen Verbraucherkurven (TVK) beschrieben werden. Die TVK können jeweils für Verbraucher mit ähnlichem Verhalten bestimmt werden (z.B. Haushalte, Speicherheizungen, Handel, Industrie). Diese Verbrauchergruppen korrelieren mit der Zusammenfassung von Untermengen der Tarifgruppenschlüssel der EVU. Die Last an den jeweiligen Betriebsmitteln kann dann als gewichtete Überlagerung der TVK der verschiedenen Verbrauchergruppen dargestellt werden. Die Überlagerungsfaktoren lassen sich aus dem anteiligen Energieverbrauch der über dieses Betriebsmittel versorgten Kunden abschätzen. Werden für jeden Zeitpunkt des Tages die jeweiligen Werte der verschiedenen TVK in einem Zustandsvektor x und die Lasten an den betrachteten Betriebsmitteln in einem Meßvektor z zusammengefaßt, so kann die Überlagerung in ein Meßmodell nach Gl. 4.11 abgebildet werden. Dabei nimmt die Meßmatrix H die Überlagerungsfaktoren auf, die aus den Energiebezügen der Kunden bestimmt wurden. Der Fehlervektor v nimmt dabei die Modellfehler auf.

$$z = H * x + v \quad (4.11)$$

Liegen für einen bestehenden Netzbezirk Meßdaten vor und können die Überlagerungsfaktoren aus den Energiebezügen der Kunden approximiert werden, so kann eine Schätzung des Zustandsgrößenvektors \hat{x} über verschiedene Estimations-Ansätze unter folgenden Voraussetzungen bestimmt werden:

1. Die Dimension des Meßvektors muß größer als die Dimension des Zustandsgrößenvektors mit den zu bestimmenden Werten der TVK sein.
2. Die Meßmatrix muß Höchststrang aufweisen, d.h. die Verbraucherzusammensetzung muß an allen Meßstellen signifikant unterschiedlich sein.

Auf der Basis der so bestimmten TVK kann die Wirkleistung beliebiger Betriebsmittel abgeschätzt werden, sofern die entsprechende Überlagerungsstruktur aus den Energieverbräuchen bestimmt werden kann.

Aufgrund der großen, nicht näher zu quantifizierenden Unschärfe der Abschätzung der Meßmatrix kann es bei der Bestimmung der TVK zu technisch unsinnigen Ergebnissen kommen. Es ist in diesem Fall nicht mehr möglich, die Modellfehler als im Fehlervektor konzentriert anzunehmen. Um technisch sinnvolle Lösungen sicherzustellen, ist es notwendig, Plausibilitätsinformationen bereits in den Estimations-Prozeß zu integrieren. Eine Estimation der TVK über einen Bayes-Estimator scheidet dabei als Lösungsansatz aus, da hierzu die numerische Lösung hochdimensionaler Integrale notwendig wäre. Im Rahmen des Projektes wurde die Interior-Point-Methode erfolgreich zur Lösung des Estimations-Problems angewandt. Dazu wird die Plausibilitätsinformation als Satz von Ungleichungen für die Werte der einzelnen TVK formuliert. Diese Ungleichheitsbeziehungen können als Nebenbedingungen in das Estimations-Problem eingebracht werden. Der verwendete Ansatz erlaubt es, den Ansatz der Wirkleistungsmodellierung auch auf solche Versorgungsgebiete zu übertragen, in denen die Abschätzung der Meßmatrix mit einer großen Unschärfe behaftet ist.

Aufbauend auf der Wirkleistungsmodellierung kann jeder TVK für die Wirkleistung ein funktionaler Zusammenhang zur Bestimmung der Blindleistung zugeordnet werden. Anhand von Messungen des Wirk- und Blindleistungsverhaltens verschiedener Sondervertragskunden konnte gezeigt werden, daß es im Rahmen der angestrebten Genauigkeit möglich ist, die Blindleistung als abschnittsweise lineare Funktion der Wirkleistung anzusetzen. Dabei kann für die durchgeführten Messungen gezeigt werden, daß eine Anzahl von mehr als zwei Abschnitten zu keiner weiteren Verbesserung der Modellierungsgüte führt. Im Bild 4.24 ist das Wirk-Blindleistungsverhalten eines metallverarbeitenden Betriebes als Treppenfunktion für einen Meßzeitraum von drei Wochen aufgetragen. Die estimierte, abschnittsweise lineare Modellfunktion (durchgezogene Linie) ist mit ihrer Streuung (gestrichelte Linien) dargestellt. Die Modellfunktion läuft dabei nicht notwendigerweise durch den Nullpunkt der P-Q-Ebene; vielmehr führen die weitverbreiteten Festkompensationsanlagen in der Regel zu einem negativen Offset der Blindleistung.

Für die Gruppe der Haushaltskunden kann das Blindleistungsverhalten vollständig vernachlässigt werden. Für die übrigen Verbrauchergruppen kann über die Modellfunktion eine Abschätzung des Lastverhaltens in Wirk- und Blindleistung gewonnen werden, auf deren Basis es möglich wird, die angestrebten Anwendungen der Lastmodellierung auch in Mittel- und Niederspannungsnetzen durchzuführen. Für die Berechnung von Lastflußstudien kann dabei die Spannungsabhängigkeit der Energieaufnahme der verschiedenen Verbrauchergruppen zur Approximation des Wirkleistungsverhaltens im Mittelzeitbereich verwendet werden.

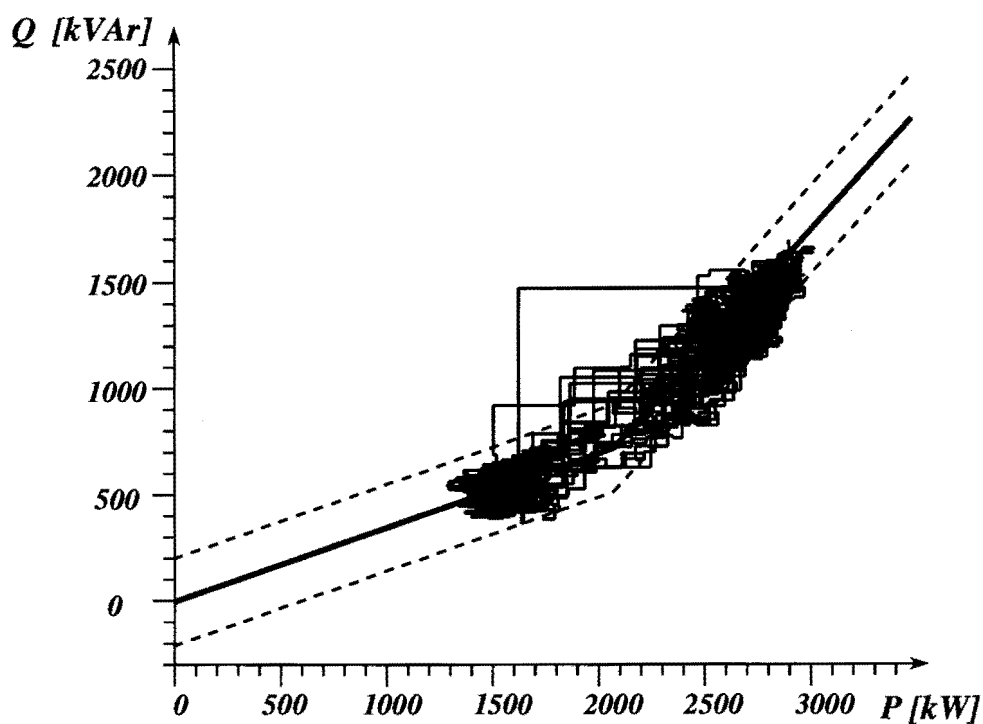


Bild 4.24: P-Q-Diagramm eines metallverarbeitenden Sondervertragskunden

M. Langer

EV 9537

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

4.2.5 Entwurf von Hybridsystemen mit Energiespeichern

Für die elektrische Energieversorgung in Inselnetzen kommen zunehmend Versorgungssysteme zum Einsatz, die aus herkömmlichen Energieerzeugungsanlagen (z.B. Dieselgeneratoren), regenerativen Energieumwandlungsanlagen (REA) wie Windkraftanlagen (WKA) oder Photovoltaikanlagen (PVA) und Energiespeichern wie Batteriespeicheranlagen (BSA) oder Wasserstoff (H₂) - Speichern bestehen. Hieraus resultiert das in Bild 4.25 dargestellte Gesamtsystem Erzeugung - Speicherung - Verbrauch. Voraussetzung für eine technisch und wirtschaftlich optimale Ausnutzung der vorhandenen Ressourcen ist eine systematische Planung und Betriebsführung solcher sog. "Hybridsysteme".

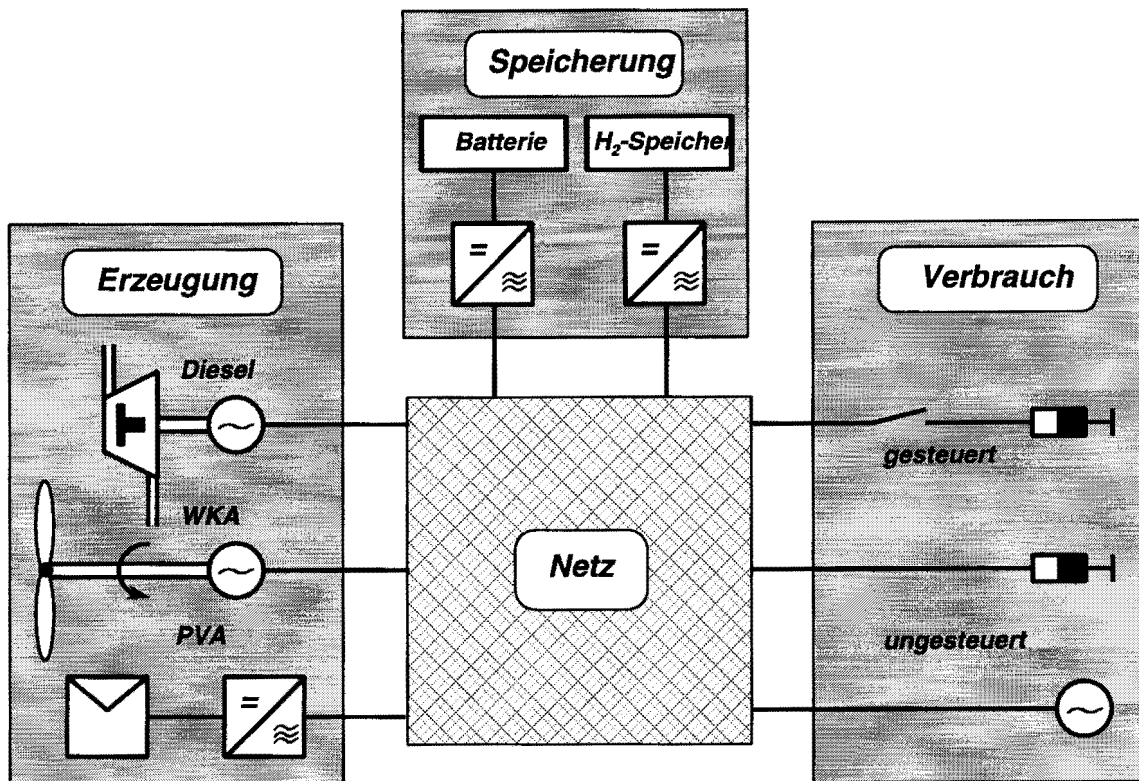


Bild 4.25: Struktur eines Hybridsystems für die Inselnetzversorgung

Die grundlegende Problematik beim Einsatz regenerativer Energien in der elektrischen Energieversorgung besteht darin, daß keine zeitliche Deckung von Energieangebot und -nachfrage gegeben ist. Daher ist in solchen Systemen zur Sicherstellung einer kontinuierlichen Versorgung die zusätzliche Bereitstellung gesicherter Leistung durch Dieselgeneratoren und/oder Energiespeicher erforderlich, deren Dimensionierung nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien erfolgen muß.

Das im folgenden vorgestellte Verfahren für die Planung von Hybridsystemen läßt sich wie in Bild 4.26 dargestellt in die beiden Teilprobleme "Langzeitsimulation" und "Kostenrechnung" gliedern. Die technisch-wirtschaftliche Optimierung basiert auf der wiederholten Durchführung des Verfahrens mit Hilfe einer Parametervariation und der abschließenden kostenoptimalen Dimensionierung der Komponenten zur Energieerzeugung und -speicherung. Im Rahmen der Parametervariation wird die installierte Nennleistung der REA und der Dieselgeneratoren sowie die Speicherkapazität der BSA variiert.

Während der Langzeitsimulation wird bei jedem Simulationsschritt eine Lastflußrechnung durchgeführt. Als Eingangsgröße dienen zeitliche Verläufe der Windgeschwindigkeit und der Sonneneinstrahlung sowie die Lastgänge über einen Zeitraum von einem Jahr.

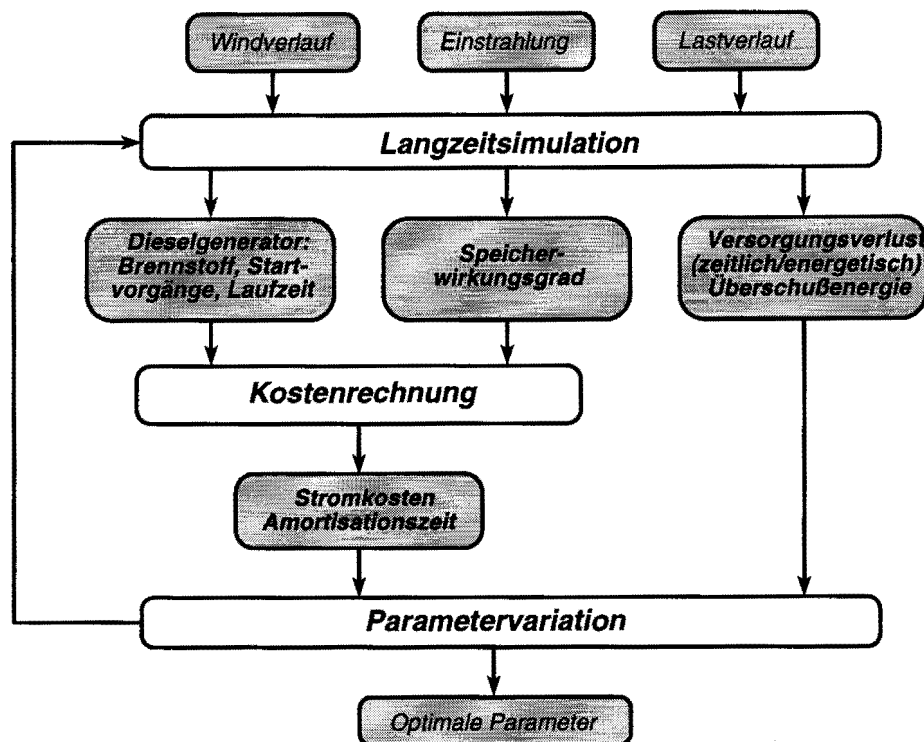


Bild 4.26: Technisch-wirtschaftliche Optimierung von Hybridsystemen

Bei der Lastflußrechnung werden die energetischen Besonderheiten der REA durch entsprechende stationäre Modelle berücksichtigt. Für die mechanische Energieumwandlung der WKA wird zwischen Systemen mit Stall- und Blattverstellregelung unterschieden. Die Nachbildung des elektrischen Teils der WKA erfolgt für Anlagen mit direkt angeschlossenem Asynchrongenerator und Anlagen mit Synchrongenerator und Gleichstromzwischenkreis. Für die PVA existieren Kollektormodelle mit konstanter Modulspannung und solche mit MPP (Maximum Power Point Tracking) - Regelung. Bei der Modellierung der elektrischen Teilsysteme von WKA und PVA werden auch die Blindleistungsvorgänge nachgebildet, wodurch eine Betrachtung der stationären Spannungsabweichungen und eine Berücksichtigung der Netzverluste möglich ist.

Für den Betrieb der Dieselgeneratoren kann zwischen zwei Strategien - einem Dauerbetrieb ohne zwischenzeitliche Abschaltung und einem intermittierenden Betrieb - gewählt werden. Um beim intermittierenden Betrieb die Anzahl der Startvorgänge zu reduzieren, ist die Vorgabe einer Hysterese möglich. Hierbei wird der Dieselgenerator erst dann abgeschaltet, wenn die REA-Einspeisung über einen vorgegebenen Zeitraum einen bestimmten Schwellwert überschreitet.

Das Resultat der Langzeitsimulation sind die drei technischen Bewertungskriterien "Zeitlicher Versorgungsverlust", "Energetischer Versorgungsverlust" und "Überschußenergie". Unter dem zeitlichen Versorgungsverlust ist die Zeit zu verstehen, in der die Last nicht ausreichend mit

Energie versorgt werden kann. Der energetische Versorgungsverlust repräsentiert die Energiemenge, die den Verbrauchern von den Dieselgeneratoren und/oder den Energiespeichern nicht zur Verfügung gestellt werden kann. Die Überschussenergie entsteht, wenn die Speicher die erzeugte Energie nicht aufnehmen können. Zusätzlich zu den genannten Kriterien werden für die anschließende Kostenrechnung der Kraftstoffverbrauch, die Laufzeit und die Anzahl der Startvorgänge der Dieselgeneratoren sowie die Speicherwirkungsgrade ermittelt.

Die Kostenrechnung erfolgt auf der Grundlage dynamischer Kostenrechnungsverfahren (Kapitalwert-, Barwert- und Annuitätenmethode), wobei die Investitions- und Betriebskosten sowie die Erlöse Berücksichtigung finden. Zur Ermittlung des wirtschaftlichen Optimums werden die Stromkosten herangezogen. Ist durch den kombinierten REA- und Speichereinsatz neben der Einsparung von Brennstoffkosten eine Reduzierung der installierten Dieselgeneratoreleistung möglich, so wird zum Vergleich die Amortisationszeit herangezogen, die sich aus dem Kapitalwert ergibt.

Auf der Basis des vorgestellten Verfahrens sind zur Verifikation der stationären Komponentenmodelle und der Kostenmodelle erste Untersuchungen in einem Hybridsystem durchgeführt worden. In weiteren Systemstudien sollen nun unterschiedliche Versorgungsszenarien analysiert werden. Das Ziel dieser Studien ist neben der technisch-wirtschaftlich optimalen Planung von Hybridsystemen die Analyse unterschiedlicher Betriebsführungsstrategien, wobei neben dem Speichermanagement zusätzlich die Möglichkeiten einer Laststeuerung untersucht werden sollen.

Th. Fabian

4.2.6 Einsatzplanung von Batteriespeicheranlagen zur wirtschaftlichen Spitzenlastreduktion

Verträge über die Lieferung elektrischer Energie an industrielle Verbraucher sind hinsichtlich des Abrechnungszeitraumes, der Anmeldung der im folgenden Abrechnungszeitraum zu beziehenden Maximalleistung sowie der Höhe resp. Staffelung der spezifischen Leistungs- und Arbeitspreise individuell gestaltet. Zur Festlegung des Leistungspreisanteils an den Strombezugskosten ist nicht die Momentanleistung des Verbrauchers maßgebend, sondern der Leistungsmittelwert über einer Verrechnungsperiode von 15 Minuten Dauer, der sogenannte Viertelstundenleistungsbedarf. Aufgrund eines im Abrechnungszeitraum insgesamt gleichmäßigeren Energiebezugs lassen sich die Strombezugskosten durch die Reduktion des zu bezahlenden Leistungspreises sowie durch die Steigerung des Benutzungsdauerrabatts signifikant verringern.

Zur Reduktion der Strombezugskosten durch Vergleichmäßigung der Lastganglinie bietet sich neben etablierten Lastbeeinflussungsmaßnahmen, wie Eigenerzeugung, Lastbegrenzung durch Abschalten zeitunkritischer Verbraucher und Lastverschiebung durch arbeitsplankoordinierte Fahrweise von Teilanlagen, der Einsatz eines Energiespeichers auf Basis einer Blei-Säure-Batterie an. Als Indikator der wirtschaftlichen Attraktivität des Speichereinsatzes dient die jährliche Nettokostensparnis, die der Differenz aus der Jahresersparnis beim Strombezug und der Annuität der Investitionskosten der Batteriespeicheranlage entspricht.

Mittels typischer Tageslastganglinien industrieller Verbraucher, die für bestimmte Klassen von Lastgängen repräsentativ sind, erfolgt die energetische und leistungsspezifische Dimensionierung des Energiespeichers. Exemplarisch sind an dieser Stelle die Lastganglinien eines mittelständischen Stahlunternehmens in eine Klasse von Wochenend- und Feiertagen sowie in zwei Klassen von Werktagen mit hohem bzw. niedrigem Produktionsaufkommen eingeteilt worden. Zur Auslegung des Speichers besitzt ausschließlich die Werktageklasse mit hohem Produktionsaufkommen Relevanz, da nur in ihr Lastgänge mit maximalen Viertelstundenleistungen auftreten. In Bild 4.27 ist für den genannten industriellen Verbraucher das Lastprofil P_{Last} eines typischen Werktages mit hohem Produktionsaufkommen aufgetragen.

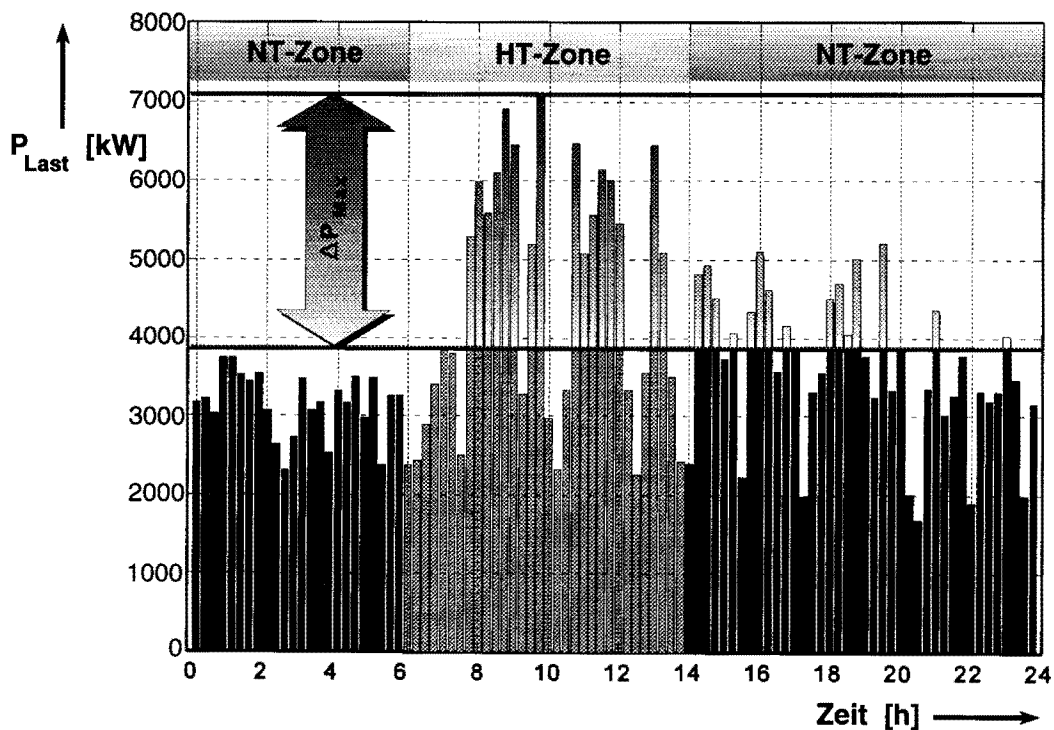


Bild 4.27: Typischer Lastgang P_{Last} eines mittelständischen Stahlunternehmens für einen Werktag mit hohem Produktionsaufkommen

Die zu entrichtenden Strombezugskosten setzen sich aus einem Leistungspreis für die Bereitstellung der benötigten Anlagen zur Erzeugung, Übertragung und Verteilung der elektrischen Energie sowie einem Arbeitspreis für die gelieferte Energie zusammen. Beträgt der Abrechnungszeitraum z.B. ein Jahr, wird bezüglich des Leistungspreises ein spezifischer Jahresleistungspreis in [DM/kW] der bezogenen Jahreshöchstleistung erhoben. Die spezifischen Arbeitspreise in [DM/kWh] sind nach bezogener Jahresenergiemenge für Hoch- und Niedertarifzeiten getrennt gestaffelt. Die Einteilung in Hoch- und Niedertarifzeiten resultiert dabei aus der Kapazitätsauslastung des zuständigen Energieversorgungsunternehmens. Ein Benutzungsdauerrabatt wird für den Fall gewährt, daß die Benutzungsdauer der Jahreshöchstleistung einen vertraglich festgelegten Schwellwert übersteigt.

Durch den Einsatz einer Batteriespeicheranlage ist es möglich, die Strombezugskosten des industriellen Verbrauchers mittels folgender Maßnahmen zu verringern:

1. Absenkung der Jahreshöchstleistung mittels Leistungsbereitstellung seitens des Speichers während Spitzenlastzeiten und Leistungsaufnahme während Niederlastzeiten. Aus dieser Vergleichmäßigung des Strombezugs folgt gleichzeitig ein höherer Benutzungsdauerrabatt.
2. Reduktion des Hochtarifenergiebezugs durch Laden der Batterie während Niedertarifzeiten und Entladen während Hochtarifzeiten. Dieser Energiebezugstransfer ist trotz des Speicherausnutzungsgrades von ca. 80% aufgrund des Kostenverhältnisses von Niedertarif- zu Hochtarifstrombezug wirtschaftlich.

Die Einsatzplanung des Energiespeichers stellt ein Optimierungsproblem dar, das einerseits die Reduktion der Strombezugskosten im Sinne der oben aufgeführten Punkte umfaßt, wobei die Spitzenlastreduktion aufgrund der sämtlichen Strombezugsverträgen zugrunde liegenden Preisstrukturen wirtschaftlich attraktiver als der Energiebezugstransfer ist. Andererseits sind die Speicherinvestitionskosten und die von der Betriebsführung abhängige Lebensdauer der Batterie zu berücksichtigen. Eine hinreichend genaue Abschätzung der Lebensdauer L_{Batt} der Batterie geht dabei von einer Antiproportionalität der Batterielebensdauer zum typischen Tagesenergiedurchsatz aus.

Basierend auf dem in Bild 4.27 illustrierten charakteristischen Tageslastprofil des Verbrauchers ist in Bild 4.28 der momentane Ladezustand E_{Kap} der Batterie in Abhängigkeit von der Spitzenlastreduktion ΔP_{Max} dargestellt.

Die Tageseinsatzpläne des Batteriespeichers zum Spitzenlastausgleich gehen unmittelbar aus den Kurven E_{Kap} mit konstanter Spitzenlastreduktion ΔP_{Max} hervor. Um die tägliche Einsatzbereitschaft des Energiespeichers zu gewährleisten, muß der momentane Ladezustand

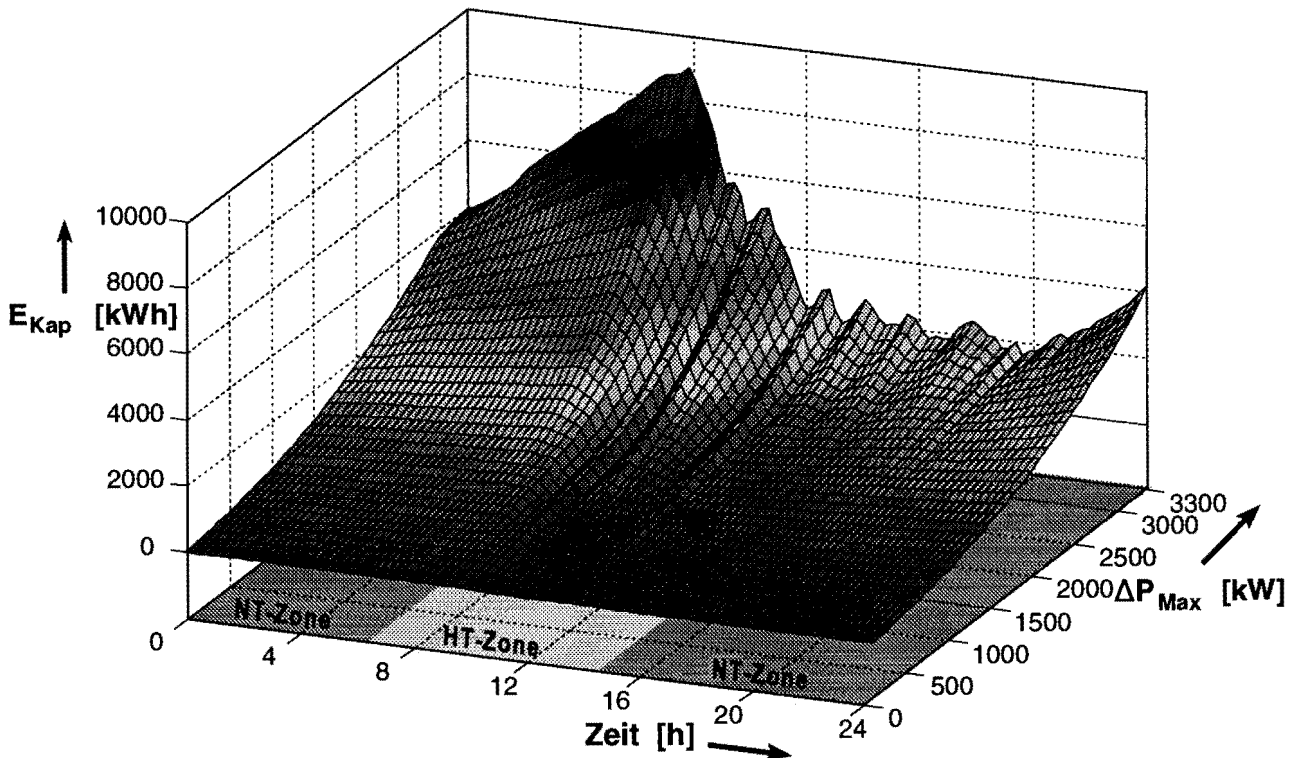


Bild 4.28: Momentaner Batterieladezustand E_{Kap} für einen Werktag mit hohem Produktionsaufkommen über der Spitzenlastreduktion ΔP_{Max}

am Anfang und Ende eines Tageszyklus gleich groß sein. Der Energiedurchsatz resp. Anzahl und Tiefe der während eines Tages auftretenden Lade-/Entladezyklen nimmt mit größer werdender Spitzenlastreduktion zu. Das Maximum einer Kurve E_{Kap} mit konstanter Spitzenlastreduktion weist diejenige Kapazität \hat{E}_{kap} der Batterie aus, die ein Überschreiten des einzuhaltenden Viertelstundenleistungsbezugs in jeder Verrechnungsperiode eines Tages ausschließt. Zur Vermeidung von periodischen Tiefstentladungen des Speichers, die starke Belastungen darstellen und die Batterie Lebensdauer signifikant verkürzen, ist in der Einsatzplanung ein stets zu verbleibender Ladezustand von 20% \hat{E}_{kap} sicherzustellen.

Die Investitionskosten K_{Inv} der Batteriespeicheranlage ergeben sich aus den linear von der leistungsspezifischen Auslegung abhängigen Stromrichter Kosten und den linear von der energetischen Kapazität abhängigen Kosten für die Batterie, das Gebäude und die Prozeßleittechnik. Zur Lösung des Optimierungsproblems bzgl. der Auslegung des Speichers ist die Jahresersparnis beim Strombezug der Annuität der Investitionskosten der Batteriespeicheranlage gegenüberzustellen. Langjährige Erfahrungen mit Blei-Säure-Batterien zeigen, daß in diesem speziellen Anwendungsfall des Spitzenlastausgleichs die Lebensdauer des Batteriespeichers mit 10 bis 16 Jahren anzusetzen ist, während der Faktor für feste Dienste zu 10% der Speicherinvestitionskosten abgeschätzt werden kann. In Bild 4.29 sind die Annuitäten der

Stromkostenreduktion und der Speicherinvestitionskosten über der Spitzenlastreduktion illustriert.

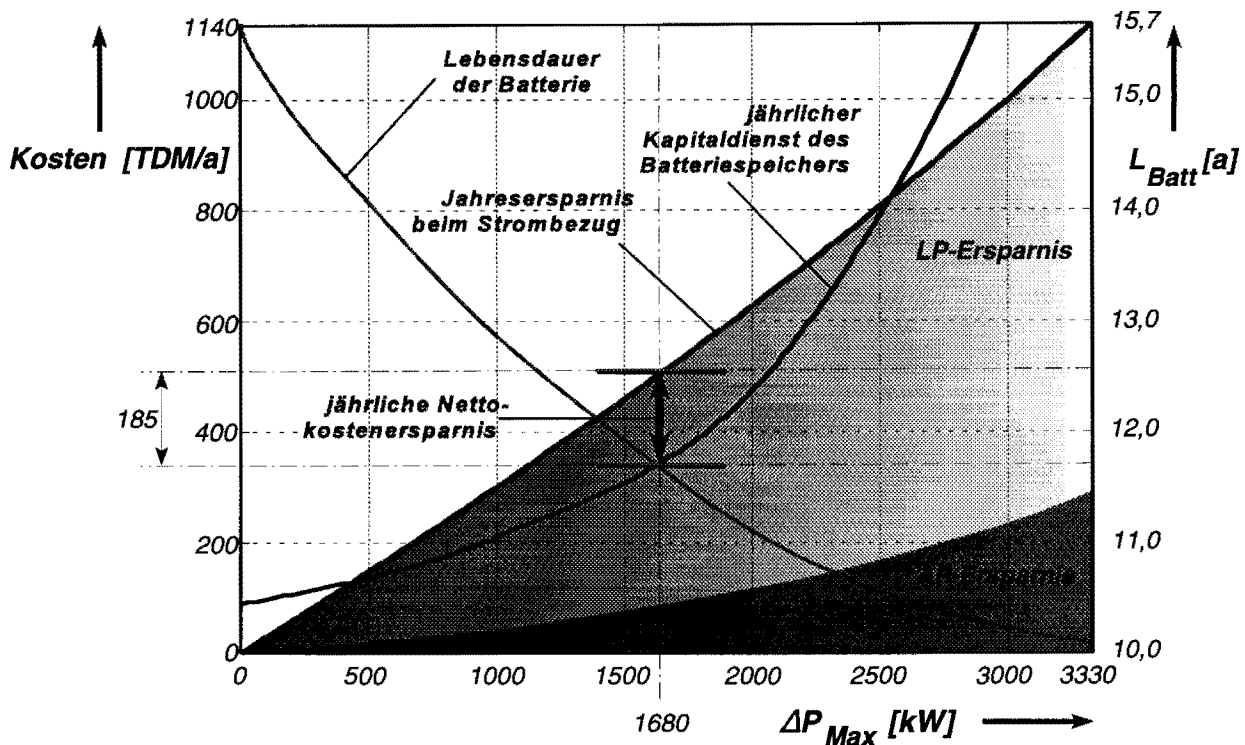


Bild 4.29: Annuitäten der Stromkostenreduktion und der Speicherinvestitionskosten

Dem Bild 4.29 ist zu entnehmen, daß ein Energiespeicher, ausgelegt auf eine Spitzenlastreduktion von 1680 kW, für den hier betrachteten Verbraucher zu einer Maximierung der effektiven jährlichen Nettokostensparnis in Höhe von 185 TDM/a führt. Die Gesamtinvestitionskosten dieser Batteriespeicheranlage liegen bei 2,3 MDM, wobei der Stromrichter eine Konverterleistung von 1700 kW und die Batterie eine energetische Kapazität von 1300 kWh aufweist. Für diesen Batteriespeicher beträgt die Kapitalrückgewinnungszeit sechs Jahre. Legt man zur Abschätzung des Einsatzpotentials von Batteriespeichern übliche Kapitalrückgewinnungszeiten von drei bis sechs Jahren für Teilanlagen in der Stahlindustrie zugrunde, erweist sich bei diesem mittelständischen Stahlunternehmen der Speichereinsatz zum Spitzenlastausgleich als durchaus wirtschaftlich attraktiv.

M. Schroeder

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

4.2.7 Einfluß dezentraler Energieversorgungsanlagen auf das Spannungsband im Mittelspannungsnetz

Die steigende Zunahme dezentraler Energieversorgungsanlagen (DEA) in Mittelspannungsnetzen erfordert es, die bisher zugrunde gelegten leittechnischen Konzepte zur Führung von Energieversorgungssystemen neu zu überdenken. Im Rahmen dieses Forschungsprojektes wird geprüft, welchen Einfluß auf das Betriebsverhalten der steigende Einsatz dezentraler Energieversorgungsanlagen hat und wie durch eine veränderte Betriebsführung Probleme, die in diesem Zusammenhang entstehen, verringert bzw. vermieden werden können.

Bei maximaler Einspeisung der dezentralen Energieversorgungsanlagen kann in Schwachlastsituationen eine Umkehrung der Leistungsflußrichtung stattfinden, da die Summe der eingespeisten Leistungen die Summe der Lasten übersteigt. Diese Leistungsflußumkehrung mit Richtung vom Mittelspannungsnetz in höhere Spannungsebenen führt zu einer Anhebung des Spannungsniveaus in verschiedenen Knotenpunkten. Um nun Aussagen darüber zu treffen, ob eine dezentrale Energieversorgungsanlage an einen Knotenpunkt angeschlossen werden kann, muß neben anderen Untersuchungen eine Berechnung des Spannungsbandes für verschiedene Last- und Einspeisesituationen durchgeführt werden.

Für ein charakteristisches Mittelspannungsnetz wurde das Spannungsprofil für verschiedene Last- und Einspeisesituationen berechnet. Insgesamt sechs dezentrale Energieversorgungsanlagen mit einer Einspeiseleistung von jeweils 750 kW wurden in einem Strang des Mittelspannungsnetzes angeschlossen und auf sechs Knoten des Stranges verteilt. Die Berechnungen wurden für zwei verschiedene Leitungstypen durchgeführt. Zur Nachbildung eines städtischen Netzes wurden ausschließlich VPE-Kabel eingesetzt, und zur Nachbildung eines ländlichen Netzes wurden Freileitungen verwendet.

Während im städtischen Netz in den Knotenpunkten mit dezentraler Einspeisung eine Anhebung des Spannungsniveaus beobachtet werden kann, erfahren die übrigen Knotenpunkte nur eine geringfügige Spannungsanhebung. Die obere Grenze des Spannungsbandes ergibt sich für eine maximale Einspeisung der dezentralen Energieversorgungsanlagen bei minimaler Lastanforderung, und die untere Grenze ergibt sich für eine minimale Einspeisung der DEA bei maximaler Lastanforderung. Hohe Leistungseinspeisungen der DEA bewirken in der Starklastsituation eine Verbesserung des Spannungsbandes, da dezentrale Einspeiseleistung am Netzknoten verbrauchernah zur Verfügung steht. In den Schwachlastzeiten hingegen wirkt sich eine hohe Leistungseinspeisung ungünstig aus, da die Spannungen insbesondere an den dezentralen Einspeiseknoten um bis zu 1.5% angehoben werden.

Während die Spannungsschwankungen im städtischen Netz als gering angesehen werden können, wirken sich DEA ungünstig auf ländliche Netze mit einem hohen Anteil an Freilei-

tungen aus. Im städtischen Netz wird eine Beeinflussung des Spannungsprofils vorwiegend in den Knotenpunkten mit dezentraler Einspeisung beobachtet, während im Freileitungsnetz sich auch an anderen Knoten ein erhöhter Spannungswert aufgrund der höheren Resistanz- und Reaktanzwerte der Freileitungen einstellt. Die durch dezentrale Energieversorgungsanlagen verursachten Spannungsschwankungen überschreiten die zulässige Toleranzgrenze ($\Delta U \geq 4\%$). Dies macht Netzaus- oder -umbaumaßnahmen erforderlich, um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb ländlicher Netze zu gewährleisten.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, daß in städtischen Netzen eine geringe Beeinflussung des Spannungsprofils durch DEA beobachtet werden kann. Die kleineren Resistanz- und Reaktanzwerte in Kabelnetzen verursachen geringere Spannungsabfälle entlang der Leitungsstränge als in Freileitungsnetzen. Weiterhin positiv wirkt sich im städtischen Netz die durchschnittlich geringere Entfernung zwischen zwei Knotenpunkten aus. In Freileitungsnetzen ist der Einfluß von DEA nicht vernachlässigbar. Weitere Analysen sind erforderlich, um in diesen Netzen eine sichere Betriebsführung zu gewährleisten. Bislang war der Leistungsfluß entlang eines Leitungsstranges eindeutig. Durch dezentrale Energieversorgungsanlagen ist eine Umkehrung des Leistungsflusses möglich, wodurch sich die Leistungsflußverhältnisse im gesamten Netzbezirk ändern. Dadurch bedingt muß die optimale Lage einer Trennstelle verändert werden, um das Spannungsprofil innerhalb der Toleranzgrenzen zu halten. Die Einhaltung des Spannungsbandes ist eine unabdingbare Forderung für eine hohe Versorgungsqualität. Neben der Spannungsbandproblematik ist die Frage der Netzurückwirkungen - verursacht durch die Einbindung dezentraler Energieversorgungsanlagen - ein weiterer zentraler Aspekt, der im Zusammenhang mit DEA untersucht werden muß. Die Kenntnis der frequenzabhängigen Netzimpedanz gibt Aufschluß über die Beeinflussung des Netzes durch Oberschwingungen. Nimmt die Netzimpedanz für höherfrequente Schwingungen einen hohen Wert an, so ist der Spannungsabfall der durch DEA eingespeisten Oberschwingungen an dieser Netzimpedanz sehr groß. Die Folge ist, daß neben der 50Hz-Grundschiwingung höherfrequente Schwingungen im gesamten Netz auftreten, die insbesondere in elektronischen Verbrauchern zu Funktionsstörungen führen können. Die Verringerung der frequenzabhängigen Netzimpedanz in bestimmten Knotenpunkten des Mittelspannungsnetzes ist somit in Zusammenhang mit der Anbindung von DEA eine weitere Maßnahme, die Versorgungsqualität des Netzes zu gewährleisten.

J. Teupen

Dieses Forschungsgebiet wird in enger Zusammenarbeit mit dem Zentrum für innovative Energieumwandlung und -speicherung (E.U.S.) durchgeführt.

4.3 Schutz- und Leittechnik

4.3.1 Effizienter Netzbetrieb mit intelligenter Stationsleittechnik und mit Unterstützung multimedialer Techniken

Durch den Einsatz moderner Leit- und Schutztechnik in den Stationen der Energieversorgungsnetze kann der Netzbetriebsführung eine große Anzahl an Prozeßdaten (Meßwerte, Statusmeldungen, Alarmmeldungen etc.) zur Verfügung gestellt werden, mit deren Hilfe sich der Betrieb der Netze weiter optimieren läßt und die im Hinblick auf eine mögliche Dezentralisierung der Energieversorgung, wie sie aktuell in Europa diskutiert wird, unverzichtbar sind. Diese große Datenmenge verursacht im wesentlichen zwei Probleme, den Transport der Daten von ihrem Ort der Entstehung zum Benutzer und die Auswertung der Daten durch den Benutzer, um die für die Betriebsführung relevanten Informationen aus diesen Daten zu gewinnen.

Ein vielversprechender Ansatz im Bereich des Datentransports ist die Dezentralisierung der Informationsverarbeitung, mit dem Ziel, die Daten nahe dem Ort ihrer Entstehung zu verarbeiten, die wesentliche Information zu extrahieren, so weit möglich Diagnosen zu erstellen und diese gebündelte Information den übergeordneten Stellen zur Verfügung zu stellen. Dieser Ansatz verlagert damit die Auswerte- und Diagnosefunktionalität, wie in Bild 4.30 skizziert, von der Netzleitebene auf die Stationsleitebene und weiter von der Stations- auf die Feldeleitebene. Man kann daher, im Sinne der Informationsvorverarbeitung, von intelligenter Stationsleittechnik und von intelligenten Feldrechnern sprechen. Unterstützt wird dieses Konzept durch die Entscheidung der Energieversorgungsunternehmen moderne, leistungsfähige Telekommunikationsnetze (WAN: wide area network) innerhalb ihrer Versorgungsnetze aufzubauen, um nach dem Fall des Postmonopols als Diensteanbieter auf dem Telekommunikationsmarkt auftreten zu können. Durch diese Bestrebungen werden alle wichtigen Stationen innerhalb des Versorgungsnetzes in das WAN integriert und der Datenaustausch zwischen zwei Stationen sowie der Netzleitzentrale und den Stationen kann über dieses Netz abgewickelt werden. Die hohe Übertragungskapazität dieser Netze mit bis zu 622 MBit/s steht jedoch nicht ausschließlich für die leittechnischen Anwendung zur Verfügung, sondern ist mit den anderen Diensten zu teilen, die über diese Netze angeboten werden sollen. Aufgrund dieser Betriebsweise lassen sich keine festen Antwortzeiten im Millisekunden-Bereich garantieren, wodurch die Benutzung dieser Netze für die Schutztechnik (z.B. für einen Leitungsdifferentialschutz) nur stark eingeschränkt möglich ist.

Ähnlich stellt sich die Situation innerhalb einer Station dar. Wie dem Bild 4.30 zu entnehmen ist, kommunizieren hier der Stationsrechner, die Feldeinheiten und andere Rechnersysteme (z.B. spezielle Meßgeräte zur Störwerterfassung) über ein lokales Rechnernetz (LAN: local area network). Auch hier können sich Probleme mit den zu garantierenden Übertragungszeiten

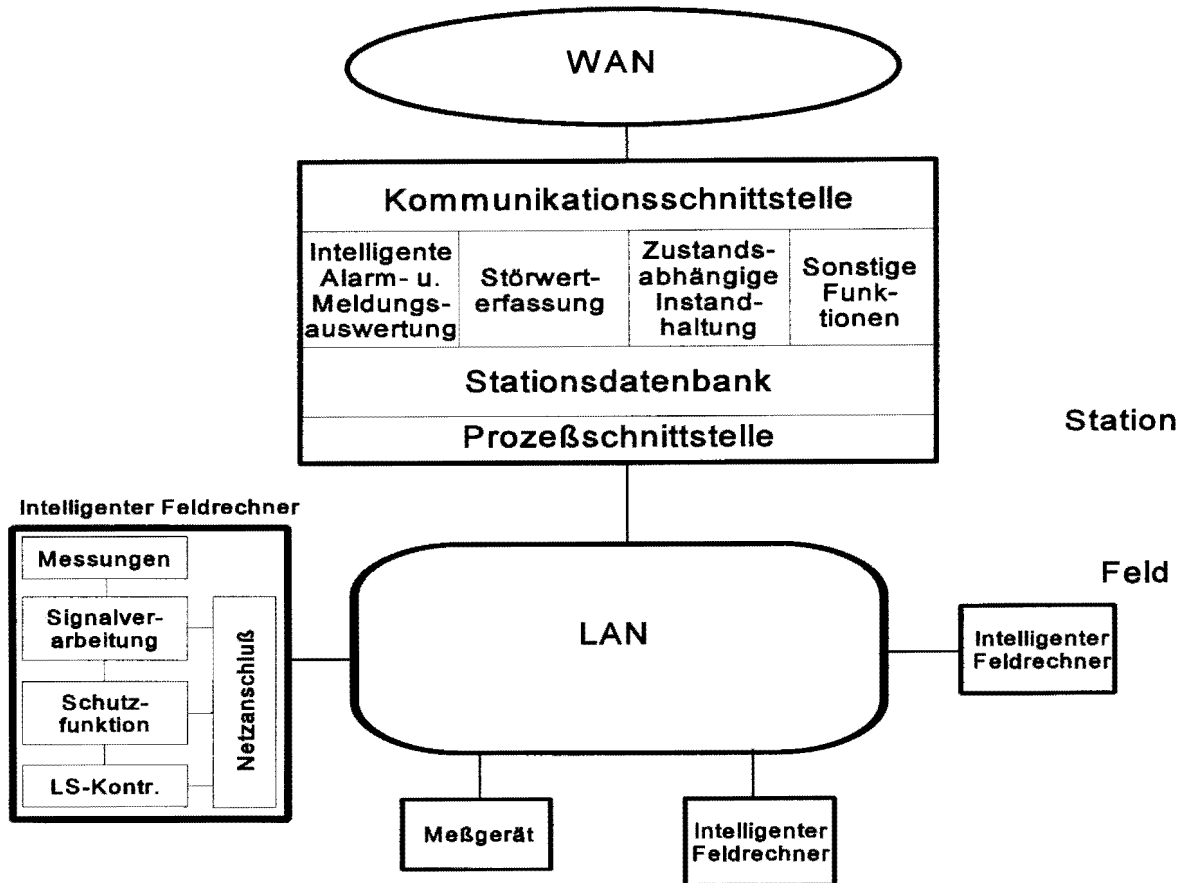


Bild 4.30: Konzeptioneller Aufbau der intelligenten Stationsleittechnik und der intelligenten Felddrechner

ergeben, wenn Schutzfunktionen über das LAN realisiert werden sollen. Da das LAN in diesem Fall allein der Leittechnik zur Verfügung steht, kann zur Abhilfe zum einen ein spezielles Netzprotokoll (z.B. LON mit einer garantierten Übertragungszeit < 20 ms) eingesetzt werden und zum anderen ein möglichst netzunabhängiges Schutzkonzept realisiert werden. In Bild 4.30 ist mit der intelligenten Feldeinheit ein derartiges Schutzkonzept skizziert. Die charakteristischen Prozeßgrößen (z.B. Strom und Spannung an einem Leitungsabzweig) werden laufend gemessen, digitalisiert und mit den Methoden der digitalen Signalverarbeitung aufbereitet und in der Feldeinheit zwischengespeichert. Diese Daten stehen direkt, ohne Netzzugriff, dem Schutzalgorithmus (z.B. Distanz- oder Überstromalgorithmus) zur Auswertung zur Verfügung, der durch eine direkte Verbindung zur Steuereinheit des Leistungsschalters im Falle eines Fehler eine sofortige Auslösung veranlassen kann. Die zwischengespeicherten Daten und die aufgetretenen Meldungen können zur weiteren, zeitunkritischen Analyse (z.B. Fehlerortbestimmung) und zum Zwecke der Archivierung über das LAN an den Stationsrechner übermittelt werden. Die sehr zeitkritische Funktion des Schutzes von Betriebsmitteln vor einer Zerstörung wird direkt am Betriebsmittel ausgeführt und ist damit entkoppelt von anderen Komponenten, insbesondere von der augenblicklichen Rechnernetzbelastung.

Im Bereich der Auswertung der Daten durch den Benutzer finden sich bisher hauptsächlich Ansätze zur automatischen und algorithmischen Verarbeitung der großen Datenmenge (z.B. mit Expertensystemen und Neuronalen Netzen). Ein Aspekt, dem bisher relativ wenig Beachtung geschenkt wurde, ist die an den Bedürfnissen des Benutzers ausgerichtete Aufbereitung und Präsentation der Daten und Informationen, der sogenannten Mensch-Maschine-Schnittstelle. Aufgrund der stürmischen Entwicklung der multimedialen Technik, die sich zur Zeit im Unterhaltungssektor vollzieht, bietet es sich an, diese Entwicklung auch zur Verbesserung der Mensch-Maschine-Schnittstelle in der Leittechnik zu nutzen. Der erwartete Gewinn ergibt sich aus einer Kosteneinsparung durch

- die Integration aller Informationen und Daten in ein Rechnersystem,
- die schnelle Verfügbarkeit und effiziente Handhabung von Informationen,
- das Ausnutzen aller verfügbaren Kommunikationsmedien
- und geringe Einarbeitungszeiten durch intuitives Erlernen der Bedienung.

In Bild 4.31 ist ein Konzept für den Einsatz der multimedialen Techniken dargestellt. Man erkennt die weiter oben behandelte Datentransportebene und die Verarbeitungsebene unter anderem mit dem Modul Prozeß, das die EMS-Funktionen Lastflußberechnung, State Estimation, Alarmverarbeitung mit Neuronalen Netzen/Expertensystemen, Netzsicherheitsrechnung etc. beinhaltet. Darüber befindet sich die Präsentationsebene, auf der die Daten und Informa-

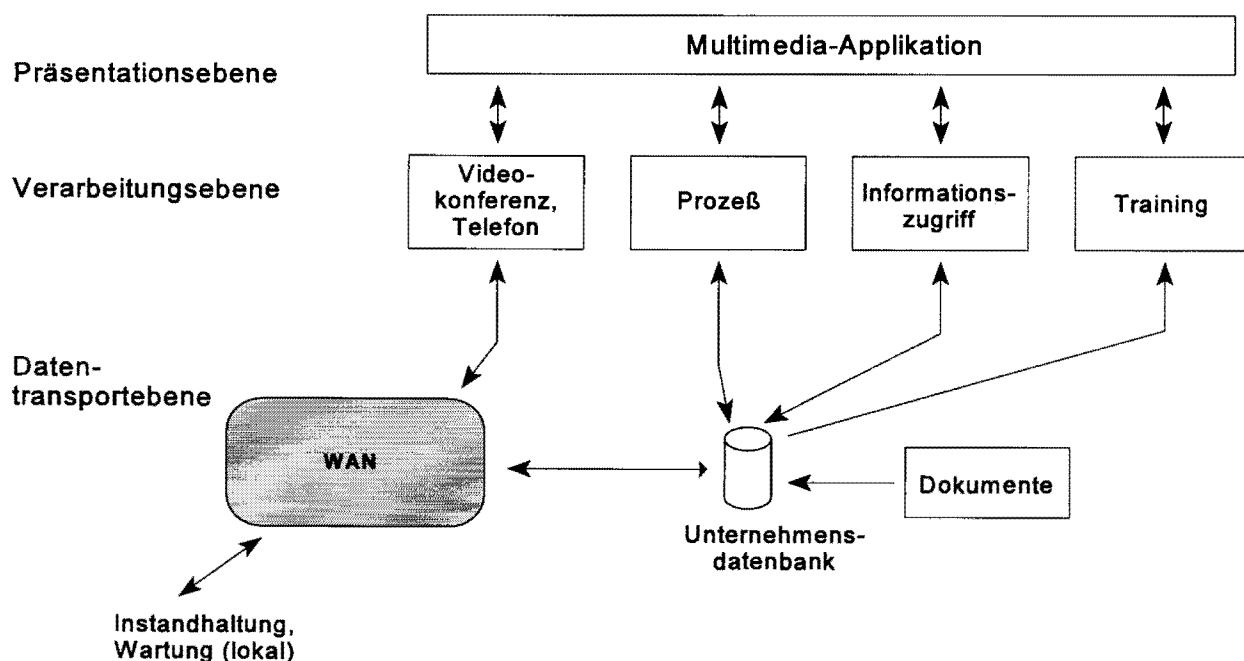


Bild 4.31: Konzept für die Integration verschiedener Anwendungen mit multimedialen Techniken

tionen aus den darunterliegenden Ebenen dem Benutzer mit Hilfe der multimedialen Techniken in geeigneter Form dargeboten werden. Neben der Präsentation von Prozeßdaten ergeben sich durch den Einsatz dieser neuen Techniken weitere Möglichkeiten für die Netzbetriebsführung. So bekommt der Netzleitungsingenieur die Möglichkeit, sich von einem Kollegen in einer Station die aktuelle Lage wesentlich anschaulicher per Videokonferenz schildern zu lassen oder Wartungsarbeiten über seinen Bildschirm zu überwachen. Weiter kann er auf alle Unterlagen und Regelwerke, die er für seine Arbeit benötigt, über den Bildschirm an seinem Arbeitsplatz zugreifen. Der Zugriff auf diese Informationen wird durch eine Hypermedia-Verknüpfung realisiert. Durch diese Verknüpfungstechnik wird es möglich, wie in einem Lexikon von einem Stichwort durch Querverweise zum nächsten Stichwort zu springen und sich auf diese Weise die benötigten Informationen zu verschaffen. Darüberhinaus erlaubt diese Form der Benutzerschnittstelle die Integration von multimedialen Trainingskursen, die dem Benutzer an seinem Arbeitsplatz eine effiziente Fort- und Weiterbildung ermöglichen.

Eine wichtige Bedeutung in diesem Konzept besitzt die Unternehmensdatenbank. Diese Datenbank muß zum einen ausreichend schnellen Zugriff auf die aktuellen Prozeßdaten gewährleisten und zum anderen die großen Datenmengen verarbeiten können, die sich typischerweise bei der Verwaltung von eingescannten oder bereits in einem elektronischen Format vorliegenden Dokumenten ergeben.

Im Rahmen der Überlegungen zum Einsatz der multimedialen Techniken reicht es jedoch nicht aus, nur über eine Integration von alten und neuen Anwendungen in ein Rechnersystem nachzudenken, sondern die Art und Form der Darstellung von Daten muß in die Überlegungen einbezogen werden. In Bild 4.32 sind beispielhaft zwei Darstellungsmöglichkeiten für Massendaten gezeigt. Bei dem Diagramm auf der linken Seite handelt es sich um ein Polardiagramm, bei dem auf den Sektorlinien des Kreises die Spannungen in den Netzknoten aufgetragen sind. Die Darstellung der Spannungen ist so normiert, daß sich im ungestörten Zustand eine kreisförmige Figur ergibt, die sich, sobald eine Störung auftritt, wie in Bild 4.32 gezeigt, unsymmetrisch verformt. Der rechte Teil des Bildes 4.32 zeigt ein Massendatendiagramm, in dem jeder Balken die Spannung in einem Netzknoten beschreibt. Ein waagerechter Balken kennzeichnet den ungestörten Zustand, ein schräg gestellter dagegen den gestörten Zustand. Beide Diagramme erlauben es dem Benutzer, mit einem Blick schnell zu erkennen, ob irgendwo im Netz eine Störung aufgetreten ist, ohne dabei jeden einzelnen Spannungswert betrachten und bewerten zu müssen.

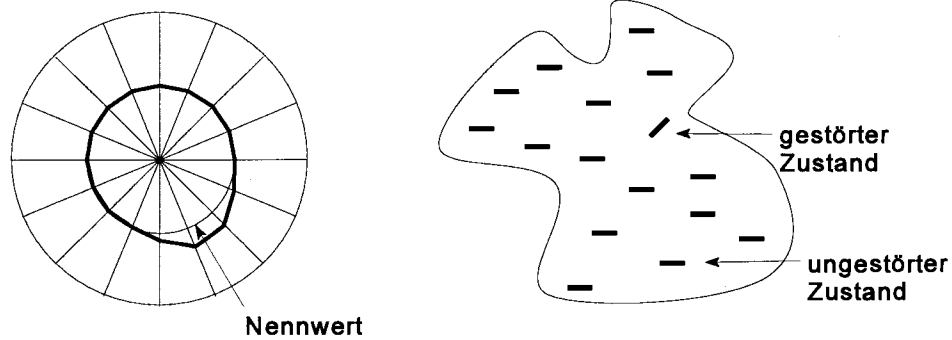


Bild 4.32: Beispiele für benutzergerechte Darstellungsformen von Massendaten

Auch im Bereich der Wartung und Instandhaltung in den Stationen lassen sich die multimedialen Techniken gewinnbringend einsetzen. So bekommt der Wartungstechniker durch den Anschluß seines Service-Terminal an das WAN die Zugriffsmöglichkeit auf alle für seine Arbeit relevanten Unterlagen. Speziell entwickelte multimediale Reparaturanleitungen können ihm sehr anschaulich die durchzuführenden Arbeiten beschreiben und so zu einer Beschleunigung der Instandsetzung führen. Daneben besteht durch den Einsatz der Videokonferenz die Möglichkeit, einem Experten (z.B. beim Hersteller) die vorgefundene Situation klar und detailliert zu schildern und von diesem Anweisungen für das weitere Vorgehen zu erhalten.

Die weiteren Arbeiten auf diesem Arbeitsgebiet werden mit der Verfeinerung des vorgestellten Konzepts der intelligenten Stationsleittechnik und mit einer genauen Analyse des auftretenden Datenvolumens in den Stationen und zwischen den Stationen fortgeführt. Daneben ist die Realisierung einer über die vorhandene Demonstrationsanwendung hinausgehenden Multimedia-Anwendung vorgesehen und im Bereich der Darstellung von Daten wird nach weiteren benutzergerechten Darstellungsformen gesucht.

A. Koel

EV9502, EV9504

4.3.2 Wissensbasierte Erstellung von Instandhaltungsplänen unter Berücksichtigung system-spezifischer Restriktionen

Für eine optimale Instandhaltungsplanung in elektrischen Energieversorgungssystemen (EES) ist die Berücksichtigung des Gesamtsystems der elektrischen Energieversorgung von zentraler

Bedeutung. Eine Instandhaltungsplanung, bei der die Betriebsmittel als isoliert voneinander betrachtet würden, hätte zur Folge, daß nach ökonomischen Gesichtspunkten geeignete Kombinationen von Instandhaltungsmaßnahmen nicht beachtet würden und eine Koordination von Instandhaltungsmaßnahmen ausbliebe. Erst durch eine Gesamtbetrachtung des Energieversorgungssystems können die systemspezifischen Randbedingungen richtig beurteilt und berücksichtigt werden.

Beispiele für derartige Randbedingungen sind:

- funktionelle Abhängigkeiten der Betriebsmittel aufgrund der Topologie des EES
- aktuelle und absehbare Netzbelastung
- Leistungs- und Betriebsmittelreserve
- logistische Restriktionen wie verfügbares Personal, Material und Werkzeug

Aufbauend auf ein Gesamtkonzept zur Instandhaltungsplanung in EES entsteht am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung ein integriertes Instandhaltungsplanungssystem. Von dieser Funktion werden, basierend auf dem Instandhaltungsbedarf der Betriebsmittel, alternative Instandhaltungspläne erstellt, welche die genannten Systemrestriktionen berücksichtigen. Unter dem Instandhaltungsbedarf eines Betriebsmittels werden in diesem Zusammenhang der spätest mögliche Zeitpunkt sowie die erwartete Dauer der erforderlichen Instandhaltungsmaßnahme des Betriebsmittels verstanden. Falls Methoden zur Ermittlung des aktuellen Zustandes eines Betriebsmittels verfügbar sind, die im günstigsten Fall on-line angewandt werden können, ist der Instandhaltungsbedarf aus der Zustandsdiagnose und Prognose zu bestimmen. Für wichtige Betriebsmittel in EES, wie z.B. Transformatoren oder Leistungsschalter, wird voraussichtlich eine kontinuierliche Überwachung der Zustände wesentlicher Komponenten möglich sein. Dafür notwendige technische Einrichtungen werden für diese Betriebsmittel jedoch nur so weit eingesetzt, wie es aus wirtschaftlichen und technischen Gründen vertretbar ist. Als Konsequenz werden nicht alle charakteristischen Parameter der Betriebsmittel meßtechnisch erfaßt, so daß für die übrigen Betriebsmittel der Instandhaltungsbedarf wie bisher aus Fehlerstatistiken oder Erfahrungswerten des Betriebspersonals ermittelt wird. Für andere Betriebsmittel mit geringen Investitionskosten, die zudem für die Versorgungssicherheit des EES nicht von primärer Bedeutung sind, werden planmäßig vorbeugende und ausfallbedingte Instandhaltungsmaßnahmen weiterhin ihre Bedeutung behalten.

Die Plangenerierung wird in zwei Schritten durchgeführt (siehe Bild 4.33). Zunächst wird aus dem Instandhaltungsbedarf der Betriebsmittel ein Intervallplan erstellt, bei dem nur die Zeitintervalle der Instandhaltungsmaßnahmen eingetragen werden, in denen die Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen. Hierfür wird zu dem Instandhaltungsbedarf

noch eine Information über den frühestmöglichen Instandhaltungszeitpunkt ergänzt, die aus logistischen Restriktionen wie beispielsweise der Verfügbarkeit von Personal und Material gewonnen wird.

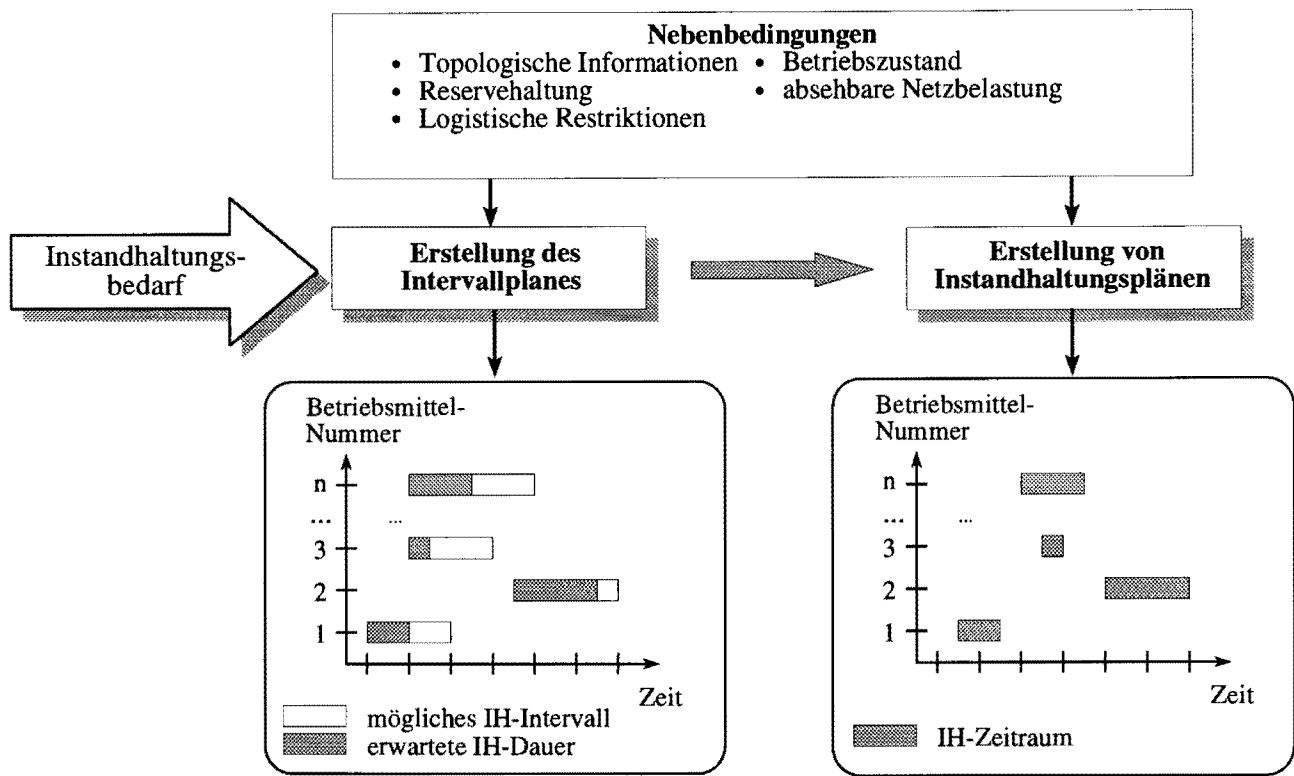


Bild 4.33: Zweistufige Erstellung des Instandhaltungsplanes

Im zweiten Schritt der Planerstellung werden die weiteren Nebenbedingungen eingearbeitet. Da die Nebenbedingungen anhand von Regeln formulierbar sind, wurde der Prototyp zur Plangenerierung als wissensbasiertes System realisiert. Das Ergebnis des zweiten Schrittes sind alternative Instandhaltungspläne, die in der Rangfolge ausgegeben werden, wie sie eine nachgeschaltete Bewertungskomponente ermittelt hat.

Die Rangfolge wird mit Hilfe einer auf der Fuzzy-Set-Theorie basierenden Entscheidungstheorie ermittelt (Bild 4.34). Diese Theorie geht davon aus, daß mehrere Lösungsalternativen durch verschiedene Kriterien unterschiedlicher Priorität bewertet werden.

Beispielsweise können die verschiedenen, generierten Planalternativen durch die Kriterien

- planspezifischer Personalaufwand,
- zurückgelegte Wege des Instandhaltungspersonals,
- Durchführung der Instandhaltungsmaßnahmen zu lastschwachen Zeiten, etc.

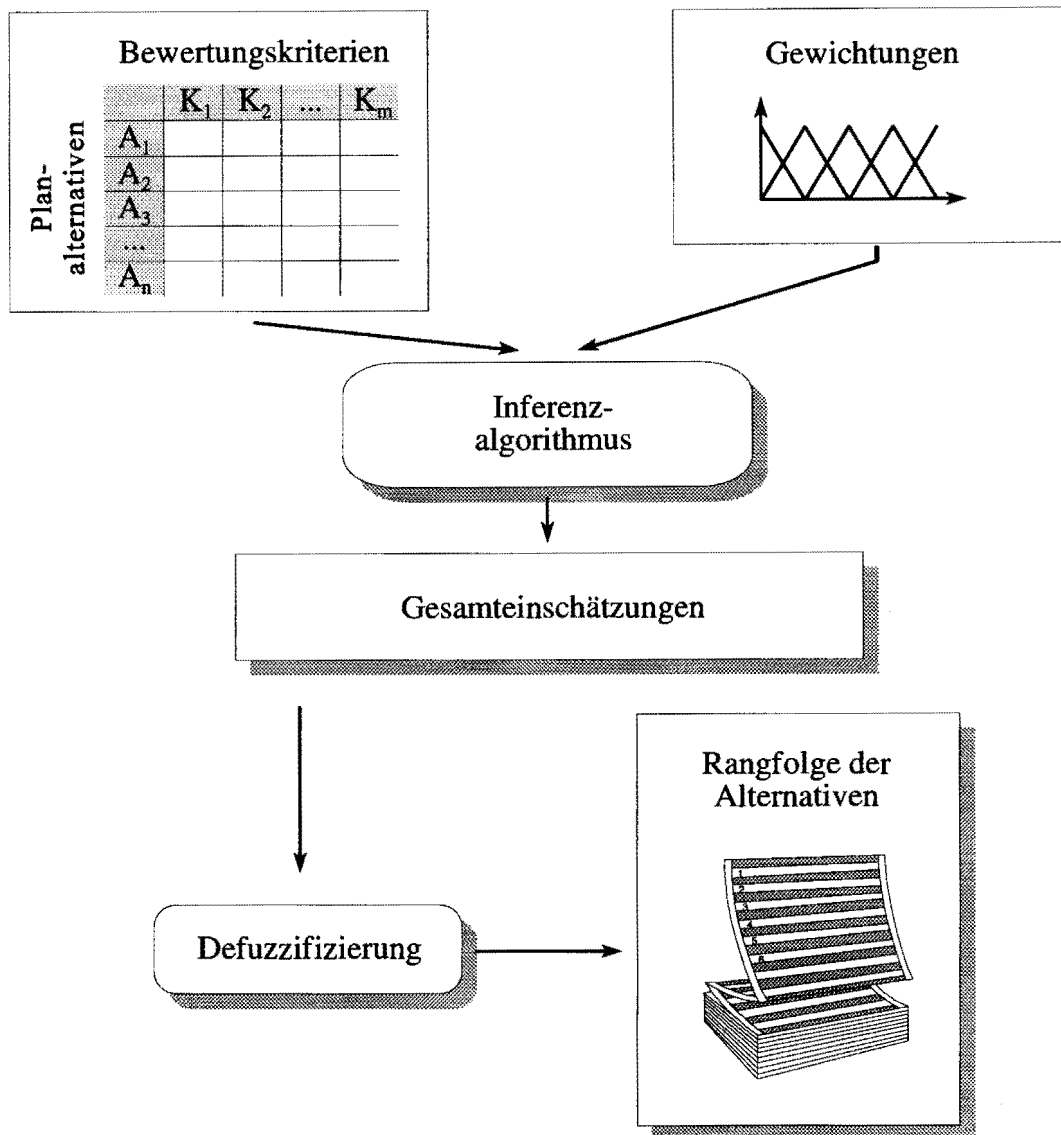


Bild 4.34: Fuzzy-Entscheidungsalgorithmus

beurteilt werden. Den Kriterien können dabei höhere oder geringere Gewichtungen beigemessen werden. Da die Erfüllungsgrade bzw. die berechneten Werte der Kriterien oftmals nur unscharf und die Gewichtungen eher mit verbalen Ausdrücken wie z.B. "sehr wichtig" oder "unwichtig" als mit diskreten Gewichtungsstufen ausgedrückt werden können, werden diese Erfüllungsgrade und Gewichtungsstufen als Fuzzy-Sets abgebildet. Ein auf der MIN-MAX-Inferenz basierender Inferenzmechanismus verknüpft die Kriterien der Planalternativen mit den zugehörigen Gewichtungsfaktoren, so daß auf diese Weise eine Gesamteinschätzung der Planalternativen vorgenommen wird. Um einen Vergleich der resultierenden Planalternati-

ven durchzuführen, werden die Fuzzy-Sets der Gesamteinschätzungen defuzzifiziert und nach ihrer Rangfolge geordnet.

Erfahrungen mit den entwickelten Software-Modulen haben gezeigt, daß die gegebenen Beschränkungen des EES bei der Plangenerierung berücksichtigt werden und neue Randbedingungen durch den wissensbasierten Aufbau mit geringem Aufwand hinzugefügt werden können. Der Fuzzy-Bewertungsalgorithmus zeigt eine hohe Flexibilität, so daß unternehmensspezifische Kriterien in die Bewertung aufgenommen werden können und den Instandhaltungsingenieur bei der Auswahl eines Planes unterstützen können. Zudem hat der Benutzer an dieser Stelle die Möglichkeit, die Gewichtung der Kriterien zu beeinflussen.

U. Neumann, W. Hoffmann (ZEDO)

EV 9514, EV 9546

Diese Forschungsarbeit wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert und in enger Kooperation mit einer Forschungsgruppe in Dresden und dem Zentrum für Expertensysteme Dortmund e.V. (ZEDO) durchgeführt.

4.3.3 Einsatz der Evidenztheorie zur Zustandsdiagnose von Leistungsschaltern

Durch den Einsatz moderner Technologien in den Bereichen der Sensorik und der Stationsleittechnik werden von Schaltanlagenherstellern in zunehmendem Maße Konzepte zur Überwachung von Komponenten von Hochspannungsschaltanlagen vorgestellt. Auch wenn teilweise das primäre Ziel des Einsatzes neuer Sensoren und Aktoren die Steuerung der Schaltanlagenkomponenten ist, bieten die gleichen Sensoren Möglichkeiten zur on-line Zustandsüberwachung. Eine wichtige Schaltanlagenkomponente stellt der Leistungsschalter dar. Bei Neuentwicklungen dieses Betriebsmittels werden verstärkt von verschiedenen Herstellern Sensoren zur Steuerung und Überwachung eingesetzt. Literaturstudien sowie Gespräche mit Schaltanlagenherstellern zeigen, daß beim Leistungsschalter im wesentlichen die folgenden technischen Realisierungen und Methoden von Überwachungseinrichtungen eingesetzt werden bzw. in Zukunft eingesetzt werden sollen:

- Weg-Zeit-Messung des Schaltstiftes
- SF6-Gasdichtesensor
- Messung der gespeicherten Antriebsenergie
- Strom- und Spannungsmessung

- Erfassung von Störlichtbögen in gasisolierten Anlagen

Die Auswertung der gemessenen Größen ermöglicht eine Zustandsaussage sowohl über elektrisch als auch über mechanisch beanspruchte Baugruppen des Leistungsschalters. Einen großen Informationsgehalt stellt die Weg-Zeit-Kurve des Schaltstiftes (Bild 4.35) zur Verfügung, da ihre Interpretation sowohl Aussagen über den Zustand der Isolierstange in der Polsäule, des Verbindungsgestänges, des Antriebs als auch der Dämpfungseinrichtung erlaubt, sofern Modelle über die Zusammenhänge zwischen Veränderungen der Weg-Zeit-Kurve und deren Ursachen vorhanden sind. Die Weg-Zeit-Messung ermöglicht somit eine Überwachung von mechanischen Elementen des Leistungsschalters, die eine der Hauptfehlerquellen der Schalter darstellen.

Am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung wurden 2000 Datensätze von Ein- und Ausschaltungen (ohne elektrische Belastung) eines modernen SF₆-isolierten 110-kV-Leistungsschalters mit Federspeicherantrieb ausgewertet, um Zusammenhänge zwischen verschiedenen charakteristischen Parametern des Leistungsschalters zu erkennen. Auf Basis der ermittelten Zusammenhänge sollten in einem weiteren Schritt bei Vorliegen eines neuen Datensatzes einer Weg-Zeit-Messung Aussagen über den Zustand des Schalters möglich sein. Die Datensätze wurden freundlicherweise vom Hochspannungsinstitut der AEG in Kassel zur Verfügung gestellt.

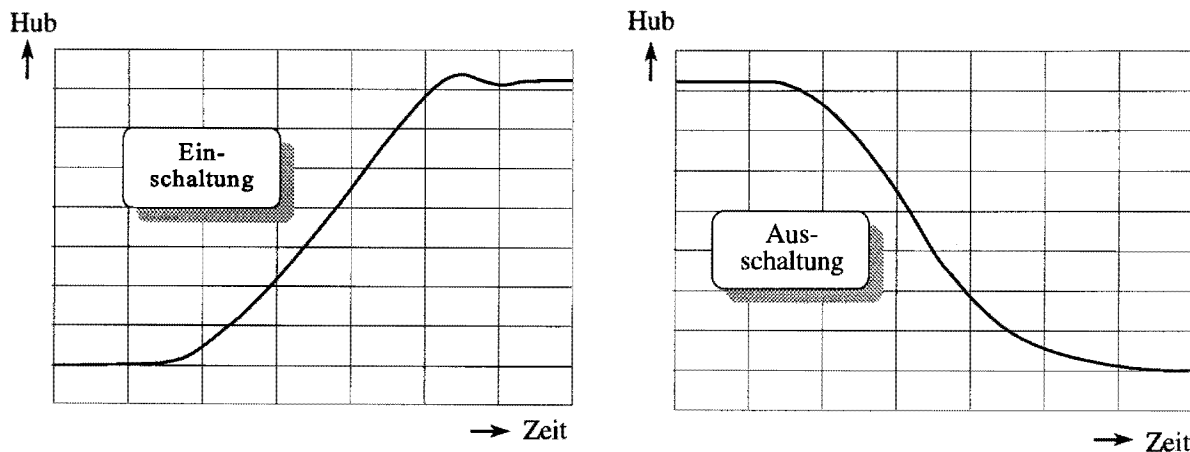


Bild 4.35: Beispiele für die Weg-Zeit-Kurven einer Ein- und Ausschaltung eines Leistungsschalters

Mit Hilfe des Erfahrungswissens des Schalterherstellers konnte ein erstes Modell für die Abhängigkeiten der Zustandsaussagen von charakteristischen Parametern über bestimmte Baugruppen erstellt werden. Die Beziehungen zwischen abweichenden Parametern und sich daraus ergebenden Zustandsaussagen wurden vorteilhaft durch Methoden der Evidenztheorie nach Dempster/Shafer formuliert.

Die Evidenztheorie unterscheidet zwei Wahrscheinlichkeitsmaße: den Glaubensgrad (degree of belief) und den Plausibilitätsgrad (degree of plausibility). Der Glaubensgrad $Bel(A)$ eines Ereignisses A errechnet sich mit Hilfe der Dempsterschen Regel aus allen konkreten Hinweisen auf dieses Ereignis. Der Plausibilitätsgrad $Pl(A)$ wird dagegen durch Hinweise auf das Gegenereignis nach der sogenannten Kerngleichung

$$Pl(A) = 1 - Bel(\bar{A})$$

beschränkt. Der Bereich zwischen beiden Wahrscheinlichkeitsmaßen, d.h. $Pl(A) - Bel(A)$, beschreibt den Grad der Unwissenheit, mit der die Wahrscheinlichkeit des Ereignisses beurteilt wird (Bild 4.36).

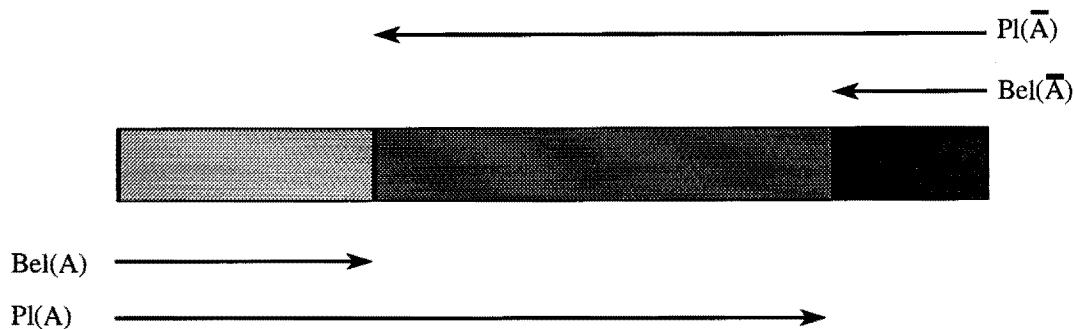


Bild 4.36: Verarbeitung von Unsicherheiten mit Hilfe der Evidenztheorie

Die Auswertung manipulierter Datensätze zeigte, wie empfindlich der Evidenzalgorithmus reagiert und welche Folgerungen bzgl. der Zustandsaussagen zu ziehen sind. Grundsätzlich ist als Ergebnis festzuhalten, daß die vom Evidenzalgorithmus ermittelten Aussagen gut nachvollziehbar sind und bei manipulierten Datensätzen, die auf einen sich abzeichnenden Fehler deuten, korrekte Hinweise geben. Der Unwissenheitsgrad wird kleiner, je häufiger und deutlicher die Hinweise für einen Fehler sind.

Die Bewertung, ab welchem Glaubens- bzw. Plausibilitätsgrad eine Instandhaltungsmaßnahme erforderlich ist, erfordert weitere Erfahrungswerte und die Auswertung zusätzlicher realistischer Testszenarien. Im weiteren muß untersucht werden, wie der historische Zustandsverlauf des Schalters in der aktuellen Zustandsdiagnose korrekt berücksichtigt werden kann.

U. Neumann, W. Hoffmann (ZEDO)

EV 9545

Diese Arbeit wurde mit Unterstützung des Zentrum für Expertensysteme Dortmund e.V. (ZEDO) durchgeführt.

4.3.4 Integration eines Fuzzy-Regler-Prototypen in die Steuerung eines Drehstromnetzmodells

Die Überprüfung und Optimierung von Reglerprototypen im Bereich der Kraftwerksregelung erfordert die Ankopplung an einen realen Prozeß, um den Einfluß der Meßtechnik und der Datenkommunikation auf das Reglerverhalten berücksichtigen zu können. In Vorstudien zum Reglerverhalten im Rahmen von Softwaresimulationen bleiben oftmals einige technische Randbedingungen unberücksichtigt. Insbesondere Aspekte bezüglich der meßtechnischen Aufbereitung werden hier vernachlässigt. Darunter fallen im wesentlichen Aspekte wie:

- Nahezu verzögerungsfreie Stellgrößenbestimmung aus den jeweiligen Eingangsgrößen,
- Vernachlässigbar kleine Meßfehler, wie Oberschwingungen bei der Meßgrößenbestimmung,
- Differentiation von Meßgrößen nach der Zeit wird als unproblematisch angenommen .

In der Erprobungsphase eines Fuzzy-Regler-Prototypen zur Regelung der Generator клемmenspannung eines Synchrongenerators mit zusätzlicher Eigenschaft der Dämpfung von Leistungspendelungen (Fuzzy Spannungs Regler, FSR) wurde die Prozeßankopplung eines Reglerprototypen an ein Drehstromnetzmodell realisiert, um neben vorliegender Ergebnisse über das grundsätzliche Verhalten dieses Reglertypus auch Untersuchungen im realen Einsatz durchführen zu können. Im Hinblick auf eine Berücksichtigung meßtechnischer Randbedingungen ist es ermöglicht worden, die Funktionalität des FSR an einem realen nichtlinearen Netzmodell (Leistungsmaßstab 1:105) im Rahmen von Hardwaresimulationen zu untersuchen.

An dem Drehstromnetzmodell sind die Steuer- und Regeleinrichtungen insbesondere die der Kraftwerksmodelle durch Rechnersteuerungen realisiert, so daß die Kopplung des FSR über den Kraftwerkssteuerrechner mit dem Prozeß (Bild 4.37) realisiert worden ist.

Angepaßt an den Rechenzyklus Kraftwerkssteuerung werden die Steuersignale des FSR asynchron eingekoppelt, so daß bei geeigneter Hardware über die Rechnersteuerung auch Regeleingriffe über den Erregungskreis eines Synchrongenerators im Kurzzeitbereich möglich sind.

Da die FSR-Funktionalität durch eine Softwarekomponente realisiert worden ist, können aufbauend auf der hier vorliegenden Hardwarekonfiguration neben Funktionalitätsstudien und Nachoptimierungen des Regelungskonzeptes des FSR, unterschiedlichste Regelungskonzepte im Bereich der Regelung von Kraftwerkskomponenten implementiert werden. Damit wird es insbesondere im Rahmen der FSR Untersuchungen ermöglicht, konkurrierende Regelungskonzepte im Bereich der Erregungsregelung zu untersuchen. Darunter fallen neben konventio

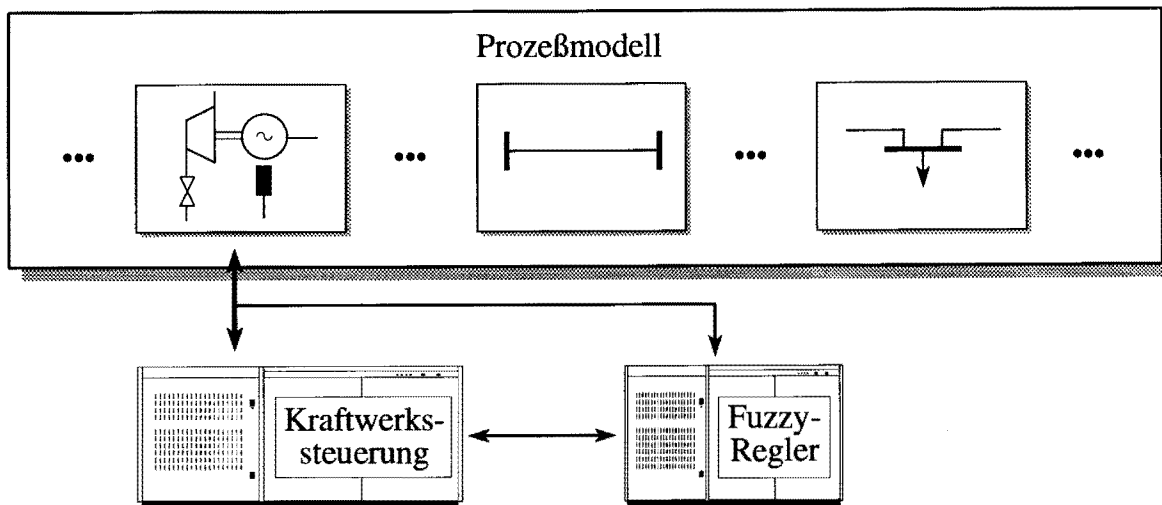


Bild 4.37: Kopplung des Fuzzy-Reglers mit dem Prozeßmodell

nellen Strukturen der Erregungsregelung wie z.B. IEEE Excitation System Type 2 mit P-PSS auch innovative Ansätze wie z.B. Neuro-Fuzzy-Komponenten zur prädiktiven Regelung.

Dirk Westermann

EV 9519

Diese Forschungsarbeit wird in enger Kooperation mit dem Zentrum für Expertensysteme e.V. (ZEDO) durchgeführt.

4.3.5 Meßwerterfassung und -Visualisierung für einen Brennstoffzellenprüfstand

Zur Untersuchung des Langzeitverhaltens oxidkeramischer Brennstoffzellen (Solid Oxide Fuel Cells) wird derzeit bei der Dortmunder Energie- und Wasserversorgung GmbH (DEW) in Zusammenarbeit mit der Sulzer Innotec AG ein Prüfstand aufgebaut. Im Rahmen dieses Projektes wird vom Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung ein Meß- und Analysesystem zur Prozeßvisualisierung und Langzeitdatenerfassung der Prozeßgrößen entwickelt.

Das Meßsystem LMPV (Langzeit-Meßdatenerfassung und Prozeß-Visualisierung) ist für die Erfassung und Speicherung über 32 Analog-, 16 Binär- und 3 Zählereingänge ausgelegt. Aufgezeichnet werden die Istwerte der Spannungen der einzelnen Brennstoffzellen, die Temperaturen des Zellenstapels, der Brenngas- bzw. Schutzgasmassenströme und die abgegebene Stackleistung.

Ebenso erfaßt und aufgezeichnet werden die entsprechenden Sollwerte der Prüfstandsteuerung. Zusätzlich wird ein Gaschromatograph eingesetzt, der zur Analyse des Brenngases, des Abgases und des Restgases dient. Die Analyseergebnisse des Gaschromatographen werden vom LMPV ebenfalls übernommen. Weiterhin werden die Meldungen der im Gaslabor installierten Gassensoren aufgezeichnet.

Die aufbereiteten Meßdaten werden in einer Datenbank im LMPV abgelegt und mittels asynchroner Datenfernübertragung zum Labor des Lehrstuhls übermittelt. Hier findet dann die Auswertung der Meßdaten statt, die unter anderem der Parametrierung von Simulationsmodellen dient. Unabhängig von der Meßdatenspeicherung und der Datenübertragung ist eine Online-Darstellung des Prozeßabbildes sowohl im Labor der DEW als auch am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung möglich. Bild 4.38 zeigt eine Übersicht über den Meßaufbau des SOFC-Prüfstandes.

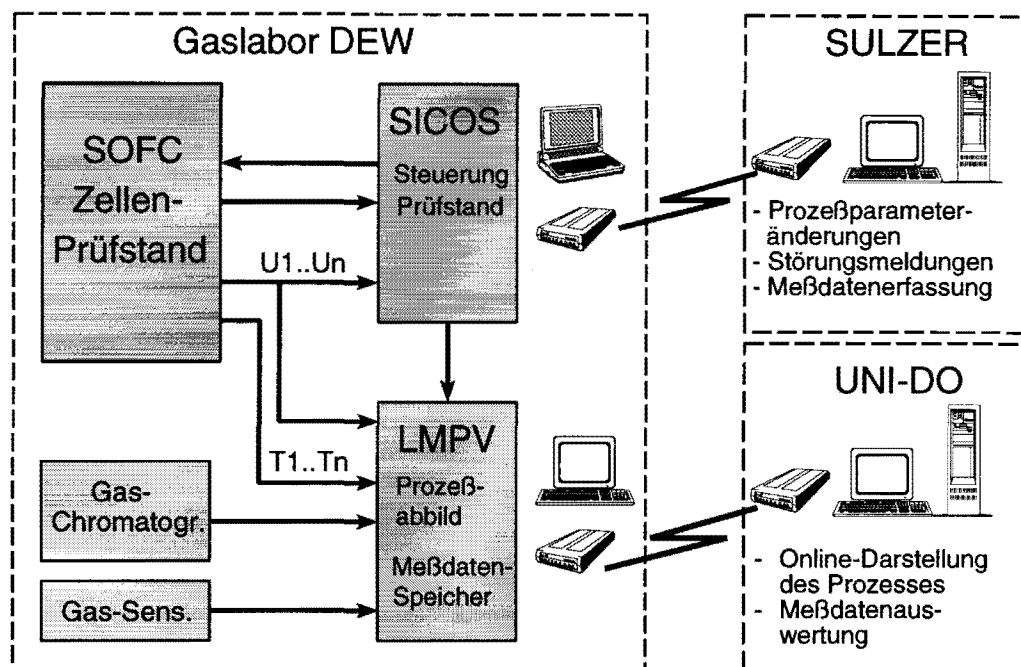


Bild 4.38: Blockschaltbild des SOFC-Prüfstandes

Für die softwaremäßige Realisierung der Langzeitaufzeichnung und Prozeßvisualisierung sind prinzipiell zwei Möglichkeiten zu unterscheiden. Eine Möglichkeit ist die komplette Programmierung der graphischen Oberfläche und der Meßwerterfassungsschnittstellen in einer höheren Programmiersprache wie z.B. C. Der Programmieraufwand für die Erstellung und Änderung der Oberfläche ist hierbei jedoch relativ groß. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Verwendung von Standard-Softwaresystemen zur Prozeßvisualisierung (z.B. LabView, DASyLab, WinLab PRO). Diese Systeme zeichnen sich durch die einfache Erstellung von graphischen Symbolen und Funktionsblöcken für die Prozeßdarstellung aus. Das Einbinden eigener Treiber für die Meß- und Steuerhardware ist z.B. bei WinLab PRO über Module im DLL (Dynamic-

Link-Library) Format möglich. Da das Programmpaket WinLab PRO seine Leistungsfähigkeit im Rahmen der Automatisierung des am Lehrstuhl vorhandenen Netzmodells bereits gezeigt hat, wurde es auch hier für die Prozeßdarstellung und Langzeitaufzeichnung verwendet. Die Abarbeitung eines Prozeßzyklus erfolgt in sechs Blöcken:

- ① Benutzereingaben auswerten
- ② Eingänge lesen und Ausgänge setzen
- ③ C++-DLL ausführen (z.B.: Simulation)
- ④ Datenprotokollierung
- ⑤ Datenfernübertragung (Modem-Schnittstelle)
- ⑥ Bildschirmanzeige aktualisieren

Ein Beispiel für die Prozeßvisualisierung ist in Bild 4.39 dargestellt, welches das Prozeß-Übersichtsbild des SOFC-Prüfstandes zeigt.

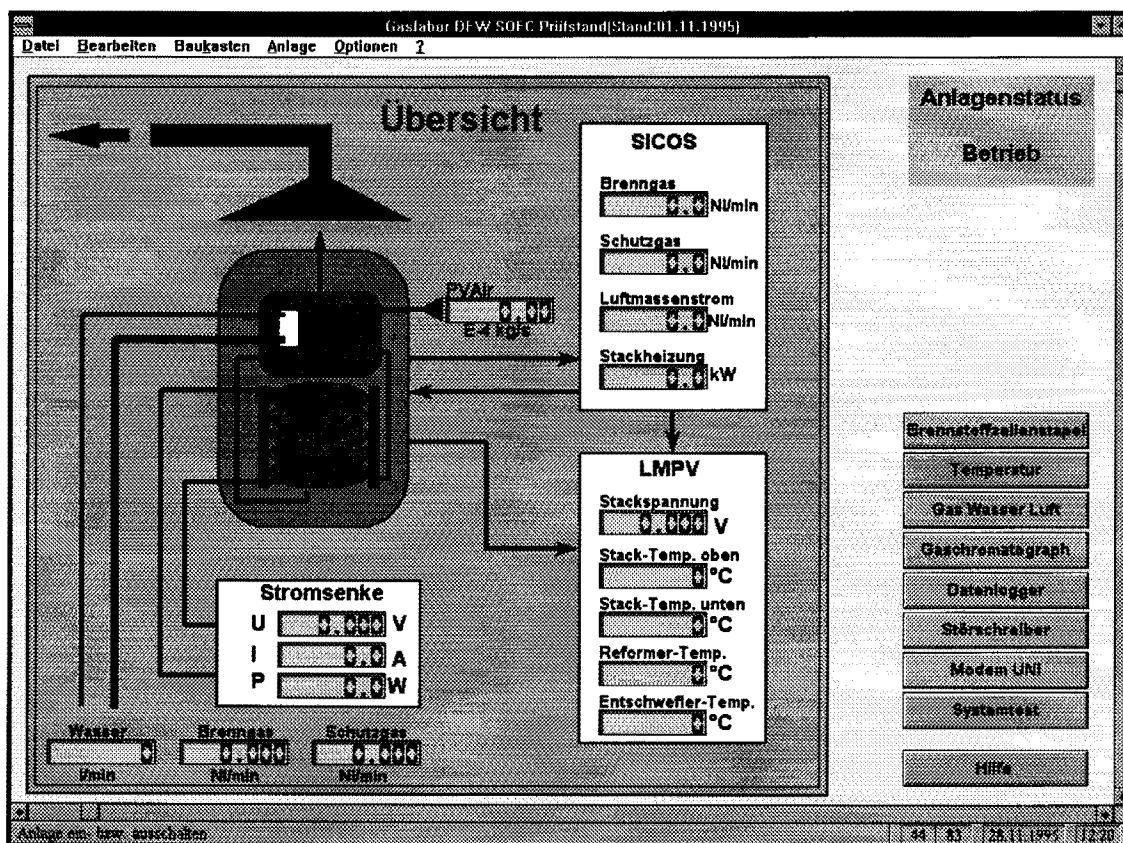


Bild 4.39: Prozeß-Übersichtsbild des SOFC-Prüfstandes

W. Horenkamp, Th. Fabian

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

4.3.6 Datenfernübertragung von Meßdaten und Systeminformationen

Auf Grund der betrieblichen Gegebenheiten bei Windkraftanlagen und Photovoltaikanlagen sowie in Umspannwerken und Verteilanlagen ist es sehr aufwendig, vor Ort installierte Meßeinrichtungen zu überwachen. Anlagen dieser Art sind in der Regel nicht ständig besetzt und werden von der Schaltleitung ferngesteuert. Eine Kontrolle des Betriebszustandes der Meßeinrichtungen vor Ort erfordert somit eine Absprache mit der Schaltleitung sowie die Anwesenheit mehrerer Mitarbeiter des Unternehmens mit Schaltberechtigung in den jeweiligen Anlagenteilen. Da die Sicherstellung einer kontinuierlichen und dem Betriebszustand des Netzbezirkes entsprechende Meßdatenerfassung nur durch regelmäßige Kontrollen möglich ist, wurde eine Alternative zur persönlichen Überwachung der Meßeinrichtungen vor Ort entwickelt.

Zur Fernüberwachung und -parametrierung von Meßeinrichtungen eignen sich mehrere Möglichkeiten (siehe Tabelle 4.2).

Tabelle 4.2: Möglichkeiten der Datenfernübertragung

Übertragungsmedium	Einrichtung
Leitungsgebundene Übertragung	Standleitung (öffentliches Netz, Betriebsnetz)
	Wählleitung (Telefonnetz)
Funkübertragung	Betriebsfunk
	C/D/E-Mobilfunknetz
Satellitenübertragung	

Die Standleitung ermöglicht die vollständige und permanente Überwachung und Meßdatenübertragung zwischen dem Meßdatenerfassungssystem und der Überwachungsstation. Nachteilig sind die hohen Kosten, sobald man vom Betriebsnetz auf das öffentliche Leitungsnetz wechseln muß. Die Wählleitung ermöglicht die gleiche Funktionalität wie eine Standleitung; die Verfügbarkeit ist jedoch geringer, da eine geeignete Software für jede Übertragung zuerst eine Verbindung aufbauen muß. Weiterhin steht nicht in jeder Station eine freie Telefonleitung zur Verfügung.

Wenn mit vertretbarem Aufwand keine Stand- oder Wählleitung realisierbar ist, stellt die Funkübertragung eine sinnvolle Alternative dar. Betriebsfunktechniken haben den Nachteil der Störanfälligkeit und der sehr hohen Kosten für die Bereitstellung eines freien Frequenzbandes. Zur Überbrückung größerer Entfernungen sind sie nicht geeignet.

Die in letzter Zeit aufkommende Technik der Datenübertragung mit D- oder E-Netztelefonen mit dem genormten Standard GSM (Global System for Mobile Communication) stellt eine geeignete Möglichkeit dar, auch über größere Entfernungen mit geringem Aufwand Daten zu übertragen. Im wesentlichen verhält sich diese Übertragung wie eine Wählleitung, allerdings ist ihre Bandbreite zur Zeit noch geringer als bei einer leitungsgebundenen Übertragung und es ist keine Synchronität zwischen Sende- und Empfangszeitpunkt der Daten gegeben.

Eine direkte Alternative zur Standleitung ist die Satellitenübertragung. Hierbei sind die entstehenden Kosten unabhängig von der Entfernung zwischen der Meßwerterfassung und der Überwachung. Es ist jeder beliebige Meßort auch unter schwierigen geographischen Bedingungen erreichbar.

Auf Grund der oben genannten Vor- und Nachteile wurde die Übertragung mit Hilfe eines GSM- Funkmodems realisiert. Entscheidend waren hierbei die Verfügbarkeit und die entstehenden Kosten für die Baugruppen und die Verbindungskosten.

Für den Anschluß eines Funkmodems an das Meßsystem ergeben sich grundsätzlich zwei unterschiedliche Verfahren:

- Einbau des Modems in das Meßsystem oder
- der Anschluß über eine externe Anschlußbox.

Für die Meßsysteme wurde ein externer Anschluß eines Data-Service-Adapters (DSA) gewählt. Bild 4.40 zeigt den Aufbau des Gesamtsystems einschließlich einer Meßeinrichtung. Der Vorteil dieser Konfiguration besteht in der einfacheren Implementierung in ein vorhandenes Meßsystem. Der Verbindungsaufbau und die Datenkommunikation werden über ein mit dem Meßsystem verbundenes Notebook und einen DSA-Adapter vorgenommen. Die Parametrierdaten und Meßdaten werden dem Meßsystem über eine serielle Schnittstelle übergeben.

Zur Zeit wird eine Anschlußbox für den Anschluß von Meßsystemen entwickelt, die den DSA-Adapter und das Notebook ersetzt. In dieser Konfiguration ist der Anschluß beliebiger Meßsysteme möglich, vorausgesetzt es ist eine serielle Schnittstelle vorhanden und das Meßsystem stellt die Meßdaten zur Verfügung. Zusätzlich ist ein Internet-Zugang vorgesehen, welcher es gestattet, Meßdaten oder Statusmeldungen in einer Mailbox abzulegen und zu jeder Zeit abzurufen.

A. Gaul, W. Horenkamp

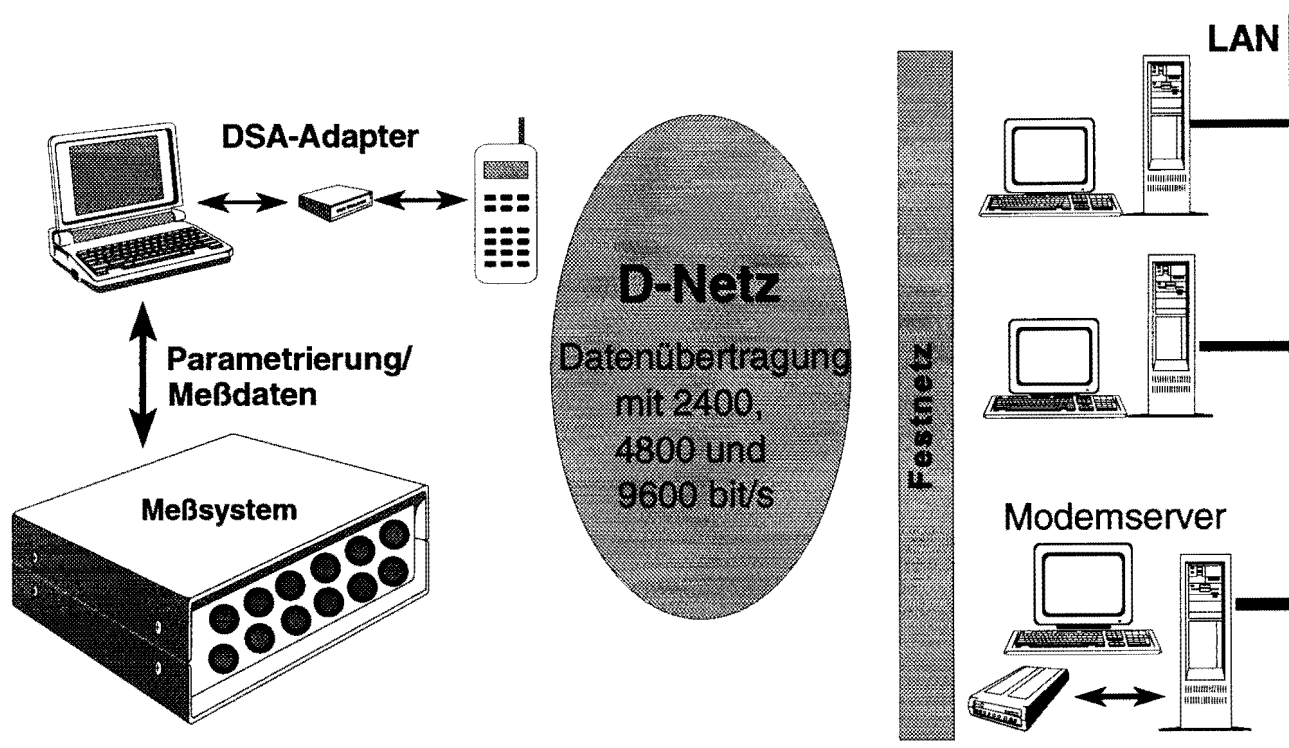


Bild 4.40: Aufbau der Funkübertragungsstrecke

4.3.7 Programmierbarer Funktionsgenerator für die Simulation von Drehstromsystemen

Die Messung von Oberschwingungen, Flickern und anderen komplexen Signalformen in elektrischen Netzen erfordert umfangreiche Signalanalysen, die von modernen Meßsystemen online durchgeführt werden können. Zur Entwicklung, zum Test und zur Kalibrierung solcher Meßsysteme wird ein programmierbarer mehrkanaliger Funktionsgenerator mit einer geeigneten Testsignalbibliothek benötigt. Des weiteren kann ein solcher Funktionsgenerator für EMV-Normenprüfungen, insbesondere für Störfestigkeitsprüfungen mit leitungsgeführten Störgrößen, z. B. nach VDE 847 (Teil 4-11), eingesetzt werden, um entsprechend den Vorschriften Testsignale zu erzeugen. Ein weiteres Einsatzgebiet ist die Funktionsprüfung von Frequenzrelais und Rundsteuerempfängern.

Für spezielle Anwendungen, bei denen die Netzimpedanz von Bedeutung ist, kann mit Hilfe des Funktionsgenerators neben der Modellierung der Netzspannungen auch eine variable Last nachgebildet werden (Bild 4.41). Der Funktionsgenerator erlaubt hierbei eine nahezu beliebige Einstellung des Laststroms und des Lastwinkels.

Die erforderliche Kanalanzahl und die Signalgüte des Funktionsgenerators muß den zu testenden Geräten angepaßt sein. Die auf dem Markt verfügbaren Geräte sind für die oben

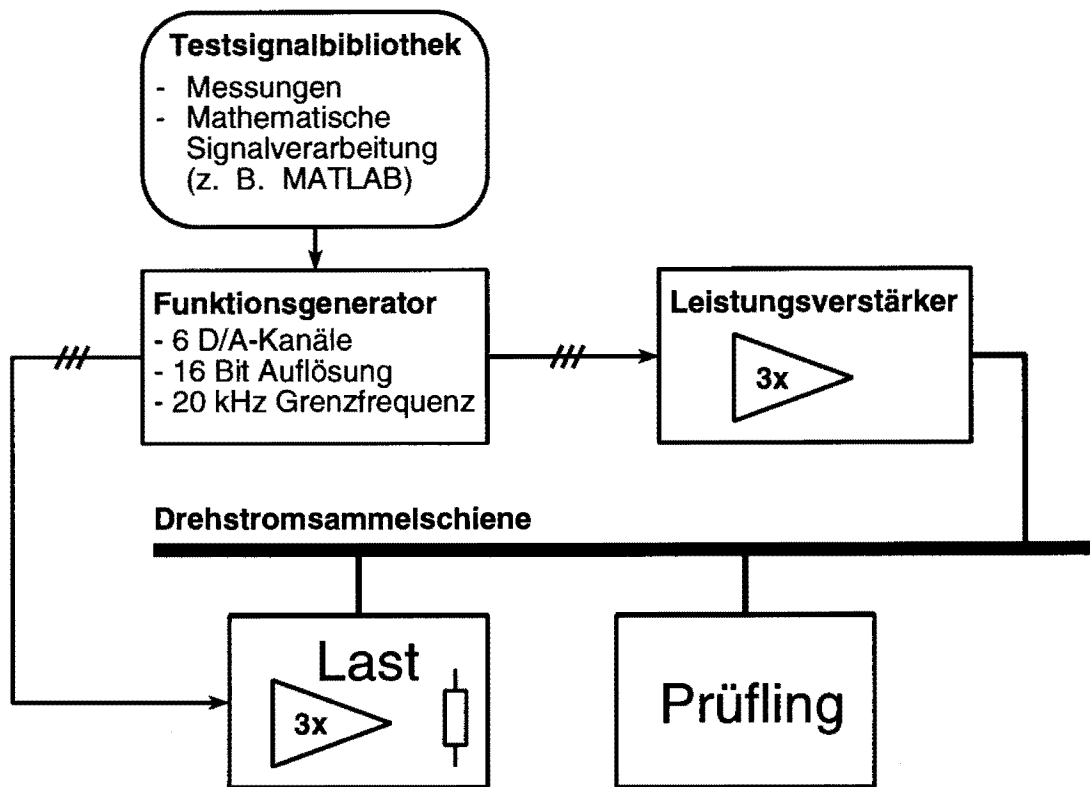


Bild 4.41: Dreiphasige Netzsimulation

genannten Einsatzgebiete hinsichtlich Abtastfrequenz, Speichertiefe, Kanalanzahl und Schnittstellen nur bedingt geeignet. Ein programmierbarer zweikanaliger Funktionsgenerator, der in vorausgegangenen Arbeiten entwickelt wurde, erlaubt beispielsweise die Simulation von Spannung und Strom einer Phase. Da in der Energietechnik häufig dreiphasige Systeme betrachtet werden müssen, wurde auf der Basis eines PC's ein Funktionsgenerator mit 6 unabhängig programmierbaren Kanälen aufgebaut. Die Komponenten sind für den Einbau in ein 19"-Gehäuse vorgesehen und modular ausgelegt. Für die Wandlerkarten wurden D/A-Wandler der modernen Delta-Sigma-Technologie verwendet, welche mit achtfachem Oversampling, einer Auflösung von 16 Bit und einer Abtastfrequenz von 44,1 kHz arbeiten. Diese Daten entsprechen im Audibereich CD-Qualität.

Für die Generierung von Oberschwingungen steht ein Programmpaket zur Verfügung. Weiterhin besteht die Möglichkeit, Daten aus anderen Anwendungsprogrammen wie beispielsweise MATLAB zur Signalgenerierung zu verwenden. Damit können mathematisch errechnete Zeitreihen (z.B. eine Zeitfunktion als Lösung einer Differentialgleichung) mit dem hier vorgestellten Funktionsgenerator ausgegeben werden. Die maximale Länge und die Komplexität der auszugebenden Testsignale hängt im wesentlichen nur von dem zur Verfügung stehenden Speicher des verwendeten PC's ab.

W. Horenkamp, A. Gaul, A. Richter

5. VORTRÄGE

5.1 Beiträge für das Kolloquium

- 19.04.1995 Dipl.-Ing. F. Reyer, Universität Dortmund
“Systematische Störungsaufzeichnung und -auswertung in Industrienetzen”
- 28.06.1995 Dr.-Ing. A. Zahedi, School of Applied Engineering, Caulfield, Australia
“Rechnerunterstützte Darstellung energietechnischer Vorgänge im Bereich der Lehre”
- 12.07.1995 Prof. Dr. F. Gubina, University of Ljubljana, Faculty of Electrical and Computer Engineering
“Alternative Approches to Voltage Collapse Assessment”
- 14.09.1995 Prof. Dr. T. Lobos, Technical University Wroclaw, Department of Electrical Engineering, Polen
“Echtzeitermittlung von Signalparametern mit künstlichen neuronalen Netzen”

5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitarbeitern

- 01.03.1995 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
“High-current Converters”, Vortrag im Rahmen des EP²-Forum “Electrical Power Technology in European Physics Research” in Genf.
- 06.05.1995 Prof. Dr.-Ing. Handschin
“An Interior Point Method for State Estimation with Current Magnitude Measurements and Inequality Constraints”, Vortrag im Rahmen der PICA-Konferenz in Salt Lake City.
- 24.05.1995 Dipl.-Ing. D. Westermann
“Needs for coordination of FACTS (Flexible AC Transmission System)”, Diskussionsbeitrag, Panel 3, CIGRÉ-Symposium on Power Electronics in Electric Power Systems in Tokio, Japan.
- 01.06.1995 Dipl.-Ing. D. Westermann
“Last- und Einspeisungsrepräsentierung in einem quasistationärem Simulationssystem”, Vortrag im Rahmen der NEUPRO Projekt Evaluierung in Bremen.

- 01.06.1995 Dipl.-Ing. D. Kuhlmann
“Alarmverarbeitung und Fehlerortung mit DS-ANN (Device-Specific Artificial Neural Networks)”, Vortrag im Rahmen der NEUPRO-Projekt-Evaluierung in Bremen.
- 07.06.1995 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
“Zustandsbezogene Instandhaltungsplanung in elektrischen Energieversorgungssystemen”, Vortrag im Rahmen einer DFG-Projektvorstellung an der Technischen Universität Bergakademie Freiberg.
- 09.06.1995 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
“Neuere Entwicklungen auf dem Gebiet der Leittechnik für elektrische Übertragungs- und Verteilnetze”, Vortrag im Rahmen des ECC-Seminars “Neuere Entwicklungen auf dem Gebiet der Leittechnik für elektrische Energieübertragung” in Hannover.
- 13.06.1995 Prof. Dr. -Ing. E. Handschin
“Distribution System Automation”, Vortrag im Rahmen des Workshop "Electric Power System Control" in San Sebastian, Spanien.
- 29.09.1995 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
“Multimedia Tools for a More Efficient Substation Operation and Control”, Vortrag im Rahmen des CIGRE-Symposium in Helsinki.
- 13.09.1995 Dipl.-Ing. D. Westermann
“Prozeßführung mit autonomen Systemen”, Vortrag im Rahmen des ZEDO-Kolloquiums in Dortmund.
- 13.09.1995 Dipl.-Ing. D. Kuhlmann
“Betriebsmittelorientierte Neuronale Netze für Diagnoseaufgaben in der Energietechnik”, Vortrag im Rahmen des ZEDO-Kolloquiums in Dortmund.
- 18.09.1995 Dipl.-Ing. D. Kuhlmann
“Fault Diagnosis in Electrical Energy Systems Using Device-specific Artificial Neural Networks”, Vortrag im Rahmen des Besuchs am Sibirischen Energieinstitut in Irkutsk, Rußland.

- 19.09.1995 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
"Advanced Energy Management Systems Using Open Market Architectures",
Vortrag im Rahmen der Konferen "Energy in Russia at a transition" in Irkutsk,
Russia.
- 05.10.1995 Dipl.-Ing. A. Koel
"Multimedia für den effizienten Betrieb von Schaltstationen in
Energieversorgungsnetzen", Vortrag im Rahmen des 6. Dortmunder
Fernsehseminars in Dortmund.
- 05.10.1995 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
"Efficient Railway-Power Supply Systems as a Conditon for Modern Railroad
Operation", Vortrag im Rahmen der 2nd International Scientific Conference
"Modern Supply System and Drives for Electric Traction" in Warschau.
- 11.10.1995 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
"Representing Short-, Middle- And Long-term Power System Stability in
Training Simulation", Vortrag im Rahmen des CIGRE-Kolloquiums "Power
System Operation and Control" in Johannesburg, Südafrika.
- 11.10.1995 Dipl.-Ing. U. Neumann
"Integriertes zustandsbezogenes Instandhaltungsplanungssystem für
elektrische Energieversorgungssysteme", Vortrag im Rahmen des Workshops
"System- und Gerätetechnik" der ETG-Tage in Essen.
- 06.11.1995 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
"Mittelspannungs-Sternpunktbehandlung-Die Grundlagen", Vortrag im
Rahmen der NMT'95 in Mühlhausen.
- 29.11.1995 Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
"Zustandsbezogene Instandhaltung: Mathematische Verfahren und Modelle",
Vortrag im Rahmen des FGH-Forum über Instandhaltungsplanung, Stuttgart.

6. VERÖFFENTLICHUNGEN

6.1 Veröffentlichungen

E. Handschin, D. Kuhlmann, W. Hoffmann: "Fault Diagnosis in electrical energy systems using device-specific artificial neural networks", Engineering Intelligent Systems, Vol. 2, No. 4, December 1994, pp. 255-262

Disturbances within electrical energy systems (EES) usually cause numerous messages and alarms being received in a control centre during a short period of time. Because of malfunctions of protection devices, errors in the communication equipment, and incompletely supervised network areas, corrupted alarm patterns can make the determination and location of faults difficult. Artificial Neural Networks (ANN) proved to be well suited to cope with corrupted input signals and large amounts of raw data. In this paper a new ANN based solution of the task of fault diagnosis is presented. The approach is based on ANN specifically trained for dealing with certain electric devices. The alarm-processing system consists of several device specific ANN (DS-ANN) for devices like lines, busbars, transformers, etc. The DS-ANN are trained without any respect to topological information. An exchange of intermediate diagnosis between different 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 the EES under consideration without retraining the DS-ANN.

E. Handschin, P. Ju, Z.N. Wei, U. Schlücking: "Sequential Parameter Estimation of a Simplified Induction Motor Load Model", Proceedings of PICA '95, Salt Lake City, USA, May 8 - 12, 1995

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.

E. Handschin, M. Langer, E. Kliokys: "An Interior Point Method for State Estimation with Current Magnitude Measurements and Inequality Constraints", Proceedings of PICA '95, Salt Lake City, USA, May 8 - 12, 1995

The possibility of power system state estimation with non-traditional measurement configuration is investigated. It is assumed that some substations are equipped with current magnitude measurements. Unique state estimation is possible, in such a situation, if currents

are combined with voltage or power measurements and inequality constraints on node power injections are taken into account. The state estimation algorithm facilitating the efficient incorporation of inequality constraints is developed using an interior point optimization method. Simulation results showing the performance of the algorithm are presented. The method can be used for state estimation in medium voltage subtransmission and distribution networks.

E. Handschin, J. Handke, K. Linke, H.H. Sanders: "Coordination of Long- and Short-Term Generation Planning in Thermal Power Plants", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 10, No 2, p. 803-809, May 1995

This paper outlines a practical coordination approach of long- and short-term optimization. Pseudo prices are used as coupling variables. To take uncertainty aspects into account, fuzzy set theory is incorporated to evaluate the pseudo prices. In the paper, various aspects of the proposed approach are discussed, and its application to a real utility system is illustrated.

E. Handschin, M. Heine, D. König: "Object-Oriented Software Engineering for Power System Analysis", 7th International Conference on "Present-Day Problems of Power Engineering", Jurata, Poland, June 12 - 14, 1995

This paper reports on power system modelling and power system analysis using the object-oriented (OO) approach. Object-orientation causes a deep change of interpretation of how software should be constructed and how it should be implemented. It has been claimed that object-oriented technology leads to more flexible, reusable and stable code. The main focus of this paper is put on OO analysis and design principles applied to a power system model and power system analysis.

E. Handschin, D. Blume, J. Schlabbach: "Assessment of Voltage Quality in Electric Energy Systems", Proceedings of IEEE Stockholm Power Tech Conference, Paper SPT PS 20-20-0167, Stockholm, Sweden, June 18 - 22, 1995

Assessment of voltage quality is based on the measurement of different classified disturbance phenomena. A comprehensive and systematic method is still missing. Countermeasures to improve voltage quality must take into account both utility and customer focus.

E.Handschin, P. Ju: "Parameter Estimation of Composite Induction Motor Loads Using Genetic Algorithms", Proceedings of IEEE Stockholm Power Tech Conference, Paper SPT EM 05-5-0522, Stockholm, Sweden, June 18 - 22, 1995

Most of the previous parameter estimation methods of composite induction motor loads are based on more traditional search algorithms. They require good initial guess of parameters. Otherwise, they may converge to local optimal values or even diverge. Genetic algorithms (GAs) are theoretically and empirically proven to provide robust search in complex spaces. GAs are, therefore, applied to estimate the parameters of composite induction load models. Model structure and load node voltage independency are also discussed. Case studies confirm the outstanding performance of the proposed algorithm.

E. Handschin, A. Koel, W. Endemann, H.C. Müller, M. Mintert: "Multimedia Tools for a More Efficient Substation Operation and Control", Proceedings of CIGRE-Symposium "Integrated Control and Communication Systems" in Helsinki, Finland, Aug 28 - 30, 1995

This paper deals with the use of multimedia presentation tools in the field of substation control in power systems. The aim of this concept is to save costs by taking the advantages of all available media for operation and control of the power system and to handle the great amount of information the operator is exposed to. The actual activities of the German power supply companies to enlarge their company communication networks to modern digital networks, caused by the expectation of a free access to the communication market in Germany in the future, support the use of multimedia presentation tools in operation and control. After a careful analysis of the data arising in a substation, this paper describes a new concept for the use of multimedia. Furthermore, video monitoring and videp conference are introduced for the continuous supervision of critical devices and for consulting an expert at the headquarter. With an application example it is shown how the work of operation and control of substations can benefit from the potential of this multimedia approach. This paper is concluded by a section that describes the hard- and software demands for a realization and the possibilities of integrating old and new kinds of information into multimedia system.

E. Handschin, M. Langer, J. Brinkmann, H. Dominik, M. Schröder, Th. Stephanblome: "Wirtschaftliches Batteriemangement für den Spitzenlastausgleich", VDI-Berichte Nr. 1182, 1995, S. 605-616

In Abhängigkeit von dem Gleichmäßigkeitsgrad des Lastverlaufs eines Sondervertragskunden kann sich ein wirtschaftliches Einsatzpotential für Batteriespeicheranlagen in bezug auf einen Spitzenlastausgleich ergeben. Von entscheidender Bedeutung ist in diesem Zusammenhang die Optimierung des Batteriemagements für eine Maximierung der wirtschaftlichen Attraktivität

des BSA-Einsatzes, die sich aus der Reduktion der Strombezugskosten für den Sondervertragskunden, den Investitionen für die BSA und der Lebensdauer der Batterie ergibt.

E. Handschin: "Advanced Energy Management Systems Using Open Market Architectures", Conference Proceedings: "Energy in Russia at a transition: Problems and scientific bases of development and management", 18.-23. Sept. 1995, Irkutsk

Political and economical changes lead to many proposals and suggestions concerning the restructuring of the electricity companies in many countries. Since the traditional structure of the utilities results from a long development there are different forms ranging from the fully nationalized utility to privately owned companies. Independent of this great variety there is a profound and important debate concerning the restructure of the utilities making use of deregulation aspects and the possibility to introduce elements of competition into the electric energy market. In this paper the transition from the fully integrated towards an open electricity market, the role of ancillary services in an open electricity market, the expansion of interconnected systems and new control facilities for monitoring and control of open electricity systems are discussed.

E. Handschin, U. Schlücking, D. Westermann, D. Rumpel, A. Litzinger: "Representing short-, medium- and long-term power system stability in training simulation", CIGRÉ SC 39 Colloquium Paper, 16.10.1995-17.10.1995, Johannesburg, Südafrika

For the study-simulation of power-system stability-problems, several useful methods are known. Studying a special case, models can be designed and parametrized for the purpose; they are interactively operated and their results will be visually interpreted. In training application, simulation meets restrictive conditions as well as additional requirements. In this paper solution applied in a training-simulator capable to represent medium- and long-term stability and a method for the representation of short term stability in training are described.

G. Bretthauer, T. Gamaleja, E. Handschin, W. Hoffmann, U. Neumann: "Integriertes Instandhaltungsplanungssystem für elektrische Energieversorgungssysteme", ETG-Fachbericht 57, S. 299-305, VDE-Verlag Berlin/Offenbach, Oktober 1995

In diesem Beitrag werden nach einer kurzen Einführung in die Problematik der Instandhaltungsplanung die Grundlagen der Instandhaltungsplanung erläutert. Aufbauend darauf wird ein integriertes zustandsbezogenes Instandhaltungsplanungssystem vorgestellt, das eine systemumfassende Instandhaltungsplanung bei einer Beachtung des tatsächlichen Instandhaltungsbedarfs der Betriebsmittel gewährleistet. Die beiden Hauptbestandteile des Planungssystems, die intelligente Zustandsabschätzung und die integrierte

Instandhaltungsplanung, werden in ihrer Funktion und Ausführung erklärt. Der Beitrag schließt mit einer Zusammenfassung und einem Ausblick.

Hoffmann, W.: "Wissensbasierte Systeme als ergänzende Systeme für die Netzbetriebsführung"; Tagungsband des AKTR-Seminars Informationstechnik in der Netzbetriebsführung der Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik e.V. (FGH); 16./17. Okt. in Deidesheim; 1995

Eine kurz gehaltene Einführung in zwei ausgewählte Techniken wissensbasierter Systeme skizziert die spezifischen Leistungsmerkmale dieser Werkzeuge zur Realisierung ergänzender Systeme für die Netzbetriebsführung. Der Beitrag zeigt an ausgewählten Anwendungsbeispielen aus dem Aufgabenbereich der Netzbetriebsführung das spezifische Potential der unter dem Begriff wissensbasierte Systeme zusammengefaßten Software-Werkzeuge auf. Anwendungsbeispiele wissensbasierter Systeme aus den Aufgabenbereichen Auswertesysteme und Beratungssysteme werden vorgestellt. Der Einsatz wissensbasierter Techniken für die praxisorientierte Lösung von Aufgaben der Netzbetriebsführung wird am Beispiel der Alarmverarbeitung vertiefend behandelt.

E. Handschin, W. Endemann, A. Koel, M. Mintert, H.C. Müller: "Multimedia für den effizienten Betrieb von Schaltstationen in Energieversorgungsnetzen", 6. Dortmunder Fernsehseminar, S. 237-242, Oktober 1995

In diesem Beitrag wird ein Konzept vorgestellt, das die Vorteile einer multimedialen Benutzerschnittstelle im Rahmen der Betriebsführung elektrischer Energieversorgungsnetze gewinnbringend einsetzt. Dieses Konzept, dessen Schwerpunkt im Bereich der Stationsleittechnik liegt, ist zusammen mit der Vereinigte Elektrizitätswerke Westfalen Energie AG (VEW Energie AG) entwickelt worden und basiert auf der Annahme, daß ein digitales Kommunikationsnetz mit der Übertragungsrates von mindestens 2 MBit/s zur Verfügung steht. Der erwartete Gewinn ergibt sich aus der Kosteneinsparung durch die Integration aller Informationen und Daten in ein Rechnersystem, das Ausnutzen aller verfügbaren Kommunikationsmedien (z.B. Videokonferenzen) und geringere Einarbeitungszeiten durch das intuitive Erlernen der Bedienung.

E. Handschin, D. König: "Mittelspannungs-Sternpunktbehandlung - Die Grundlagen", Int. Symposium NMT '95 "Sternpunktbehandlung in Verteilungsnetzen - Zukunftsaussichten" 7. - 8. November 1995, Mulhouse, Frankreich

Der sichere und wirtschaftliche Betrieb eines Mittelspannungsnetzes ist wesentlich von der Erdung des Sternpunkts des speisenden Transformators abhängig. Ziel dieses Aufsatzes ist es,

die physikalische und mathematische Beschreibung der verschiedenen Alternativen zu beschreiben. Nach einer kurzen Einleitung mit den verschiedenen Lösungen beinhaltet Kapitel 2 die äquivalente Netzdarstellung mit symmetrischen Komponenten. Kapitel 3 beschreibt die Konsequenzen für die elektrische Ausstattung bei Anwendung der verschiedenen Möglichkeiten der Sternpunktterdung. Der Vergleich der Möglichkeiten ist in Kapitel 4 erläutert zusammen mit einer beispielhaften Beschreibung der Kriterien, die zum Wechsel der Sternpunktbehandlung eines Netzes führen können.

6.2 Forschungsberichte

Th. Stephanblome: "Netzregelung beim Einsatz von SMES im Netz", EV 9471

A.J. Gaul: "Lastführungsstrategien basierend auf Evolutionären Strategien", EV 9501

H. Schmidt: "Multimedia-Technik in der Stationsleittechnik", EV 9502

A. John: "Einfluß von FACTS auf die stationäre Netzberechnung - Simulationsergebnisse und Programmbeschreibung", EV 9508

E. Handschin, Th. Fabian, A. Koel, Ch. Rehtanz: "Systemstudie über die Netzzuschaltung eines 200-MW-Kraftwerks in Polen", EV 9511

E. Handschin, Ch. Rehtanz: "Seminar Regenerative Energieversorgung", EV 9527

Th. Fabian, D. Röhl: "Entwicklung von Kriterien zur Beurteilung von Anschlußbedingungen von Windkraftanlagen", EV 9529

D. Westermann: "Realisierung und Parametrierungsmöglichkeiten eines Lastmoduls in einem Trainingssystem", EV 9553

D. Kuhlmann, D. Westermann: "Neuronale Systeme zur Analyse und Bedienhilfe von komplexen technischen Echtzeitsystemen, Teil 3: Systemrealisierung und Prototypvalidierung", EV 9559

D. Kuhlmann, D. Westermann: "Zu ausgewählten Themen der Innovationstendenzen in der elektrischen Energieversorgung", EV 9560

6.3 Diplomarbeiten

A.U. Freise: "Subgradientenverfahren zur Lagrange Relaxation in der langfristigen Kraftwerkseinsatzplanung", EV 9467

M. Heidmann: "Mittelfristprognose der elektrischen Last", EV 9503

H. Schmidt: "Einsatz der Multimedia-Technik in der Stationsleittechnik", EV 9504

St. Franke: "Einfluß von Flexible AC Transmission Systems auf das dynamische Verhalten von elektrischen Energieversorgungssystemen", EV 9505

F. Joswig: "Prozeßvisualisierung und Netzleittechnik eines Drehstromnetzmodells", EV 9509

J. Teupen: "Analyse des Zustandsraumes von Energieversorgungssystemen zur Ermittlung spannungsstabiler Systemzustände", EV 9513

F. Schäfer: "Generierung von zustandsbezogenen Instandhaltungsplänen unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen", EV 9514

T. Nikodem: "Bestimmung der inkrementellen Netzverluste bezüglich der Blindleistungsbilanz", EV 9515

Ch. Degener: "Entwicklung einer grafischen Benutzeroberfläche für das Simulationsprogramm SOIUS", EV 9518

A. John: "Technische und wirtschaftliche Bewertung von Flexible AC Transmission Systems in elektrischen Energieversorgungssystemen", EV 9520

C. Häde: "Entwicklung eines Simulators zur Bestimmung des Instandhaltungsbedarfs elektrischer Betriebsmittel", EV 9524

R. Harke: "Estimation typischer Verbraucherkurven unter Verwendung von Nebenbedingungen in Ungleichheitsform", EV 9537

Th. Böhmer: "Entwicklung und Realisierung einer objektorientierten Klassenbibliothek zur Darstellung und Bearbeitung von Netzbildern" EV 9541

M. Osthoff: "Transiente Stabilitätsbewertung elektrischer Energieübertragungsnetze mit Künstlichen Neuronalen Netzen", EV 9542

Th. Garber: "Entwicklung eines Indikators zur Bestimmung der Spannungsstabilität mit Hilfe von künstlichen neuronalen Netzen", EV 9543

M. Hagedorn: "Zustandsdiagnose von Leistungsschaltern mit Hilfe unsicherer Informationen", EV 9545

J. Schüren: "Rechnergestützte Bewertung von alternativen Instandhaltungsplänen aufgrund ausgewählter Kriterien", EV 9546

- A. Richter*: "Konzeption eines 6-kanaligen programmierbaren Funktionsgenerators", EV 9547
- C. Jaborowicz*: "Integration eines neuen topologischen Verfahrens in ein Netzführungssystem", EV 9548
- F. Wolf*: "Einsatz von Batteriespeichern zur Optimierung der Spitzenlastanmeldung", EV 9561
- K. Laumen*: "Analyse und Optimierung elektrischer Energieversorgungssysteme mit dezentraler Energieumwandlung", EV 9562
- S. Stanko*: "Entwicklung eines Regelkonzeptes für einen supraleitenden magnetischen Energiespeicher zur Vermeidung spannungskritischer Systemzustände", EV 9563

6.4 Studienarbeiten

- A. John*: "Einfluß von FACTS auf die stationäre Netzberechnung", EV 9506
- Th. Heese*: "Informationsgehalt der Energieversorgungsnetze im Steinkohlenbergbau der Ruhr", EV 9507
- M. Belser*: "Regelung eines Abbau- und Förderprozesses mit Methoden des Fuzzy Control", EV 9510
- S. Stanko*: "Untersuchung relevanter Betriebsmittelmodelle zur Simulation spannungskritischer Systemzustände" EV 9512
- J. Reiling*: "Fehlerortung in Verteilungsnetzen mit digitalem Schutz", EV 9516
- M. Wulf*: "Bestimmung der optimalen Tagesgrenze zur Lastmodellierung", EV 9517
- M. Fromme*: "Realisierungsmöglichkeiten von Fuzzy Reglern für die Erregungsregelung", EV 9519
- R. Rodegro*: "Untersuchung des Helligkeitseinflusses auf die elektrische Last", EV 9521
- S. Michau*: "Planung elektrischer Energieversorgungssysteme unter Berücksichtigung von wirtschaftlichen und technischen Randbedingungen", EV 9525
- F. Muschalle*: "Anwendung betriebsmittelorientierter Künstlicher Neuronaler Netze für die Meldungsverarbeitung in Energieversorgungsnetzen mit unterschiedlichen Schutzkonzepten", EV 9532
- Ch. Schumann*: "Untersuchung der Einsatzmöglichkeiten eines Hopfield Netzes für die State Estimation", EV 9533

W.B. Strauß: "Entwicklung eines plattformunabhängigen Sparse Matrix Moduls für komplexe Netzberechnungen", EV 9534

G. Koth: "Ermittlung von Kenngrößen zur betrieblichen Beurteilung gelöschter 110-kV-Netze", EV 9536

K. Luppä: "PC-orientierte Berechnung elektrischer und magnetischer 50-Hz-Felder", EV 9538

Th. Kuschel: "Benutzerfreundliches Werkzeug für die computergestützte Projektierung", EV 9544

6.5 Programmbeschreibungen

F. Schäfer: "Programmbeschreibung zum Programmpaket plan_gen zur Generierung von zustandsbezogenen Instandhaltungsplänen unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen", EVP 9501

St. Franke: "Programmdokumentation zum nichtlinearen dynamischen Simulationssystem", EVP 9502

M. Fromme: "Fuzzy-Regler Steuerung am Netzmodell", EVP 9503

J. Schüren: "Beschreibung des Programms zur Bewertung alternativer Instandhaltungspläne", EVP 9504

Th. Kuschel: "Benutzerfreundliches Werkzeug für die computerunterstützte Projektierung", EVP 9505

F. Muschalle: "Anwendung betriebsmittelspezifischer Künstlicher Neuronaler Netze für Energieversorgungsnetze mit unterschiedlichen Schutzkonzepten - Dokumentation der Konvertierungssoftware und der DS-ANN-Trainingsdaten", EVP 9506

C. Häde: "Beschreibung des Programms zur Bestimmung des Instandhaltungsbedarfs elektrischer Betriebsmittel", EVP 9507

deutung ist dabei die Evidenztheorie, die die mathematische Grundlage zur Verarbeitung von mehrdeutigen und widersprüchlichen Hinweisen bietet. Aufgrund dieser Eigenschaft wird die Evidenztheorie auch eingesetzt, um die unabhängigen Ergebnisse der SFA und der Fehleranalyse des Schutz- und Leitsystems zu verknüpfen.

7. PROMOTIONEN

Reyer, Frank: "Systematische Störungsaufzeichnung und -auswertung in Industrienetzen"

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

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. H.-J. Koglin

Tag der mündlichen Prüfung: 22. Mai 1995

Einrichtungen zur Störwerterfassung werden verwendet, um gesicherte Aussagen über das Netzverhalten zu erhalten und um Störungen in Energieversorgungsnetzen aufzuklären. Zur Datenerfassung werden in der Regel verschiedene Arten von Störwerterfassungsgeräten und/oder digitalen Schutzgeräten mit Störwertspeicher dezentral in den Stationen eingesetzt. Im Rahmen dieser Arbeit wird für Industrienetze, in denen die Störwerterfassung aufgrund der hohen Anforderungen an die Betriebssicherheit eine besondere Bedeutung hat, ein Systemkonzept zur zentralen Durchführung der Parametrierung der Störwerterfassungsgeräte und der Datenauswertung vorgestellt. Dabei wird berücksichtigt, daß ein solches Konzept nur wirtschaftlich realisiert werden kann, wenn es weitgehend in bestehende Systeme integriert wird und einfache, fehlertolerante Werkzeuge zur Datenpflege zur Verfügung stehen.

Der wesentliche Vorteil des Systemkonzepts ist, daß trotz unterschiedlicher Datenquellen wie Störwerterfassungsgeräten und digitalen Schutzgeräten eine einheitliche, zentrale Datenbasis verwendet und somit die automatisierte Auswertung aller im Netz verfügbaren Störungsinformationen ermöglicht wird. In dieser Arbeit wird ein als Standardfehler-Analyse (SFA) bezeichnetes Verfahren vorgestellt, das durch eine solche gemeinsame Auswertung neben der Ermittlung der Fehlerart und des Fehlerortes auch die Widerspruchsfreiheit aller Meßdaten in bezug auf das Ergebnis der Fehleranalyse prüft. Das Ziel der SFA ist, eindeutige Standardfehler zu bestimmen und den Anwender auf nicht klassifizierbare Ereignisse hinzuweisen, um eine zielgerichtete Auswertung vorzubereiten. Da die analogen Meßwerte der Störwert- erfassung Primärgrößen des Energieversorgungsnetzes darstellen, werden diese Meßdaten bei der SFA im Sinne einer diversitären Redundanz zur konventionellen Fehleranalyse des Schutz- und Leitsystems ausgewertet. Die diversitäre Redundanz bezeichnet die Ausführung einer Aufgabe mit unterschiedlichen Verfahren und liefert damit ein mächtiges Kontrollinstrument.

Aufgrund der Bedeutung der Ergebnisse der Störungsanalyse sollte die SFA eine Selbstbewertung der Güte der Fehlerdiagnose liefern, um anzuzeigen, ob die eingesetzten Verfahren nicht mehr uneingeschränkt zu verwenden sind. Deshalb werden die verschiedenen Formen von Unsicherheit, die bei der Fehleranalyse auftreten, berücksichtigt. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Evidenztheorie, die die mathematische Grundlage zur Verarbeitung von mehrdeutigen und widersprüchlichen Hinweisen bietet. Aufgrund dieser Eigenschaft wird die Evidenztheorie auch eingesetzt, um die unabhängigen Ergebnisse der SFA und der Fehleranalyse des Schutz- und Leitsystems zu verknüpfen.