

LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG

UNIVERSITÄT DORTMUND

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



JAHRESBERICHT 1999

Herausgegeben vom

LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG

UNIVERSITÄT DORTMUND

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

44221 Dortmund

Telefon: (0231) 755-2396

Telefax: (0231) 755-2694

E-Mail: handschin@ev.e-technik.uni-dortmund.de

REDAKTION: Dipl.-Ing. D. König, Dr.-Ing. C. Lehmköster

Vorwort

Für die Entwicklung des Lehrstuhls für elektrische Energieversorgung war der 05. März 1999 ein herausragendes Ereignis. Der Einladung zur 25-Jahr-Feier haben nahezu hundert ehemalige und aktive Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter Folge geleistet. Es war eine ausgezeichnete Gelegenheit auf Vergangenes zurückzublicken und Pläne für die Zukunft zu machen.

In allen Projekten des vergangenen Jahres ist uns immer wieder deutlich gemacht worden, daß die großen technischen und wirtschaftlichen Entwicklungen mit immer kleiner werdenden Zeitkonstanten versehen sind. Der rasche und grundlegende Wandel in der Energiewirtschaft wirkt sich auf Forschung und Lehre gleichermaßen aus. Mit neuen Vorlesungen und veränderter Schwerpunktbildung kann ein Teil dieses Paradigmenwechsels dargestellt und vermittelt werden. Der Begriff des lebenslangen Lernens hat aber vor dem Hintergrund der Liberalisierung des Strommarktes eine ganz neue Bedeutung bekommen. In dem von der EU initiierten Weiterbildungsprogramm „Electric Energy Systems – University Enterprise Training Partnership“ wurde in diesem Zusammenhang der Kurs „Energy Trade – Possibilities in liberalised markets“ aufgebaut und im November 1999 durchgeführt.

In der Forschung macht sich die noch immer zu geringe Anzahl der Studierenden zunehmend bemerkbar. Auch wenn der stetige Rückgang der Studierendenzahlen gestoppt werden konnte, sind die Anfängerzahlen immer noch zu niedrig, um den Bedarf an Absolventen in Technik und Wissenschaft decken zu können. Deshalb müssen noch mehr Kooperationen mit wissenschaftlichen Einrichtungen innerhalb und außerhalb der eigenen Universität gesucht und ausgebaut werden. Mit dieser Bündelung können gleichzeitig auch größere Projekte in Angriff genommen werden. Eine enge und verantwortungsvolle Zusammenarbeit mit mehreren Projektpartnern erfordert einen intensiven Informationsaustausch. Die dafür notwendige Technik bietet dazu ausgezeichnete Möglichkeiten. Im Mittelpunkt unseres Interesses steht dabei das Internet (<http://evpara.e-technik.uni-dortmund.de>). Der vorliegende Jahresbericht möge dieses wirkungsvoll ergänzen.

E. Handschin

Inhaltsverzeichnis

1	Personal	1
2	Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen.....	2
3	Lehrbetrieb.....	5
	3.1 Vorlesungen	5
	3.2 Seminare	6
	3.3 Praktika	7
	3.4 Projektgruppen.....	8
	3.5 Exkursionen.....	9
4	Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.....	10
	4.1 Informationstechnische Verfahren für die Planung und Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme	10
	4.2 Modellierung und Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen.....	36
	4.3 Schutz- und Leittechnik.....	52
5	Vorträge	62
	5.1 Beiträge für das Kolloquium.....	62
	5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern.....	63
6	Veröffentlichungen	65
	6.1 Veröffentlichungen.....	65
	6.2 Forschungsberichte.....	69
	6.3 Diplomarbeiten	69
	6.4 Studienarbeiten	70
	6.5 Programmbeschreibungen	70
	Promotionen.....	71

1 Personal

Lehrstuhlinhaber:	Univ. Prof. Dr.-Ing. E. Handschin		
Sekretariat:	Frau I. Gasthaus		
Lehrbeauftragte:	Dr.-Ing. G. Traeder (VEW Energie AG) Dr.-Ing. L. Jendernalik (VEW Energie AG)		
Akademische Gäste:	Dr.-Ing. Y. Wang, Tsinghua University, Beijing, China Dr.-Ing. X.-P. Zhang NARI, Ministry of Electric Power, China Dipl.-Ing. R. Palma Behnke, Dipl.-Ing. F. Sinning Opazo Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile Dipl.-Ing. A. Sarasua, Universidad Nacional de San Juan, Argentinien Dipl.-Ing. M. Y. Vasiliev Siberian Energy Institute, Irkutsk, Russia		
Wiss. Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. D. König		
	Dipl.-Ing. Ch. Becker	Dipl.-Ing. J. Brosda	
	Dipl.-Ing. W. Feilhauer	Dipl.-Ing. C. Leder	
	Dr.-Ing. C. Lehmköster	Dipl.-Ing. L. Müller	
	Dipl.-Ing. T. Nikodem	Dr.-Ing. Ch. Rehtanz	
	Dr.-Ing. J. Teupen	Dipl.-Ing. Th. Wiesner	
Technische Mitarbeiter:	Frau H. Giersberg	Dipl.-Ing. W. Horenkamp	
	Frau R. Meier	Herr K.-D. Tesch	
Studentische Hilfskräfte:	B. Fresen	C. Fricke	M. Gravermann
	J.-M. Hindemitt	Th. Iborg	S. Rudzinski
	M. Schmale	R. Schröter	M. Schubert
	S. Tesch	D. Ujcic	

2 Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen

IDE - Zentrum für Interdisziplinäre

Dortmunder Energieforschung E.V.

Universität Dortmund

Emil-Figge-Str. 68

44227 Dortmund

Das Zentrum versteht sich als eine zentrale Einrichtung, in der das an der Universität Dortmund vorhandene wissenschaftliche Potential gebündelt und für Forschung, Lehre und Praxis nutzbar gemacht werden soll. Es stellt damit Interessenten in Hochschule und Wirtschaft einen geregelten Zugang zu dem an der Universität Dortmund verfügbaren Wissen auf dem Gebiet der Energieforschung zur Verfügung. Zweck des Vereins ist die fakultätsübergreifende Zusammenarbeit und Förderung der Energieforschung an der Universität Dortmund, deren Mitglieder aus den Fakultäten Bauwesen, Chemietechnik, Maschinenbau, Elektrotechnik und Raumplanung kommen. Dabei stehen insbesondere dezentrale Energieumwandlungsanlagen auf Basis fossiler und erneuerbarer Energieträger im Mittelpunkt des Interesses.

Zentrum für innovative Energieumwandlung

und -speicherung E.U.S. GmbH

Munscheidstr. 14

45886 Gelsenkirchen

Die im Jahr 1994 gegründete Forschungsgesellschaft E.U.S. GmbH in Gelsenkirchen 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 Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V. ZEDO
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20
44227 Dortmund

Es ist die satzungsgemäße Aufgabe des ZEDO (Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V.), Forschungs- und Entwicklungsvorhaben auf dem Gebiet neuer Techniken der Informationsverarbeitung zu fördern und den Transfer entsprechender Forschungsergebnisse in betriebliche Anwendungen sicherzustellen. Unter den von ZEDO aktuell bearbeiteten Entwicklungsprojekten sind 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 arbeitete Herr Vassiliev als wissenschaftlicher Gast an unserem Lehrstuhl.

Im Rahmen des ALFA-Programms der Europäischen Union ist der Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung Koordinator des Projektes 'Cooperation in Energy System Research'. ALFA ist die Abkürzung für "Amérique Latine - Formation Académique" und fördert die wissenschaftliche und akademische Zusammenarbeit von Hochschulinstitutionen aus Lateinamerika und Mitgliedsstaaten der Europäischen Union. Zielsetzung des Programms ist die Bildung von Kooperationsnetzwerken zur Durchführung gemeinsamer Forschungsaktivitäten sowie zum Austausch von Studenten und Doktoranden. Im aktuellen Projektabschnitt wird ein Austauschprogramm für Doktoranden des Fachbereiches Elektrotechnik mit Schwerpunkt Energietechnik durchgeführt. Diese Aktivitäten sind eng gekoppelt mit der Planung gemeinsamer Forschungsaktivitäten zu der Thematik der Umstrukturierung von Energieversorgungssystemen zur Förderung des Wettbewerbs. Die am ALFA-Programm beteiligten Hochschulen sind:

Universidad Politécnica de Valencia
Prof. Dr.-Ing. C. Alvarez
Camino de Vera N° 14
Valencia 46071, Spain

Universidade Federal de Santa Catarina
Prof. Dr.-Ing. E. L. da Silva
Campus Universitario/TRINDADE, C.P. 476
Florianopolis - SC. 88040-900, Brasil

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

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

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

Mit der Universidad Politécnica de Valencia besteht über das ALFA-Projekt hinaus eine enge Zusammenarbeit im Rahmen des DAAD-Austauschprogramms „Acciones Integradas Hispano-Alemanas“.

*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*

Nach der gemeinsamen Bearbeitung eines von der EU geförderten Projektes im Bereich innovativer Informationsverarbeitungstechnologien wird ein neues Projekt zwischen IASE, TUW und dem Lehrstuhl auf dem Gebiet der künstlichen neuronalen Netze vorbereitet.

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; Kraftwerkstechnik.

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; Wirtschaftlichkeit.

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.

Elektrizitätswirtschaft (SS)

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 8. Semester.

Inhalt: Verbundsysteme; Liberalisierung Optimierung; Wirtschaftlichkeitsrechnung; Laststeuerung; Bezugsüberwachung; Instandhaltung.

Energieversorgung (WS)

Dr.-Ing. G. Traeder, Dr.-Ing. L. Jendernalik

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

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

Verfahren der Computational Intelligence in der elektrischen Energieversorgung

(WS)

Dr.-Ing. Ch. Rehtanz

Wahlpflichtvorlesung mit intensiven Rechnerübungen für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

Inhalt: Künstliche Neuronale Netze, Evolutionäre Strategien, Genetische Algorithmen, Fuzzy-Theorie, Expertensysteme, Evidenztheorie.

Aufbau und Netzbetrieb von Windkraftanlagen (SS)

Dr.-Ing. Ch. Rehtanz

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 8. Semester.

Inhalt: Energiewandlung, Strömungsprozesse, Bauarten (Generatoren, Umrichter-systeme), Einsatzfelder, Netzanschluß, Netzrückwirkungen, Wirtschaftlichkeit.

3.2 Seminare

Innovative Energieversorgung (SS)

Dr.-Ing. Ch. Rehtanz

Inhalt: Gesamtwirtschaftliche Beurteilung von CO₂-Minderungsstrategien; Nutzen und Technologien innovativer Systeme der Energieversorgung; Speichertechnologien; Energietechnische Integration diskontinuierlicher Einspeiseanlagen; Technologie ausgewählter Komponenten.

Regenerative Energien und neue Energieversorgungssysteme (WS)

Dr.-Ing. Ch. Rehtanz

Dieses Seminar wurde interdisziplinär mit dem Lehrstuhl für Energieprozeßtechnik der Chemietechnik von Prof. Dr.-Ing. K. Strauß durchgeführt.

Inhalt: Strukturen liberalisierter Energiemärkte; Energiemanagement; Rationelle Energiewandlung und -verwendung; Solarthermische und photovoltaische Energietechnik; Dezentrale Energieversorgung; Speichertechnologien; Netzanbindung

3.3 Praktika

Im Rahmen des von allen Lehrstühlen und Arbeitsgebieten der Fakultät Elektrotechnik gemeinsam organisierten Pflicht- und Wahlpraktikums während des Studiums werden vom Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung folgende Versuche angeboten:

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

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

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

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

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

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

3.4 Projektgruppen

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

Überprüfung der Anwendbarkeit neuronaler Netze zur Bestimmung des optimalen Schaltzustandes eines Energieübertragungssystems: Die Deregulierung der Energiemärkte macht eine Erschließung maximaler Einsparpotentiale in der Energieerzeugung und -übertragung durch die Energieversorgungsunternehmen notwendig, um im sich einstellenden Wettbewerb eine ideale Ausgangsposition zu erlangen. Eine Möglichkeit einer Reduzierung der Übertragungskosten stellt sich in der Ermittlung eines optimalen Schaltzustandes des Übertragungsnetzes dar. Mit Hinblick auf die sich nur langsam ändernde Topologie eines Übertragungsnetzes scheint das Training eines neuronalen Netzes geeignet zu sein, diese Optimierung vorzunehmen. In der Arbeit sollen die verschiedenen Arten künstlicher neuronaler Netze sowie der Kohonenkarte mit Hinblick auf ihre Anwendbarkeit für das vorgestellte Optimierungsproblem untersucht werden.

Elektrische Energiebilanz eines typischen Privathaushaltes: Im Rahmen eines Forschungsprojektes ist für einen privaten Haushalt eine Energiebilanz im Hinblick auf das technische und benutzerorientierte elektrische Energieeinsparpotential aufzustellen. Ein wesentlicher Teil der Energiebilanz ist, neben der Heizenergie, der Verbrauch an elektrischer Energie. Dieser Energieverbrauch soll durch Messungen an verschiedenen Hausanschlußkästen ermittelt werden. Auf der Grundlage der ermittelten Ergebnisse soll ein Energiesparkonzept inklusive dezentraler Energieumwandlungsanlagen für private Haushalte entwickelt werden. Diese Projektgruppe wird in Zusammenarbeit mit den Gemeinschaftsstadtwerken Kamen/Bergkamen/Bönen durchgeführt.

Elektrische Energietechnik leichter lernen mit Java: Durch das Internet und die Computertechnik ergeben sich auch für den Vorlesungs- und Übungsbetrieb neue Möglichkeiten, Wissen anschaulicher und verständlicher zu vermitteln. Ziel dieser Projektgruppe ist daher, herauszuarbeiten, welche dieser neuen Möglichkeiten sinnvoll für den modernen Übungsbetrieb im Rahmen der Vorlesung "Elektrische Energietechnik" genutzt werden können. Im einzelnen sollen geeignete Übungsbeispiele aus der Vorlesung ausgewählt, mit Hilfe der Programmiersprache Java umgesetzt und in die WWW-Seiten des Lehrstuhls eingebunden werden.

Darstellung von Lastflußergebnissen mittels HTML-Code: Die Lastflußrechnung ist die grundlegende Funktion in der Netzleittechnik zur Bestimmung eines aktuellen Netzzustandes. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt üblicherweise in Netzbildeditoren oder in Form von Listen. Während die grafische Anzeige nur beschränkte Netzausschnitte

wiedergibt, sind die Listen bei größer werdenden Netzen schnell unübersichtlich und lassen kaum eine Verbindung zwischen den Daten eines Betriebsmittels und den verbundenen Knoten zu. Die aus dem Internet bekannte Sprache HTML erlaubt eine sinnvolle Verknüpfung der Daten zwischen den Knoten und den angeschlossenen Betriebsmitteln und kann somit eine übersichtliche Darstellung bieten. Ziel der Projektgruppe ist die Erstellung einer Funktion zur Ausgabe der Lastflußergebnisse im HTML-Format, die an ein bestehendes Programmpaket zur Lastflußberechnung anzukoppeln ist.

Prüf- und Meßverfahren im Hinblick auf die Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) von leitungsgebundenen Störgrößen: Jede elektrische Einrichtung muß den entsprechenden EMV-Vorschriften genügen, wenn es innerhalb der EG eingesetzt oder betrieben wird. Zur Sicherstellung der elektromagnetischen Verträglichkeit einer elektrischen Einrichtung sind alle in Frage kommenden Störeinflüsse zu untersuchen. Grundsätzlich kann zwischen leitungsgebundenen und nichtleitungsgebundenen Störeinflüssen unterschieden werden. In dieser Arbeit sind die zugrundeliegenden Normen für leitungsgebundene Störeinflüsse hinsichtlich der erforderlichen Meß- und Prüfverfahren zu selektieren. Dabei sind als Teilaufgaben die Normen für leitungsgebundene Störgrößen zusammenzustellen, die unterschiedlichen Normen und Empfehlungen im Hinblick auf die Meß- und Prüfverfahren zu vergleichen und ein Anforderungsprofil für eine entsprechende Testeinrichtung zu erstellen.

3.5 Exkursionen

Im Berichtszeitraum wurden drei eintägige Exkursionen und zwar am 04. Februar zum Kraftwerk und zur Schaltanlage Gersteinwerk sowie zur Hauptschaltleitung der VEW Energie AG, am 02. Juli zur Firma ENERCON sowie zum Testfeld des DEWI (Deutsches Windenergieinstitut) und am 11. November zur Fertigungsanlage für elektrische Durchlauf-erhitzer der Fa. Vaillant in Bad Kreuznach durchgeführt.

4 Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

4.1 Informationstechnische Verfahren für die Planung und Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme

4.1.1 Bewertung von Übertragungsdienstleistungen bei grenzüberschreitendem Elektrizitätshandel in Verbundnetzen

Die Entwicklung eines geeigneten Verfahrens zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten stellt für die wettbewerbliche Organisation der Elektrizitätswirtschaft eine zentrale Problemstellung dar. Die Aufgabenstellung besteht darin, die Gesamtkosten des Netzes nach einem Umlageverfahren den einzelnen Netznutzern zuzuordnen. Hierbei sind unterschiedliche Anforderungen zu berücksichtigen, die zueinander teilweise in Konflikt stehen. Die wesentlichen Kriterien sind im Bild 4.1 zusammenfassend dargestellt. Letztendlich muß ein geeignetes Verfahren eine angemessene Kompromißlösung darstellen, die bei den Marktakteuren ausreichende Akzeptanz findet. Darüber hinaus ist die Gestaltung des Netzzugangs und der Netzentgelte an die konkret vorliegende Marktorganisation anzupassen. Hierbei ist insbesondere zwischen Elektrizitätsmärkten mit einem zentral organisierten, obligatorischen Poolhandel und Märkten, die den Schwerpunkt auf den bilateralen Stromhandel legen, zu unterscheiden.

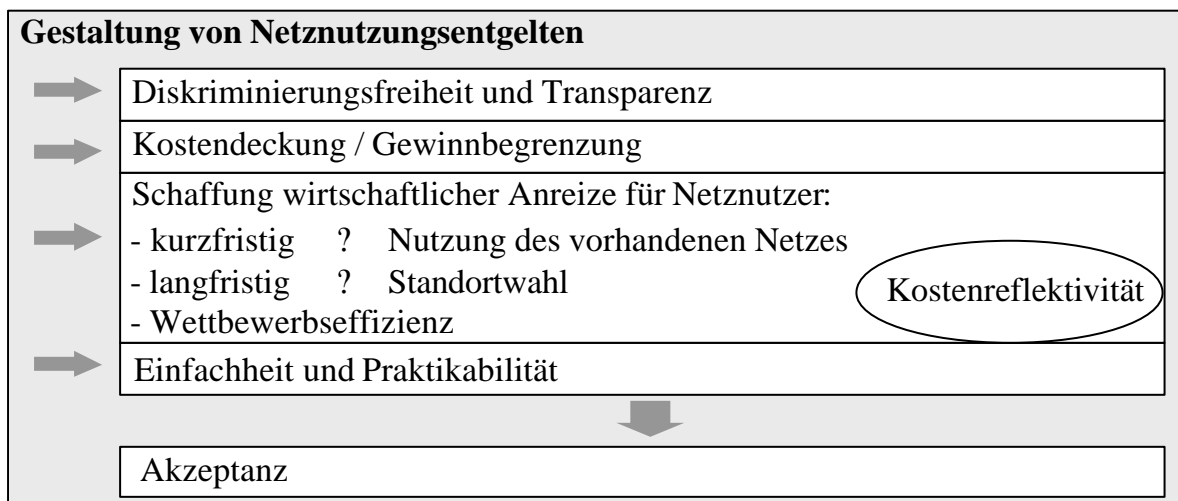


Bild 4.1: Anforderungen an die Gestaltung von Netznutzungsentgelten

Die in den vergangenen Jahren durchgeführte und teilweise noch andauernde Neuordnung der Elektrizitätswirtschaft in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union hat zu unterschiedlichen Lösungen sowohl hinsichtlich der Marktorganisation als auch der Gestaltung der Netzzugangsrechte geführt. Das in der Binnenmarktrichtlinie Elektrizität enthaltene

Subsidiaritätsprinzip läßt diesen Gestaltungsspielraum zu. Die Realisierung des politisch geforderten europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes erfordert jedoch über die nationalen Netzzugangsregelungen hinaus den Zugang zu allen Netzbereichen des Verbundnetzes, für dessen Realisierung gemeinsame Regelungen hinsichtlich der Behandlung grenzüberschreitender Handelstransaktionen notwendig sind. Im vermaschten Verbundnetz werden aufgrund des sich nach physikalischen Gesetzen aufteilenden Leistungsflusses in der Regel alle Netzbereiche in unterschiedlichem Ausmaß durch die aus grenzüberschreitenden Stromhandelstransaktionen resultierenden Übertragungen beeinflusst. Dies betrifft insbesondere Elektrizitätslieferungen zwischen nicht benachbarten Netzbereichen, die als Transite bezeichnet werden. Eine physikalische Beeinflussung des Lastflusses dritter Netzbereiche erfolgt jedoch auch durch Ringübertragungen bei Elektrizitätslieferungen zwischen benachbarten Netzbereichen. Für die Inanspruchnahme von Übertragungskapazität in externen Netzbereichen ist ein angemessenes Entgelt an die betroffenen Netzbetreiber zu entrichten. Dem in Bild 4.1 enthaltenen Kriterium der Kostenreflektivität ist hierbei eine besondere Bedeutung beizumessen. Die kostenreflektive Gestaltung der Entgelte erfordert jedoch eine Bewertung der technisch-physikalischen Auswirkungen grenzüberschreitender Stromhandelstransaktionen auf der Grundlage von Lastflußanalysen. Hierbei ist zu beachten, daß die Beeinflussung eines betrachteten Netzbereiches aus der Überlagerung aller Übertragungstransaktionen resultiert. Eine Entgeltbestimmung nach dem Konzept der Vertragspfade erscheint daher nicht angemessen.

Die durchgeführte Forschungsarbeit leistet einen Beitrag zu der dargestellten, aktuell diskutierten Problemstellung der Behandlung grenzüberschreitender Übertragungsdienstleistungen in Verbundnetzen. Ausgehend von einer allgemeinen, strukturierten Analyse unterschiedlicher Konzepte zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten und der damit in enger Beziehung stehenden Problemstellung der Behandlung von Netzengpässen in einem liberalisierten Elektrizitätsmarkt werden die Untersuchungen auf die Betrachtung von Verbundnetzen mit mehreren Verantwortungsbereichen vor dem Hintergrund des europäischen Elektrizitätsbinnenmarktes erweitert. Die Bewertung des technisch-physikalischen Einflusses grenzüberschreitender Stromhandelstransaktionen auf einzelne Netzbereiche und eine darauf basierende Bestimmung von Netznutzungsentgelten erfordert für reale Netze wie beispielsweise das Verbundnetz der UCTE (bisher UCPTE) ein für den betrachteten Anwendungsfall geeignetes, reduziertes Modell des Verbundnetzes. Dieses Modell muß vor allem den Einfluß überlagerter Transite und Ringübertragungen auf das Lastflußverhalten nachbilden.

Das entwickelte Verbundnetzmodell dient als Grundlage für die Anwendung unterschiedlicher lastflußbasierter Verfahren zur Bestimmung der Netzinanspruchnahme bei Transiten und Ringübertragungen. Die vergleichende Bewertung der verschiedenen untersuchten Verfahren und der zugrunde liegenden Netznutzungskonzepte erfolgt durch Simulationsrechnungen für ein aus vier Netzbereichen bestehendes Modellsystem. Einen Schwerpunkt der Untersuchungen stellt hierbei die als Pancaking bezeichnete Problematik dar. Die einzelnen Simulations- und Bewertungsverfahren sowie die Datenmodelle zur Darstellung des physikalischen Energieversorgungssystems und des Elektrizitätsmarktes sind objektorientiert in ein Programmsystem integriert. In den folgenden Ausführungen wird das Modell des Verbundnetzes mit der zugrunde liegenden verfahrenstechnischen Realisierung dargestellt.

Die topologische Struktur des Ersatznetzes entspricht der von der UCTE für die Analyse langfristiger Transite vorgesehenen Ersatzdarstellung, welche die Kuppelknoten zwischen den Netzbereichen enthält (vgl. Bild 4.2). Im Gegensatz zu dem für langfristige Transite vorgesehenen Modell, das ein unbelastetes Netz zugrunde legt, wird bei dem hier realisierten Verfahren die Vorbelastung berücksichtigt. Hierzu wird der Netzreduktion ein Grundlastzustand des Netzes zugrunde gelegt. Für nachträgliche Analysen ist der Betriebszustand der einzelnen Netzbereiche bekannt. Bei kurzfristigen, vorausschauenden Analysen kann vorausgesetzt werden, daß der Betriebszustand unter Berücksichtigung der bereits akzeptierten langfristigen Transite hinreichend genau berechnet werden kann. Im Hinblick auf den erforderlichen Koordinationsbedarf zwischen den einzelnen Netzbetreibern ist die Tatsache wichtig, daß die Reduktion jedes einzelnen Netzbereiches von dem jeweils zuständigen Netzbetreiber ohne Kenntnis der topologischen Struktur der anderen Netzbereiche durchgeführt werden kann.

Die Grundlage der Umsetzung stellt das Verfahren der Ward-Netzreduktion dar. Die kapazitiven Querelemente von Freileitungen und Kabeln werden bei der realisierten Verfahrensvariante vor der Durchführung der passiven Netzreduktion in Blindleistungseinspeisungen an den Anschlußknoten umgerechnet und bleiben bei der passiven Reduktion unberücksichtigt. Durch die aktive Reduktionsvorschrift werden die auf den betrachteten Grundlastzustand bezogenen Leistungsinjektionen an eliminierten, netzbereichsinternen Netzknoten zusammen mit den Blindleistungseinspeisungen der kapazitiven Querelemente auf äquivalente Leistungsinjektionen an den Kuppelknoten umgerechnet. Diese werden durch PQ-Lasten $\bar{S}_i^{(0)}$ an Kuppelknoten modelliert, wobei zu berücksichtigen ist, daß die Wirklast sowohl positiv als auch negativ sein kann. Das auf diese Weise ermittelte Ersatzmodell stellt für den bei der Reduktion zugrunde gelegten Netzbetriebszustand eine mathematisch äquivalente Darstellung dar, ermöglicht jedoch noch nicht die Modellierung von Transiten und dem daraus resultierenden Einfluß auf das Lastflußverhalten. Um die Reaktion

eliminierten netzbereichsinterner PU-Knoten auf veränderte Leistungsflüsse zu modellieren, wird nach dem Extended-Ward-Verfahren jedem Kuppelknoten ein zusätzlicher PU-Knoten, der über eine Innenimpedanz mit dem Kuppelknoten verbunden ist und ausschließlich Blindleistung $Q_{EW,i}$ in das Netz einspeist, hinzugefügt. Als Spannungswert $U_{EW,i}$ wird der Spannungsbetrag des Grundlastzustands vorgegeben.

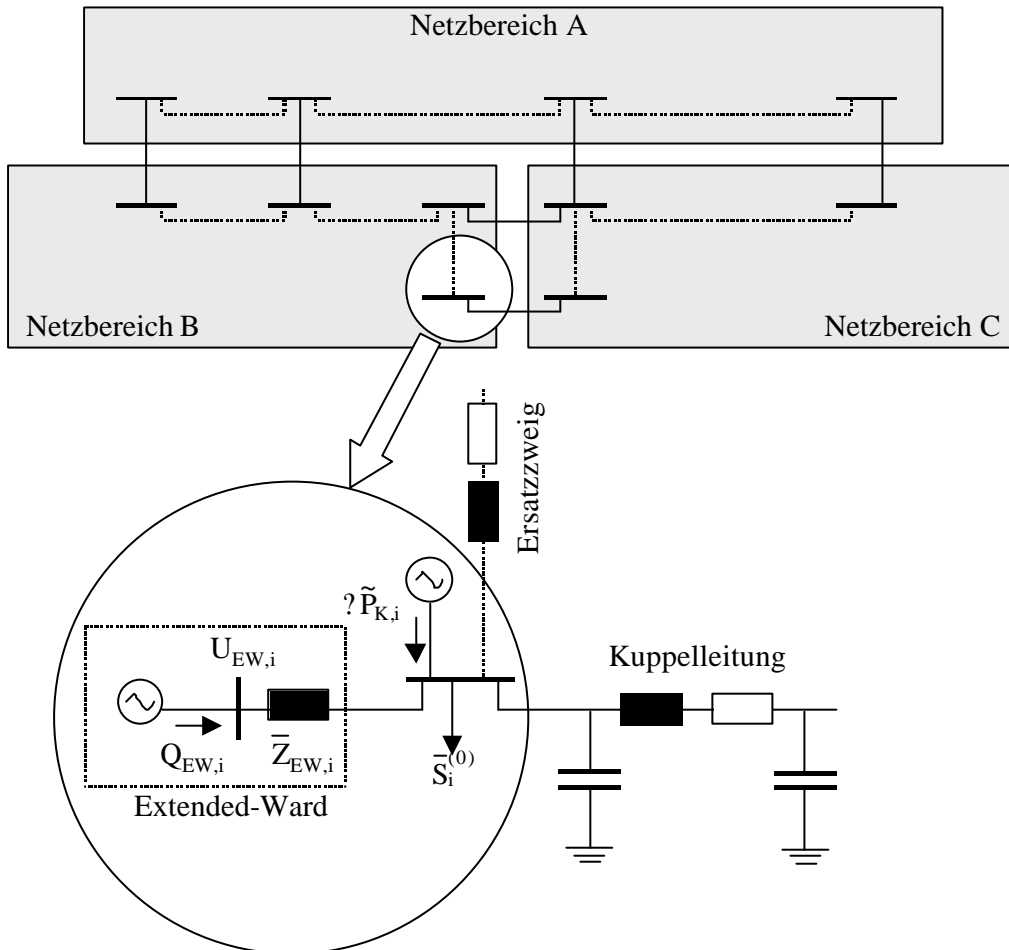


Bild 4.2: Struktur des reduzierten Verbundnetzmodells

Für die Nachbildung zusätzlicher Übertragungen werden die veränderten Wirkleistungsinjektionen an eliminierten Netzknoten auf äquivalente Leistungsinjektionen an den Kuppelknoten umgerechnet. Den Ansatz für die Herleitung dieser Transformationsvorschrift liefert das lineare P \tilde{P} -Modell der Lastflußgleichungen. Nach Kuppelknoten K und netzbereichsinternen Knoten I sortiert ergibt sich die folgende Darstellung:

$$\begin{matrix} \tilde{P}_K & \tilde{P}_I & \tilde{P}_K & \tilde{P}_I \\ \tilde{P}_K & \tilde{P}_I & \tilde{P}_K & \tilde{P}_I \\ \tilde{P}_K & \tilde{P}_I & \tilde{P}_K & \tilde{P}_I \end{matrix} \begin{matrix} \tilde{B}_{KK} & \tilde{B}_{KI} & \tilde{B}_{KK} & \tilde{B}_{KI} \\ \tilde{B}_{KI} & \tilde{B}_{II} & \tilde{B}_{KI} & \tilde{B}_{II} \\ \tilde{B}_{KK} & \tilde{B}_{KI} & \tilde{B}_{KK} & \tilde{B}_{KI} \\ \tilde{B}_{KI} & \tilde{B}_{II} & \tilde{B}_{KI} & \tilde{B}_{II} \end{matrix}$$

Durch Äquivalenzumformung des Gleichungssystems wird die Transformationsvorschrift zur Umrechnung von veränderten Wirkleistungseinspeisungen an internen Knoten auf die Kuppelknoten, die durch die Matrix \tilde{T}_P definiert ist, hergeleitet:

$$\begin{matrix} \tilde{P}_K & \tilde{T}_P & \begin{matrix} P_E \\ P_K \end{matrix} \end{matrix} \quad \text{mit:} \quad \begin{matrix} \tilde{T}_P & \begin{matrix} 1 & 0 & \square & 0 \\ 0 & 1 & & \square \\ \square & & \square & 0 \\ 0 & \square & & 1 \end{matrix} \end{matrix} ; \quad \begin{matrix} T_P \\ B_{KI} \\ B_{II} \end{matrix}^{-1}$$

Für die praktische Anwendung des Modells ist es zweckmäßig, die Netzknoten der einzelnen Netzbereiche zu Gruppen zusammenzufassen und somit die Spaltenanzahl der Matrix \tilde{T}_P zu reduzieren. Für die Gruppierung der Netzknoten sind zwei auf unterschiedlichen Ansätzen basierende Verfahren realisiert:

- K-Means-Verfahren der Clusteranalyse
- unüberwachtes Trainieren einer selbstorganisierenden Merkmalskarte (Kohonenkarte).

Bei beiden Verfahren dienen die Netzknoten eines betrachteten Netzbereiches als Eingangsobjekte, die durch die entsprechende Spalte der Matrix \tilde{T}_P charakterisiert werden. Beide Verfahren stellen sich für den Anwendungsfall gleichermaßen als geeignet dar. Der Vorteil der Merkmalskarte ist darin zu sehen, daß sie die Nachbarschaftsbeziehungen zwischen den Netzknotengruppen abbildet und somit eine leichtere Interpretation der resultierenden Gruppierung erlaubt.

Zur Bewertung der Modellgenauigkeit wurden Simulationsrechnungen für ein aus vier Netzbereichen bestehendes Modellsystem durchgeführt. Jeder Netzbereich enthält 72 Knoten. In Bild 4.2 und Bild 4.3 sind beispielhaft die Ergebnisse von 5000 simulierten Szenarien mit jeweils einer zusätzlichen Punkt-zu-Punkt-Übertragung zwischen unterschiedlichen Netzbereichen bei einer Transaktionsleistung von $P_T=750$ MW dargestellt. Hierbei werden die Ergebnisse der Wirkleistungsflüsse über die einzelnen Kuppelleitungen (i-j), die auf der Grundlage des vollständigen Netzmodells berechnet wurden, mit denjenigen der Ersatzdarstellung verglichen.

Bild 4.3 zeigt die relative Häufigkeit des Modellfehlers $F_{(i-j),s}$ für Berechnungen mit der vollständigen Matrix und einer Gruppierung zu 9 Netzknotengruppen in jedem Netzbereich.

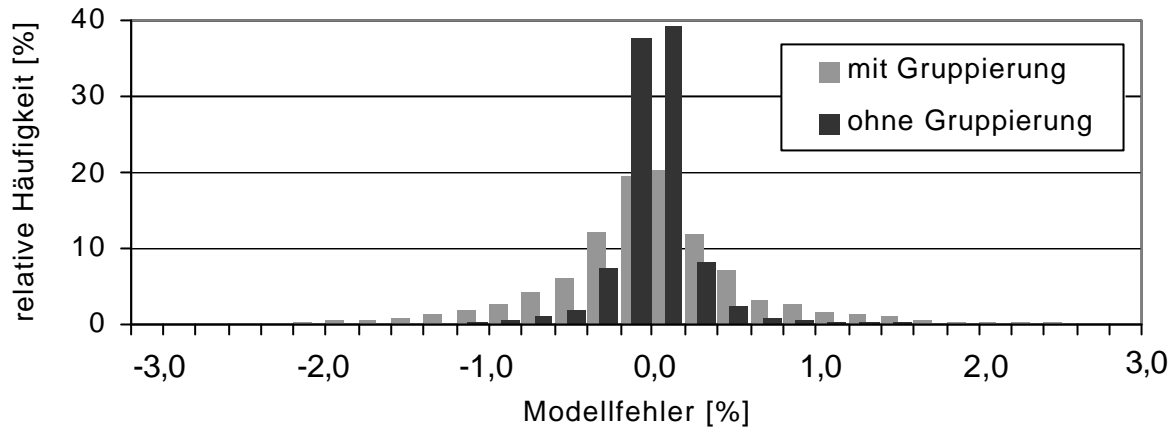


Bild 4.3: Bewertung der Modellgenauigkeit

Modellfehler für Szenarium s, Zweig (i-j):
$$F_{(i?j),s} = \frac{P_{(i?j),s}^{(red.)} - P_{(i?j),s}^{(vollst)}}{P_T}$$

Durch Bild 4.4 wird verdeutlicht, daß die Lastflußrechnungen auf der Grundlage des Ersatzmodells auch die Änderung der Übertragungsverluste in transitierenden Netzbereichen tendenziell abbildet. Hierzu sind die Verluständerungen in der Ersatzdarstellung mit denen des vollständigen Netzmodells für unterschiedliche Transitszenarien vergleichend dargestellt.

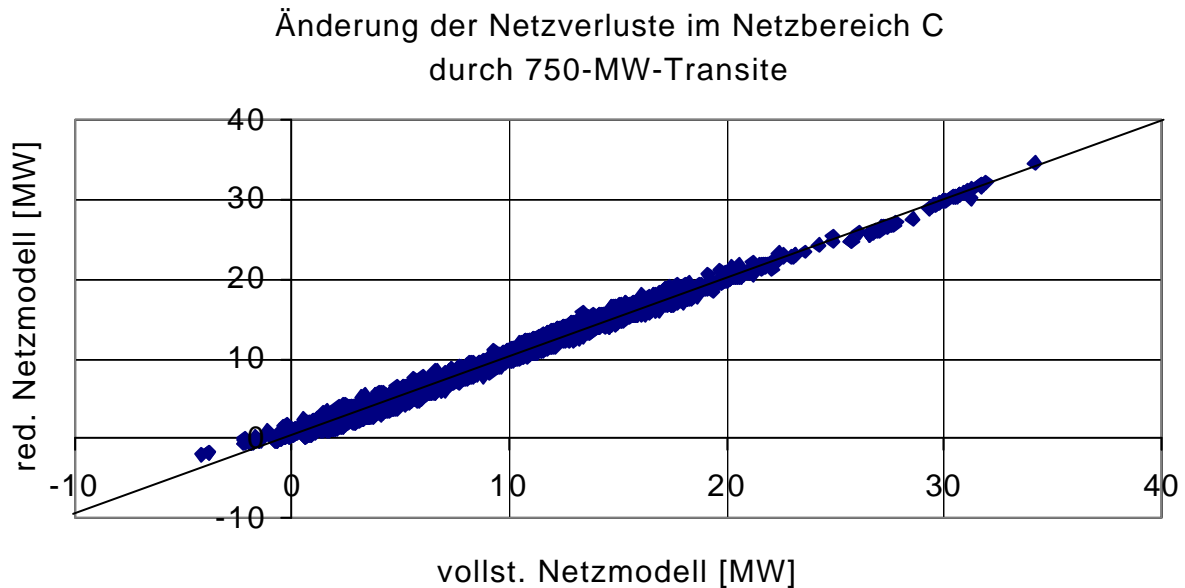


Bild 4.4: Vergleich der berechneten Verluständerungen

4.1.2 Strategieentwicklung zum Management von Netzengpässen

Die Ausweitung der Energielieferverträge bezüglich Anzahl und Menge im liberalisierten Markt für elektrische Energie in Deutschland und Europa stellt erweiterte Anforderungen an die Netzbetriebsführung elektrischer Energieübertragungssysteme (EÜS), die über die heute spezifizierten Regeln des GridCodes hinausragen. So ist heute insbesondere die Bereitstellung von Übertragungskapazitäten durch den Netzbetreiber im Fall von auftretenden Netzengpässen nur unzureichend geregelt. Ungeachtet der aktuell verfügbaren, hohen Übertragungskapazität im deutschen EÜS wird die Bedeutung von Netzengpässen auf Kuppelleitungen durch die erwartete Verlagerung der Erzeugungsschwerpunkte im gesamten europäischen EÜS zunehmen. Dies ist insbesondere zurückzuführen auf die zentrale Lage des deutschen EÜS innerhalb von Europa, das sowohl durch Energieübertragungen von West nach Ost, bzw. von Nord nach Süd beansprucht wird.

Gemäß des deutschen GridCodes ist die Anfrage für eine Energielieferung mit entsprechenden Übertragungsdienstleistungen durch den Netzbetreiber abzulehnen, wenn in einem einzigen Zeitpunkt innerhalb eines Tages eine Verletzung der sicherheitstechnischen Restriktionen im EÜS auftritt. Eine Möglichkeit zur Umverteilung der Leistungseinspeisungen bei auftretenden Netzengpässen durch einen Kraftwerksbetreiber oder durch einen Stromhändler, die nachfolgend als Energielieferanten bezeichnet werden, ist heute nicht vorgesehen. Dies ist darauf zurückzuführen, daß die Umverteilung der Leistungseinspeisungen für den Energielieferanten aufgrund fehlender Transparenz des Übertragungsnetzes sowie fehlender, knotenspezifischer Preissignale nicht durchführbar ist.

Durch diese Regelung ist im Fall von auftretenden Netzengpässen ein wirtschaftliches Handeln weder für den Energielieferanten noch für den Netzbetreiber gegeben. Auf der einen Seite ist es dem Energielieferanten nicht möglich, elektrische Energie zu verkaufen. Andererseits erhält der Netzbetreiber keine Einnahmen für die Bereitstellung von Übertragungskapazitäten und Systemdienstleistungen für diese abzulehnende Transaktion. Ebenso erfolgt durch diese Vorgehensweise der Anmeldung von Übertragungsdienstleistungen keine maximale Ausnutzung der vorhandenen Übertragungskapazitäten, da diese nur über eine Optimierung durch den Netzbetreiber, der Kenntnis über alle gleichzeitig zu berücksichtigenden Übertragungsdienstleistungen besitzt, erreicht werden kann. Der dadurch definierte Handlungsbedarf ist bisher noch nicht umfassend untersucht worden und ist deshalb Gegenstand eines neuen Forschungsvorhabens am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung.

Die bekannten Verfahren zur Umverteilung von Leistungsflüssen im Fall von Netzengpässen basieren auf einer Neuberechnung der wirtschaftlichen Lastaufteilung unter Berücksichtigung der Netzrestriktionen, die durch die Gleichungen des Gleichstrom-Lastfluß-Modells (P- θ -Modell) berücksichtigt werden. Die entstehenden Mehrkosten für die Übertragungsdienstleistungen werden im Pool-Modell als Kosten für Systemdienstleistungen an alle Energielieferanten weitergereicht. Im Fall bilateraler Energielieferverträge können die entstehenden Mehrkosten als inkrementelle, knotenspezifischer Veränderungen der Übertragungsentgelte berücksichtigt werden.

Die bekannten Verfahren berücksichtigen Engpässe in der Übertragungskapazität, die durch die thermische Belastbarkeit der Übertragungselemente im Normalbetrieb gegeben sind. Eine Berücksichtigung von sicherheitstechnischen Nebenbedingungen, d.h. von Einschränkungen der Strombelastbarkeit und des Spannungsbandes für beliebige Szenarien der (n-1)-Sicherheit, erfolgen nicht. Diese Vereinfachungen mit dem bisher verwandten P- θ -Modell ohne Berücksichtigung der Blindleistungsflüsse, die zu einer zusätzlichen Auslastung der Übertragungselemente führen, ergeben Approximationsfehler von bis zu 5%. Dementsprechend kann eine exakte und verursachergerechte Aufteilung der erhöhten Übertragungsentgelte nicht erfolgen.

Eine Alternative zur Umverteilung der Leistungseinspeisungen der Kraftwerkseinheiten auf der Basis knotenspezifischer Übertragungsentgelte stellt der Einsatz von leistungsflußsteuernder Übertragungselementen dar. Diese auf der Leistungselektronik beruhenden Übertragungselemente führen auf das Konzept der „Flexible AC Transmission Systems (FACTS)“, die eine kontinuierliche und verschleißfreie Steuerung der Leistungsflüsse und Knotenspannungen an den Anschlußpunkten erlauben. Das allgemeinste, für die Leistungsflußsteuerung relevante FACTS-Betriebsmittel stellt der „Unified Power Flow Controller (UPFC)“ dar, der derzeit in einem Pilotprojekt bei American Electric Power in den USA realisiert wird. Durch den Einsatz eines UPFC ist sowohl die unabhängige Steuerung von Wirk- und Blindleistungsflüssen als auch der Spannung in einem Anschlußpunkt möglich. Diese Eigenschaften der FACTS-Betriebsmittel ermöglichen dem Netzbetreiber direkt durch eine aktive Beeinflussung der Leistungsflüsse die optimale Ausnutzung bestehender Netzressourcen, ohne daß eine kostenintensive Umverteilung der Einspeiseleistungen der Kraftwerke mit entsprechenden höheren Erzeugungskosten vorzunehmen ist.

Auf der Grundlage aktuell abgeschlossener Arbeiten am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung wird im Rahmen dieses Forschungsvorhabens ein neues Konzept

für ein Netzengpaßmanagement auf der Basis einer exakten Optimierung des Netzzustandes (Optimal Power Flow, OPF) realisiert. Neben den Lastflußgleichungen und technischen Restriktionen beinhaltet dieser OPF weitere Nebenbedingungen, die eine Berücksichtigung der Nachbarnetze und der (n-1)-Netzicherheit für kritische Ausfallszenarien vornehmen.

Das Optimierungsziel des Netzengpaßmanagements stellt die Maximierung der Übertragungskapazität (Available Transmission Capacity, ATC), entsprechend einer Erhöhung aller zu versorgenden Lasten P_{Li} um die Faktor γ_i dar.

$$F(\mathbf{x}) = \sum_{i=1}^n \gamma_i P_{Li}$$

Dieser sicherheitsbeschränkte OPF stellt die algorithmische Basis für das aktuelle Forschungsvorhaben dar, eine exakte und dadurch verursachergerechte Berechnung von Netzengpässen vorzunehmen.

Das Ziel des vorliegenden Forschungsvorhabens ist die Erkennung von Netzengpässen und die Entwicklung geeigneter Betriebsführungs-Strategien zur wirtschaftlich optimalen Ausnutzung bestehender Übertragungskapazitäten in liberalisierten Energiemärkten. Hierbei sind die sicherheitstechnischen Restriktionen in der Netzbetriebsführung zu berücksichtigen, um die zuverlässige Energieversorgung auch unter den Rahmenbedingungen des liberalisierten Energiemarktes zu wahren.

Auf der Basis einer exakten, kompakten Optimierung der Netzzustandes werden Preismodelle in Ergänzung zu bestehenden Netznutzungsgebühren entwickelt, die durch Preissignale eine Beseitigung der Engpässe im EÜS vornehmen. Aufbauend auf diesen Untersuchungen wird zu klären sein, inwieweit der Netzbetreiber durch konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen oder durch den Einsatz leistungsflußsteuernder Übertragungselemente eine Erhöhung der Übertragungskapazität in kritischen Netzbereichen bewirken kann. Für die unterschiedlichen Varianten der Beseitigung von Netzengpässen im Bereich der Netzplanung wird dabei analysiert, inwieweit die Investitionsrentabilität einer solchen Maßnahme durch die Erhöhung der Netzengpaßleistung und Vermeidung kostenintensiver Umverteilung der Leistungseinspeisungen gegeben ist.

M. Vassiliev, C. Lehmköster

4.1.3 Wirtschaftlich optimaler Betrieb von FACTS-Betriebsmitteln

Die strukturellen Veränderungen, denen derzeit die gesamte elektrische Energieversorgung unterworfen ist, werden im wesentlichen durch die weltweite Liberalisierung der Energiemärkte bestimmt. Daneben weisen aber auch technische Weiterentwicklungen im Bereich der leistungselektronischen Übertragungselemente einen Entwicklungsstand auf, der den Einsatz dieser Betriebsmittel in bestehenden Energieübertragungssystemen (EÜS) erlaubt (Bild 4.5). Die leistungselektronischen Übertragungselemente, die auch als Flexible AC Transmission Systems (FACTS) bezeichnet werden, ermöglichen in Abhängigkeit ihrer Ausführung sowohl eine kontinuierliche Veränderung von Wirk- und Blindleistungsflüssen in EÜS als auch eine Querkompensation zur Beeinflussung des Spannungsprofils.

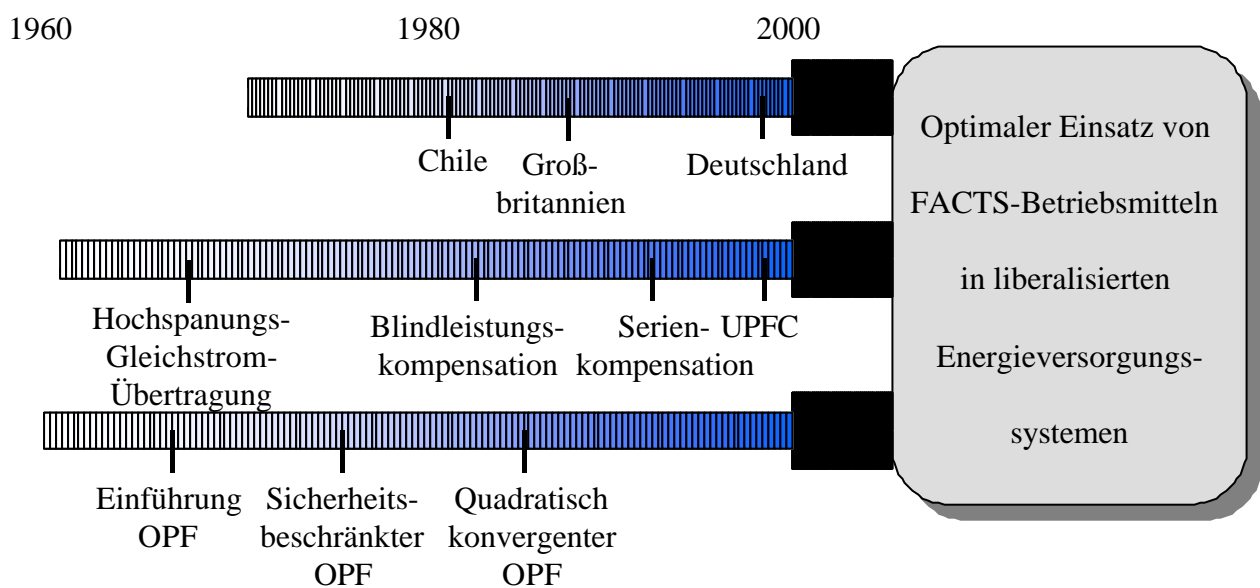


Bild 4.5: Zeitliche Entwicklung der strukturellen Entwicklungen in der elektrischen Energieversorgung

Die Einsatzbereiche der projektierten oder weiterer in Betrieb befindlicher FACTS-Betriebsmittel, wie des allgemeinen Lastflußreglers (Unified Power Flow Controller, UPFC) bei American Electric Power (AEP), erfolgt anhand kritischer Ausfallszenarien, die im allgemeinen nur für kurze Betrachtungszeiträume vorliegen. Ein weiterer Anwendungsbereich liegt in der Verbesserung der statischen und transienten Stabilität, die durch FACTS-Betriebsmittel positiv beeinflusst wird. Im überwiegenden Teil der Betriebszeit wird das EÜS jedoch im ungestörten Zustand betrieben, so daß die Regelungseigenschaften der FACTS-Betriebsmittel für eine Netzzustandsoptimierung (Optimal Power Flow, OPF) zur Verfügung stehen.

Zur Lösung der resultierenden Optimierungsaufgabe in der Netzbetriebsführung stehen zahlreiche, unterschiedliche Verfahren zur Verfügung, die erfolgreich in der Praxis

eingesetzt werden. Das hier vorgestellte Optimierungsproblem unterscheidet sich jedoch grundsätzlich von den bestehenden Problemstellungen der Netzzustandsoptimierung. Die Ursache hierfür stellen die zusätzlichen Steuervariablen der FACTS-Betriebsmittel sowie die zahlreichen, weiteren Nebenbedingungen dar, die durch den liberalisierten Energiemarkt vorgegeben werden. Diese Erweiterungen machen die Anwendung eines kompakten Optimierungsalgorithmus notwendig, der sich durch die direkte Integration der Lastflußgleichungen in die Optimierung von den weit verbreiteten nicht-kompakten Verfahren zur Lösung des OPF unterscheidet. Durch den Einsatz eines kompakten Optimierungsalgorithmus wird eine robuste und somit zuverlässige Lösung erzielt. Die Integration der Lastflußgleichungen als Restriktionen und die damit im Vergleich zu nicht-kompakten Verfahren verursachte Vergrößerung des Optimierungsproblems führt dementsprechend zu einer geringfügigen Erhöhung der erforderlichen Rechenzeit. Allerdings ist dieser Anstieg der Rechenzeit hinsichtlich der stetig steigenden Leistung der verfügbaren Rechnerleistung nur von untergeordneter Bedeutung.

Von den kompakten Optimierungsalgorithmen wird insbesondere die Newton-Lagrange-Methode in der Netzzustandsoptimierung eingesetzt. Hinsichtlich der fehlenden Möglichkeit, Ungleichheits-Nebenbedingung direkt in dieses Verfahren zu integrieren, sind unterschiedliche Ansätze wie Bestrafungsterme, Active-Set-Methoden und Interior-Point-Methoden im Einsatz. Diese Erweiterungen der Newton-Lagrange-Methode sind jedoch grundsätzlich mit dem Einsatz von heuristischen, inneren Größen der Optimierung verbunden, die eine Anpassung an die jeweilige Optimierungsaufgabe erfordern. Die quadratischen Konvergenzeigenschaften der Newton-Lagrange-Methode sind dementsprechend bei nicht angepaßter Wahl innerer Zustandsgrößen der Optimierung nicht aufrecht zu halten. In der Mathematik ist zur Schließung dieser Unzulänglichkeit das Verfahren der sequentiellen quadratischen Programmierung (SQP) bekannt. Die SQP ersetzt jede Iteration der Newton-Lagrange-Methode durch ein korrespondierendes quadratisches Subproblem. Durch eine Verallgemeinerung dieses quadratischen Subproblems können Ungleichheits-Nebenbedingungen und Begrenzungen der Zustandsvariablen direkt und ohne Einsatz von Heuristiken in der Optimierung berücksichtigt werden. Zur Lösung des quadratischen Subproblems stehen leistungsfähige Werkzeuge zur Verfügung, die eine zuverlässige und schnelle Lösung jedes Schrittes der Optimierung erlauben.

Die Netzzustandsoptimierung erfolgt anhand verschiedener Zielfunktionen, die aus unterschiedlichen Anforderungen der optimierenden Netzbetreiber resultieren:

?? Die Kostenminimierung (PQ-Optimierung) reduziert die Energiekosten, die zum Ausgleich zwischen vertraglichen Leistungseinspeisungen und dem tatsächlichen Leistungsbedarf aller Verbraucher durch den Netzbetreiber zu steuern sind. Darüber

hinaus werden weitere Kostenterme, wie z. B. Strafkosten, die aus der Nichteinhaltung vertraglich vereinbarter Leistungsflüsse an Übergabestellen resultieren, minimiert.

?? Die Verlustminimierung (UQ-Optimierung) ist ein Sonderfall der Kostenoptimierung, in der nur die Veränderung der am Slack-Knoten eingespeisten Wirkleistung durch die Optimierung reduziert wird.

?? Die Maximierung der Übertragungsleistung ist eine Optimierung zur Ausnutzung der maximalen Übertragungskapazität entsprechend einer Maximierung der zu versorgenden Verbraucher.

Neben den üblichen technischen Restriktionen wie der Leitungsbelastung und der begrenzten Leistungserzeugung von Generatoren berücksichtigt die Netzzustandsoptimierung sowohl die Belange der benachbarten EÜS als auch weitere Nebenbedingungen, die aus dem liberalisierten Energiemarkt folgen. Hierzu zählt insbesondere die Einhaltung von Leistungsflüssen an Kuppelstellen, die gemäß eines Fahrplans vereinbart werden.

Zusätzlich zu den technischen und wirtschaftlichen Nebenbedingungen ist die Netzzustandsoptimierung um sicherheitstechnische Restriktionen entsprechend dem $(n-1)$ -Prinzip erweitert. Dieses Prinzip gewährleistet den sicheren und unterbrechungsfreien Betrieb eines EÜS auch bei Ausfall eines beliebigen Übertragungselementes ohne Ausnutzung der schnellen Regelungseigenschaften von FACTS-Betriebsmitteln. Eine Berücksichtigung des $(n-1)$ -Prinzips fand zwar bereits während der weit vorausschauenden Planungen, die auf den heutigen Ausbauzustand des EÜS geführt haben, unter Beachtung eines prognostizierten Lastanstieges statt. Bei der Planung des aktuellen Ausbauzustandes waren die Veränderungen bezüglich der Liberalisierung der Energiemärkte und der Verfügbarkeit von FACTS-Betriebsmitteln weder bekannt noch absehbar. Diese Veränderungen können in Abhängigkeit der vorliegenden Versorgungssituation durch eine erhöhte Netzbelastung, verlagerte Erzeugungsschwerpunkte und eine aktive Leistungsflußsteuerung zu Netzzuständen führen, die Probleme bei der Einhaltung der $(n-1)$ -Sicherheit aufweisen. Eine Ausweitung des bestehenden $(n-1)$ -Prinzips zum $(n-x)$ -Prinzip bei der Integration von FACTS-Betriebsmitteln in bestehende EÜS ist infolge des unkorrelierten Auftretens von Fehlern zwischen den konventionellen und den leistungselektronischen Betriebsmitteln nicht erforderlich.

Nachfolgend ist die durchschnittliche Veränderung der Verlustleistung $?P_{V,Ges}$ in einem engvermaschten Hoch- und Höchstspannungsnetz dargestellt, die auf der Grundlage von tages- und jahreszeitabhängigen Verbrauchercurven für einen Zeitraum von 25 Jahren

berechnet worden ist. Der Bedarf an elektrischer Energie erhöht sich in diesem Zeitraum um 20% entsprechend eines moderaten Lastzuwachses von jährlich weniger als 1%. Die dargestellten Veränderungen beziehen sich auf den optimierten Netzzustand ohne FACTS-Betriebsmittel. Untersucht wurden drei unterschiedliche Einbauorte bei zusätzlicher Berücksichtigung einer konstanten Verlustleistung $P_{V,UPFC}$ des FACTS-Betriebsmittels.

Die durchschnittliche Reduktion der Gesamtverluste liegt im bestmöglichen Fall, der bei Integration eines UPFC am Einbauort *I* im Zentrum des untersuchten EÜS vorliegt, bei 2,7%. Das Einsparpotential für diesen Ausbauzustand des untersuchten EÜS variiert zwischen 2,0% ohne Lastzuwachs und 3,1% gegen Ende des Betrachtungszeitraumes, wenn der maximale Lastzuwachses von 20% erreicht wird. Auch die Berücksichtigung einer konstanten Verlustleistung von 1MW des UPFC führt für den Einbauort *I* auf eine insgesamt positive Bilanz, in der eine durchschnittliche Einsparung von 0,5% zu erzielen ist (Bild 4.6). Der insgesamt steigende Bedarf an elektrischer Energie führt auch zu einer positiven Gesamtbilanz im Idealfall der verlustfrei angenommenen UPFC an den Einbauorten *II* und *III*. Die Einspareffekte in den Gesamtverlusten weisen jedoch mit 1,1% resp. 0,5% einen geringeren Umfang auf, als die erzielten Einsparungen am Einbauort *I*. Die Berücksichtigung der Verlustleistung im Konverter führt jedoch im Gegensatz zum Einbauort *I* zu einem Anstieg der gesamten Verluste.

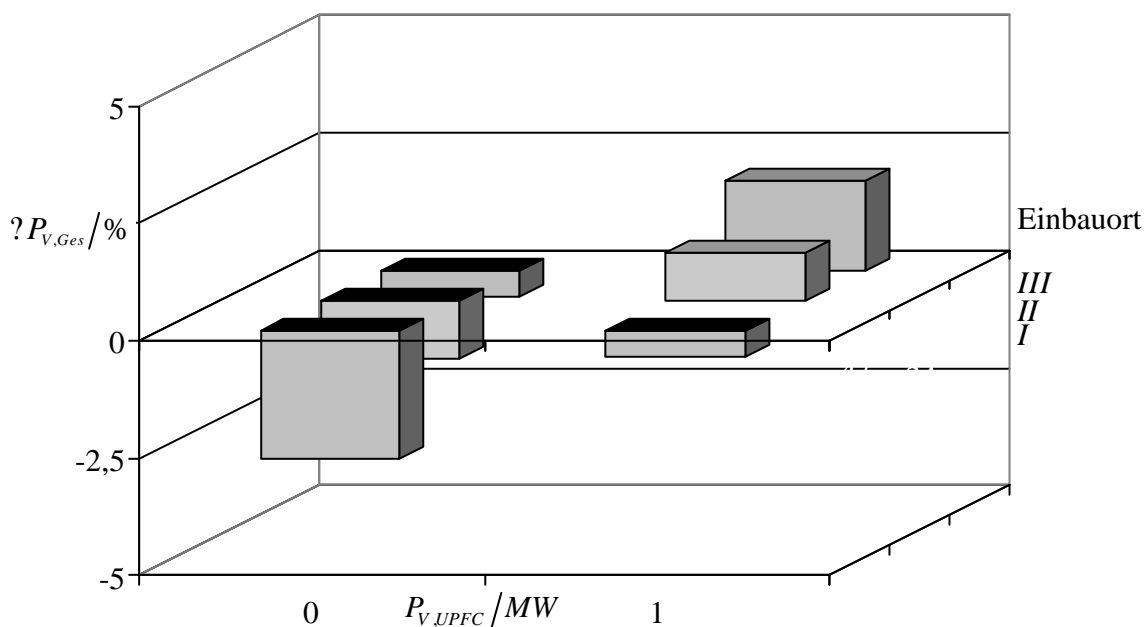


Bild 4.6: Ergebnis der Verlustminimierung

Auch für den Fall höherer Gesamtverluste stellen FACTS-Betriebsmittel aufgrund geringerer Investitionskosten bereits heute eine wirtschaftliche Alternative zum Neubau

oder Ersatz konventioneller Übertragungselemente dar. Die Entscheidung zur Investition in ein FACTS-Betriebsmittel ist dabei von einer Vielzahl an Einflußfaktoren abhängig, welche die Untersuchungen für den speziellen Einzelfall erfordern.

Carsten Lehmköster

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) im Rahmen des Schwerpunktprogrammes "Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energieversorgungssysteme" gefördert.

4.1.4 Distribution System Design in the Deregulated Environment

In electric distribution utilities, both cable and overhead line are primarily concerned with cost of investment while the cost of losses tends not to be given adequate consideration. In the deregulated environment, new systematic method should be proposed to determine the optimal transmission line capacity which can balance both the capital costs and operating costs. In the new formulation, the price of a cable or overhead line has linear relationship with current carrying capability, which is different from Kelvin's law that capital cost of a cable or overhead line is linearly proportional to the cross-section area of the conductor.

Optimal network capacity for pure transport of electricity is determined through an optimization procedure where annuitised network capital costs and annual network operating costs (of which network variable losses are the most significant component) are traded off. This optimisation requires a calculation of the annual network cost of losses and involves modeling of annual variations of load and generation as well as associated electricity prices including the mutual correlation between these quantities. The network costs of losses are then balanced against annuitised network capital costs to determine the optimal capacity required for economical transport of electricity. The objective function in this context can be formally expressed as follows,

Minimise: Total cost = Total capital cost + Total operating cost

The annuitised capital cost can be linearly proportional to the capacity of the circuit. While the annual operating cost depends on the load profile, spot price profile, resistance of the circuit, transmission use of system charge, etc.

At the optimal point, it is very interesting to find $1.5 \times \frac{\text{Total capital cost}}{\text{Total operating cost}} = 2.0$

The above result means that, at optimal point, capital cost is 1.5~2.0 times to that of loss cost for the circuit which is different from Kelvin's law traditionally used in electrical engineering. In terms of Kelvin's law, it was believed that *"the most economical conductor is that which makes the annual value of the interest and depreciation on the conductor equal to the annual value of the electrical energy loss due to the resistance of the conductor"*. That means, according to Kelvin's law, that at optimal point, annuitised capital cost is equal to annual cost of loss for the circuit, and it is assumed the capital cost of circuit is proportional to the cross section area of the "conductor" used in that circuit. However, in the new method proposed, it is assumed that the annuitised capital cost of circuit is proportional to the current carrying capability/or thermal capability of that circuit which is much more practical and accepted by power utilities. It is obvious that *the capacities based on the new design method will be greater than those based on Kelvin's law*. In this sense, the new method will have great impact on the optimal design of distribution network and the competitiveness. And which then will benefit both the customs and utilities.

Based on the theory proposed, the practical load profiles are used to carry out the case study. In the practical design of distribution networks, the ratio between current carrying capability and maximal practical current through that circuit without/with consideration of transmission use of charge at optimal point is an important index, which is shown in Fig. 4.7 - Fig. 4.10.

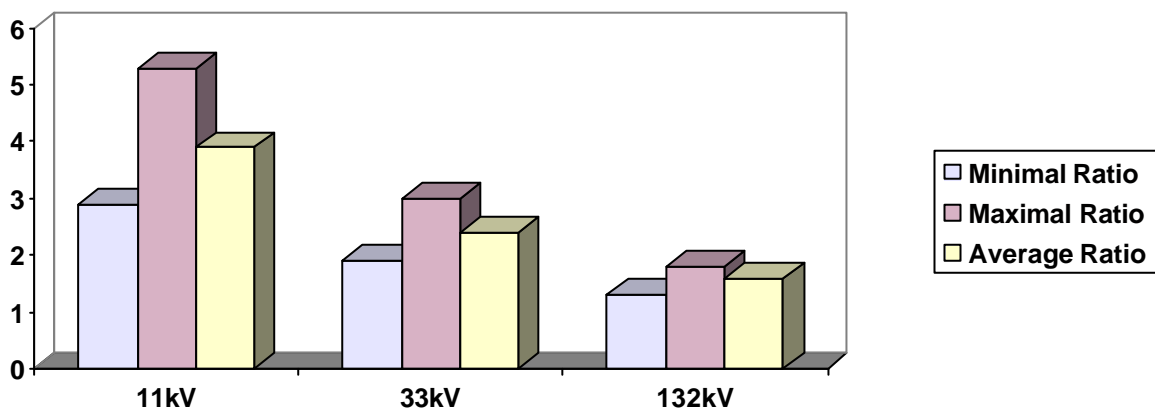


Fig. 4.7: The Ratio between Optimal Capacity and Maximal Flow for Overhead Lines without Transmission Use of System Charge

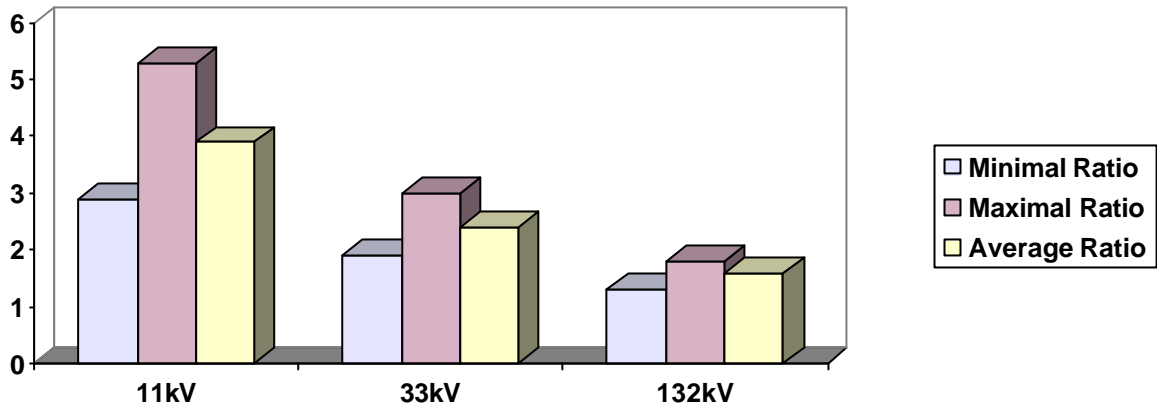


Fig. 4.8: The Ratio between Optimal Capacity and Maximal Flow for Cables without Transmission Use of System Charge

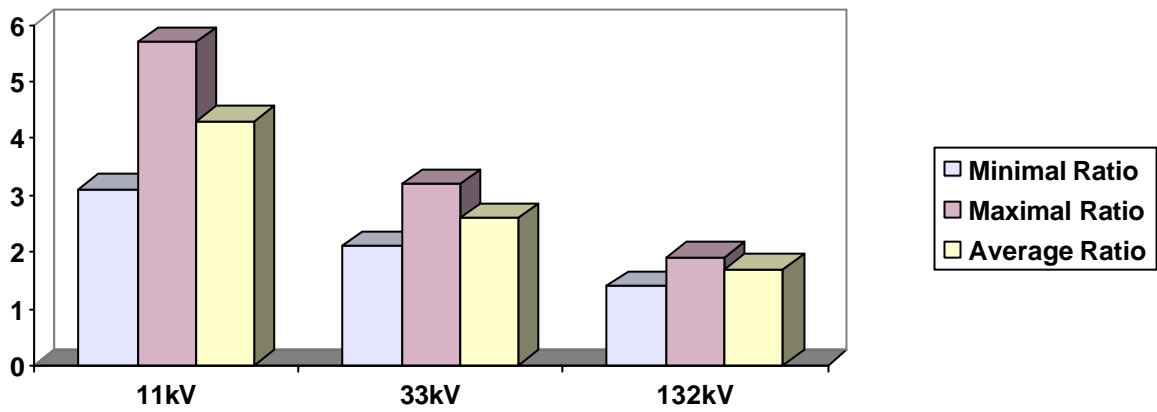


Fig. 4.9: The Ratio of Optimal Capacity and Maximal Flow for Overhead Lines with Transmission Use of System Charge

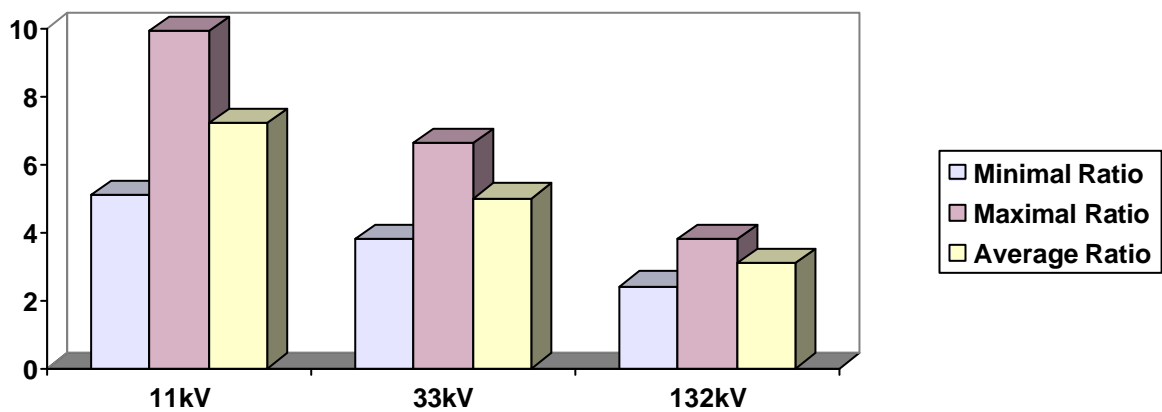


Fig. 4.10: The Ratio of Optimal Capacity and Maximal Flow for Cables with Transmission Use of System Charge

It can be seen from the results:

- The average ratio between optimal capacity and maximal flow for 11kV and 33kV is greater than 2.4. So the capacities based on the transport of pure electricity may be enough to withstand system contingencies.
- The ratio decreases as voltage level increase because the cost coefficient increases as voltage level increases.
- The ratio of cable is less than that of overhead line because the cost coefficient of cable is greater than that of overhead line.
- The ratio with consideration of transmission use charge is greater than that without consideration of such charge. It is obvious that the former will increase as the charge increases.
- At the optimal point, the annuitised capital cost of a circuit is 1.5 - 2.0 times greater than its annual loss cost, which is significantly different from that from Kelvin's Law.

A systematic optimization method has been proposed to determine the circuit capacities for pure transportation of electricity that balances the annualized network capital costs and annual network operating costs in the deregulated environment. The optimization method requires a calculation of the annual network cost of losses and involves modeling of annual variations of load and generation as well as associated electricity prices including the mutual correlation between these quantities. It is important to stress that the coincidence of high network loading with high spot prices tends to result in significant costs of losses, which in turn may drive network capacities to be considerably larger than existing ones.

Dr. Ing. Xiao-Ping Zhang, NARI, Ministry of Electric Power, China

The financial support for Dr. Zhang from the Alexander von Humboldt Foundation is very appreciated.

4.1.5 Datenbasierte Modellierung von Mittelspannungsverbrauchern und Netzfehlern in einem deregulierten System

Die genaue Kenntnis der vorhandenen Lastsituation in den Transport- und Verteilungsnetzen der elektrischen Energieversorgung ist für die Planung und den Betrieb von großer Bedeutung. Während in der Hoch- und Höchstspannungsebene eine Online-Erfassung der Verbraucherlast an den Übergabepunkten zu den unterlagerten Netzen erfolgt, wird aus Kostengründen in den Mittelspannungsnetzen auf eine Messung dieser Größe verzichtet.

Die zukünftige Möglichkeit der Durchleitung in den Energieversorgungsnetzen, die Öffnung des Netzzugangs für Dritte (IPP, TPA) und die wachsende Integration von kleineren, dezentralen Energieumwandlungseinheiten, wie z. B. Blockheizkraftwerken, erfordern insbesondere in Mittelspannungsnetzen eine zuverlässige Modellierung der zeitlichen Verbraucherlast mit hoher Güte. Die frei ausgehandelten Verträge zwischen Kunden und Energieversorgern ermöglichen diesen eine Optimierung der Arbeitsprozesse im Hinblick auf einen wirtschaftlichen Strombezug. Damit verbunden ergeben sich kontinuierlich ändernde Lastzustände, die von den Energieversorgern bei der Planung und dem Betrieb dieser Netze berücksichtigt werden müssen.

Die Einführung moderner Leittechnik ermöglicht es den Energieversorgern, den Strom in den Abgangsfeldern der Mittelspannungs-Sammelschienen Online zu erfassen. Auf der Grundlage dieser Abgangsströme ist eine Estimation bestimmter Verbrauchergruppen in den Mittelspannungsnetzen durch die am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung entwickelten Verfahren der knotenbezogenen Lastmodellierung möglich. Diese Verfahren sind an bestehenden, realen Netzen bereits getestet und verifiziert worden. Typische Verbraucherkurven lassen sich für die Verbrauchergruppen der Haushalte, des Kleingewerbes und des Handels bestimmen. Als problematisch gestaltet sich die Modellierung von leistungsstarken Sondervertragskunden. Diese Verbraucher zeichnen sich durch ein stark heterogenes Verhalten aus, so daß eine Klassenbildung zu Verbrauchergruppen nicht möglich ist. Gleichzeitig besteht keine Möglichkeit, einzelne oder zusammenhängende Lasten durch die bestehenden Verfahren nachzubilden.

Im ersten Schritt des Projektes sind geeignete Modellierungsverfahren zu entwickeln. Hierzu steht am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung eine umfangreiche Sondervertragskunden-Datenbank eines großen Energieversorgungsunternehmens zur Verfügung. Diese Datenbank beinhaltet Leistungsmessungen eines Jahres von insgesamt 300 Sondervertragskunden im ¼-Stunden-Raster. Als Verfahren zur Modellierung werden Selbst-

organisierende Merkmalskarten (SOM) und die Clusteranalyse eingesetzt. In Vorstudien konnte für ähnliche Problemstellungen bereits gezeigt werden, daß der Einsatz derartiger Verfahren für die Lösung des Problems geeignet ist.

Nach der Modellierung der Kunden ist eine Synthese der Lastganglinien an den Ortsnetzstationen durchzuführen und die Genauigkeit der Modellierung durch Vergleich mit den Sammelschienen-Abgangsströmen zu bestimmen. Hierfür muß zunächst eine Vorfilterung der Abgangsströme vorgenommen werden. Durch Umschaltungen im Netz, z.B. aufgrund von Störungen, beinhaltet der Datensatz der Abgangsströme auch solche Zustände, die nicht dem Normalschaltzustand entsprechen. Es erfolgt keine Protokollierung des Zeitpunktes einer solchen Umschaltung durch die Leittechnik. Somit sind geeignete Identifikations-verfahren zu entwickeln, die eine Elimination der Umlastzustände ermöglichen. Als Verfahren zur Identifikation der Netznormalschaltzustände werden SOM und Cluster-Verfahren vorgeschlagen. Durch SOM sind Bereiche auf der Karte identifizierbar, in denen veränderte Betriebszustände durch Trennstellenverlagerungen auftraten. Darüber hinaus müssen die im Betrieb auftretenden Störungen erkannt und modelliert werden.

Durch die sich kontinuierlich ändernden Lastzustände im Netz aufgrund der Liberalisierung des Energiemarktes müssen adaptive Verfahren eingesetzt werden, die eine Korrektur der eingangs berechneten Lastganglinien in Abhängigkeit der Sammelschienen-Abgangsströme ermöglichen. Eine periodische Neuberechnung der typischen Verbraucherkurven ist aufgrund des hierfür erforderlichen Datenaufwandes nicht sinnvoll. Angestrebt werden muß eine Adaption der einmalig berechneten Lastverläufe auf der Basis der sich z. B. durch veränderte Betriebsweisen der Kunden einstellenden Sammelschienen-Abgangsströme. Hier ist der Einsatz von statistischen Verfahren aus der Estimationstheorie sowie modifizierter deterministischer oder probabilistischer Clusteranalyseverfahren für die Adaption beabsichtigt.

Das Ziel dieses Projektes ist es, eine Modellierung von Verbraucherlasten unter den sich im deregulierten Markt kontinuierlich ändernden Lastsituationen durchzuführen. Basierend auf wenigen Informationen über den Netzzustand soll eine Estimation der Verbraucherlasten an den Ortsnetzstationen ermöglicht werden. Eine genauere Kenntnis des Netzbetriebszustandes in Mittelspannungsnetzen ist für die Planung und den Betrieb dieser Netze in einem deregulierten System von besonderer Bedeutung. Bestehende Netzreserven müssen erkannt werden, um einen Ausbau oder Umbau von Netzen hinauszuzögern bzw. ganz zu vermeiden. Die Lastmodellierung bildet als Grundlage der Netzberechnung die

Voraussetzung, um im stationären Zeitbereich eine Optimierung der Netze durchführen zu können. Weiterhin ermöglicht eine hinreichend genaue Lastmodellierung eine Beurteilung von Netzausbaumaßnahmen bzw. schafft ausreichend Planungssicherheit für Netzverstärkungsmaßnahmen.

Zusammenfassend gliedert sich das Projekt in folgende Punkte:

1. Modellierung und Klassifizierung von leistungsstarken Verbrauchern im Mittelspannungsnetz durch Auswertung von gemessenen Lastganglinien ,
2. Elimination der Umschaltzustände aus den Sammelschienen-Abgangsströmen zur Bildung eines konsistenten Datensatzes für die Punkte 3. und 4.,
3. Synthese der berechneten Verbraucherkurven und Vergleich mit den Sammelschienen-Abgangsströmen zur Validierung der eingesetzten Verfahren aus 1.,
4. Korrektur der Lastganglinien aus 1. bei veränderten Sammelschienen-Abgangsströmen durch adaptive Verfahren.

Der Projekt leistet einen wichtigen Beitrag zur Aufrechterhaltung einer hohen Versorgungsqualität und -zuverlässigkeit durch Schaffung einer ausreichenden Beurteilungsmöglichkeit von Netzbetriebszuständen und Ausbaumaßnahmen.

Ch. Rehtanz

Dieses Projekt wird im Rahmen des Graduiertenkollegs "Modellierung und modellbasierte Entwicklung komplexer technischer Systeme" bearbeitet. Es ist in den Projektbereich "Datenbasierte Modellierung komplexer Systeme" eingeordnet, an dem die Professoren Engell, Gather, Handschin und Kiendl beteiligt sind.

4.1.6 Kontextorientierte Visualisierung von Zustand und Lenkungsmaßnahmen im Energieübertragungssystem

Mit wachsendem Einsatz von informationstechnischen Einrichtungen zur Datenerfassung und -übertragung im elektrischen Energieübertragungssystem steigt die Datenmenge, die das Bedienpersonal in der Leitwarte auszuwerten hat, stark an. Außerdem führt die Einführung des Wettbewerbs zu dynamischen Veränderungen des Netzzustandes, mit denen

bisher keine Erfahrungen gemacht worden sind. Daraus ergibt sich die Forderung nach einer automatischen Zustandsbewertung unter Beachtung aller Betriebsgrenzen inklusive wichtiger Ausfallvarianten. Dafür sind Indikatoren zur Bewertung einzelner Systemeigenschaften wie z. B. der Stabilität erforderlich. Außerdem müssen die gewonnenen Zustandsinformationen den Mitarbeitern in der Leitwarte unter Berücksichtigung aller medialen Darstellungsmöglichkeiten optimal zur Verfügung gestellt werden.

Eine grundlegende Funktionalität eines Informationsmanagementsystems ist dafür zuständig, dem Bedienpersonal situationsorientiert Informationen anzubieten. Für die Informationsauswahl ist eine Situationsanalyse erforderlich. Auf Basis der Ergebnisse der Einzelanalysen von verschiedenen Systemeigenschaften kann der Systemzustand als unkritisch, gefährdet oder gestört charakterisiert werden. Die Abgrenzung der Bereiche ergibt sich durch die Betrachtung des Abstands des momentanen Arbeitspunktes zur Grenze des Betriebsbereichs.

Für einen unkritischen Betriebszustand ist der Informationsbedarf minimal, und es ist nur die Information "unkritisch" erforderlich. Bewegt sich der Arbeitspunkt des Systems jedoch in Richtung eines kritischen Bereichs, muß bereits frühzeitig vom Informationsmanagementsystem darauf hingewiesen und dem Benutzer die zur Durchführung von Gegenmaßnahmen erforderlichen Detailinformationen angeboten werden.

Anzustreben ist eine automatische Erzeugung von Vorschlägen zur Verlagerung des Arbeitspunktes des Energieübertragungssystems in einen weniger kritischen Bereich durch das Informationsmanagementsystem. Ein Ansatz für diese Generierung basiert auf dem Einsatz selbstorganisierender Verfahren aus dem Bereich der Computational Intelligence z.B. der selbstorganisierenden Merkmalskarte (SOM). Aus der Einordnung eines unbekanntes Zustandes in die Gesamtheit der möglichen Zustände, die durch das selbstorganisierende System repräsentiert werden (Bild 4.11), müssen automatisch Handlungsvorschläge zur Prozeßlenkung generiert werden. Im selbstorganisierenden System ist ein Zustand $\overset{\square}{W}_{soll}$ zu finden, der durch den Indikator als weniger kritisch charakterisiert wird als der momentane Zustand $\overset{\square}{W}_{ist}$. Die Zustandsgrößen dieses weniger kritischen Zustandes dürfen nur geringfügig von denen des momentanen Zustandes abweichen. Aus dem Unterschied $\overset{\square}{?W}$ zwischen den Zustandsgrößen des momentanen und des angestrebten Systemzustandes können Maßnahmen abgeleitet werden, die den Prozeß in die gewünschte Richtung lenken.

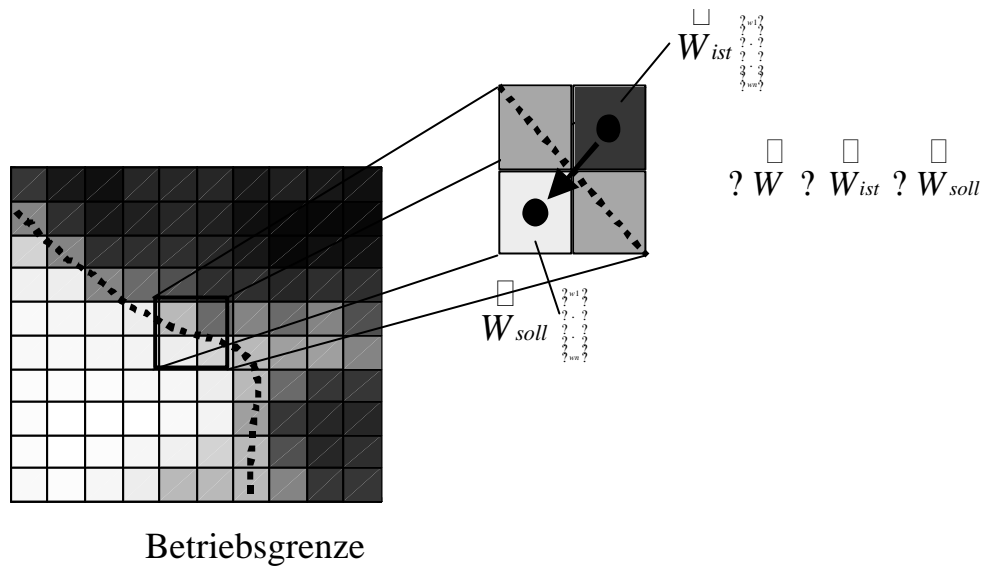


Bild 4.11: Prinzip zur Generierung von Prozeßlenkungsvorschlägen

Um die Arbeitsabläufe in der Leitwarte zu optimieren, ist es erforderlich, die gewonnenen Zustandsinformationen im Kontext mit den erforderlichen Handlungsvorschlägen zu visualisieren. Eine dafür geeignete Darstellungsform stellt die Ziel-Mittel-Hierarchie dar (Bild 4.12). Sie ermöglicht die Visualisierung des Energieübertragungssystems in seinem funktionalen Kontext. Dabei wird gezeigt, welche Maßnahme zu ergreifen ist, um bestimmte abweichende Systemeigenschaften zu korrigieren. Diese Darstellungsweise basiert auf Systemindizes, denen ein hierarchisches Konzept zu Grunde liegt.

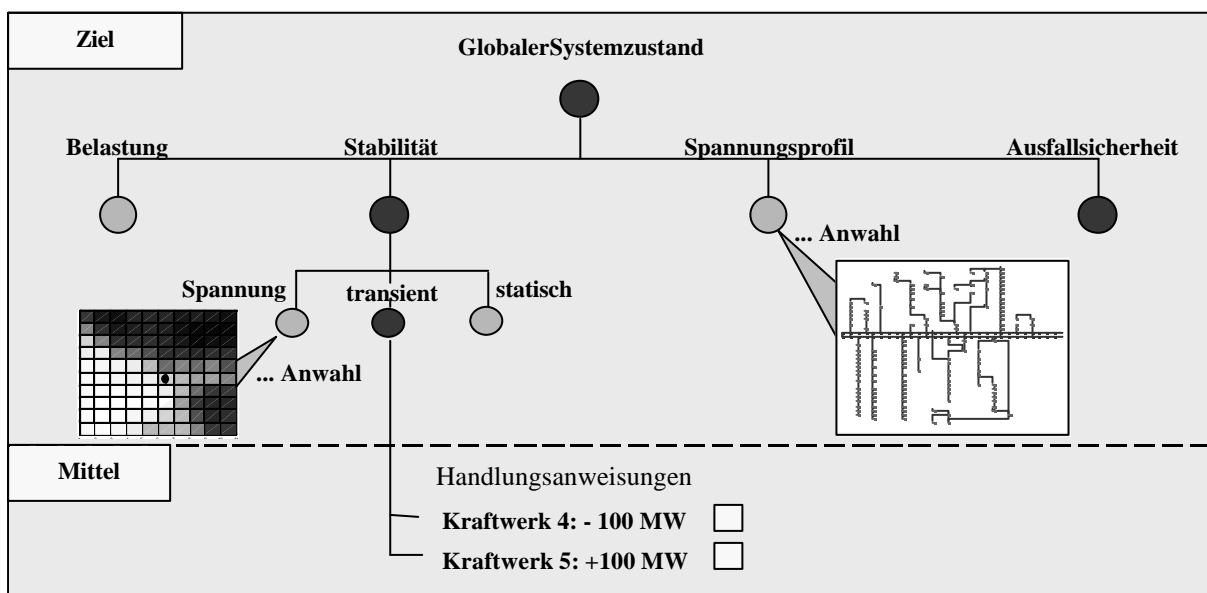


Bild 4.12: Ziel-Mittel-Hierarchie als Darstellungsform

Als oberste Zielvorgabe wird der Erhalt eines sicheren globalen Systemzustandes definiert. Dieser Zustand zeigt an, ob sich das System in einem sicheren Betriebszustand befindet und bleiben wird. Er setzt sich aus verschiedenen Einzelaspekten zusammen, die für das betrachtete System von Bedeutung sind. Diese verschiedenen Eigenschaften werden mittels Systemindizes z.B. für die Spannungsstabilität ausgedrückt. Um die in den Indizes zusammengefaßten Informationen auf ihren Ursprung, d.h. auf die verteilten Spannungen, Leistungen etc., zurückführen zu können, muß es möglich sein, auf Anwahl zu jedem Teilaspekt Detailinformationen abzufragen. Zur unterstützenden Leitung des Personals kann die Anwahl durch ein Teilsystem des Informationsmanagementsystems automatisiert werden. Situationsabhängig werden Detailinformationen zur Verfügung gestellt. Um den Systemzustand im Kontext zu den Betriebsgrenzen darzustellen, kann durch Anwahl der gewünschten Eigenschaft z.B. eine SOM angezeigt werden, die mit dem entsprechenden Indikator gefärbt ist.

Die Darstellungsweise der Ziel-Mittel-Hierarchie kann so erweitert werden, daß damit gewünschte Schalthandlungen vor ihrer Ausführung überprüft werden können. Das bedeutet, daß ihre Auswirkungen auf die Systemindizes bestimmt und dargestellt werden. In diesem Fall wird von der bidirektionalen Ziel-Mittel-Hierarchie gesprochen.

Für den Einsatz neuer Visualisierungsmethoden in der Netzleittechnik ist die genaue Kenntnis des Bedienerwillens erforderlich. Die Akzeptanz neuer Darstellungs- und Interaktionsformen und damit der effektive Einsatz eines Informationsmanagementsystems bedarf bereits in den Entwicklungsphasen des regen Austausches mit den späteren Benutzern. Der Aufwand, der für die Veränderung an der Mensch-Maschine-Schnittstelle erforderlich ist, ist um so größer, je später in der Entwicklung sie durchgeführt werden.

Die Befragung der Bediener wird im ersten Schritt noch offen gestaltet, d.h. in informellen Interviews wird über Probleme mit bisherigen Visualisierungslösungen gesprochen und über Anforderungen an neue Formen diskutiert. Erst in späteren Phasen werden Teilrealisierungen vorgestellt und mittels konkreter Aufgaben für den Bediener, die dem realen Arbeitsablauf entsprechen, auf Bedienbarkeit überprüft.

C. Leder

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) im Rahmen des Schwerpunktprogramms „Systemtheoretische Verfahren zur Führung trans-europäischer Energiesysteme“ gefördert.

4.1.7 Ermittlung des Instandhaltungsbedarfs energietechnischer Betriebsmittel mit der Evidenztheorie

In elektrischen Energieversorgungssystemen werden heute im wesentlichen drei Instandhaltungsstrategien unterschieden:

- ?? ausfallbedingte Strategie
- ?? zeitabhängige Strategie
- ?? zustandsabhängige Strategie

Die ausfallbedingte Strategie nimmt den Ausfall eines Betriebsmittels bewußt in Kauf und sieht Instandhaltungsmaßnahmen erst dann vor, wenn der Ausfall tatsächlich eingetreten ist.

In der Praxis wird heute in Energieversorgungssystemen überwiegend die zeitabhängige Instandhaltung angewendet. Dabei werden die Anlagen und Betriebsmittel in regelmäßigen Zeitabständen unabhängig von ihrem tatsächlichen Zustand gewartet oder instandgesetzt. Das Zeitintervall wird unternehmensspezifisch festgelegt, wobei Herstellerangaben, Schadens- und Störungsstatistiken, Erfahrungen des Betriebspersonals sowie Inspektionsergebnisse berücksichtigt werden. Die Vernachlässigung des tatsächlichen Zustandes der Betriebsmittel führt in der Regel zu unnötig kurzen Instandhaltungszyklen, so daß die Restnutzungsdauer der Betriebsmittel nur selten voll in Anspruch genommen wird.

Derzeitige Ansätze zur Kostenreduktion in der Instandhaltung zielen daher langfristig auf die Einführung einer zustandsabhängigen Instandhaltung. Voraussetzung für diese Strategie ist die Möglichkeit, daß der aktuelle Zustand des Betriebsmittels diagnostiziert und beispielsweise durch seinen Abnutzungsvorrat beschrieben werden kann. Zur Diagnose des Betriebsmittelzustandes können folgende Informationsquellen ausgeschöpft werden:

- ?? Warn- und Fehlermeldungen
- ?? Durchführung und Auswertung von Inspektionen
- ?? Einsatz von integrierten Diagnosesystemen
- ?? Erfahrungen des Instandhaltungspersonals
- ?? Störungs- und Schadensstatistiken

Alle verfügbaren Informationen müssen in geeigneter Weise miteinander verknüpft werden und führen dadurch zu einer Beschreibung des Betriebsmittelzustandes, auf dessen Grundlage eine inhaltliche und zeitliche Eingrenzung der Instandhaltungsmaßnahmen möglich wird.

In allen Eingangsdaten ist eine gewisse Unsicherheit enthalten, die in Abhängigkeit der Informationsquelle auf unterschiedlichen Ursachen beruht. Bei Warn- und Fehlermeldungen und der meßtechnischen Überwachung besteht die Unschärfe im wesentlichen in der Zuverlässigkeit der Meldeeinrichtung. Bei den Inspektionsergebnissen ist der qualitative Charakter der Aussagen des Betriebspersonals der wesentliche Grund für unscharfe Informationen. Zur Verknüpfung aller relevanten Eingangsinformationen ist daher ein Verfahren notwendig, daß die unterschiedlichen Unschärfen der Eingangsinformationen verarbeiten kann.

Eine Möglichkeit zur Repräsentation und Verarbeitung unscharfer Informationen stellt die Evidenztheorie, die eine Verallgemeinerung der Bayes'schen Wahrscheinlichkeitstheorie ist, dar. Der Vorteil gegenüber der Bayes'schen Wahrscheinlichkeitstheorie besteht darin, daß zwischen Hinweisen auf ein Ereignis und Hinweisen auf das Gegenereignis strikt unterschieden wird. Beispielsweise wird das Ereignis „Das Betriebsmittel ist funktionsfähig“ und das Gegenereignis „Das Betriebsmittel ist fehlerhaft“ betrachtet. Ein Hinweis, daß das Betriebsmittel zu 20% fehlerhaft ist, liefert in der Bayes'schen Wahrscheinlichkeitstheorie implizit den Hinweis, daß es zu 80% funktionsfähig ist, auch wenn keine Anhaltspunkte für die Funktionsfähigkeit vorliegen. Die Evidenztheorie hingegen stellt zwei unterschiedliche Wahrscheinlichkeitsmaße für ein Ereignis zur Verfügung:

?? Glaubensgrad Bel

?? Plausibilitätsgrad Pl

Der Glaubensgrad drückt den Grad der Gewißheit aus, der aufgrund von vorliegenden Hinweisen auf das Ereignis besteht. Der Plausibilitätsgrad stellt ein Maß für die Möglichkeit des Eintretens eines Ereignisses dar, der aufgrund von vorliegenden Hinweisen auf das Gegenereignis maximal angenommen werden kann. Durch diese Repräsentation unscharfer Informationen wird eine quantitative Beschreibung der Unwissenheit und somit des Informationsgehaltes einer Eingangsinformation ermöglicht.

Der strukturelle Ablauf ist in Bild 4.13 skizziert. Folgende zwei Ereignisse werden definiert:

?? A: Betriebsmittel ist funktionsfähig

?? \bar{A} : Betriebsmittel ist fehlerhaft

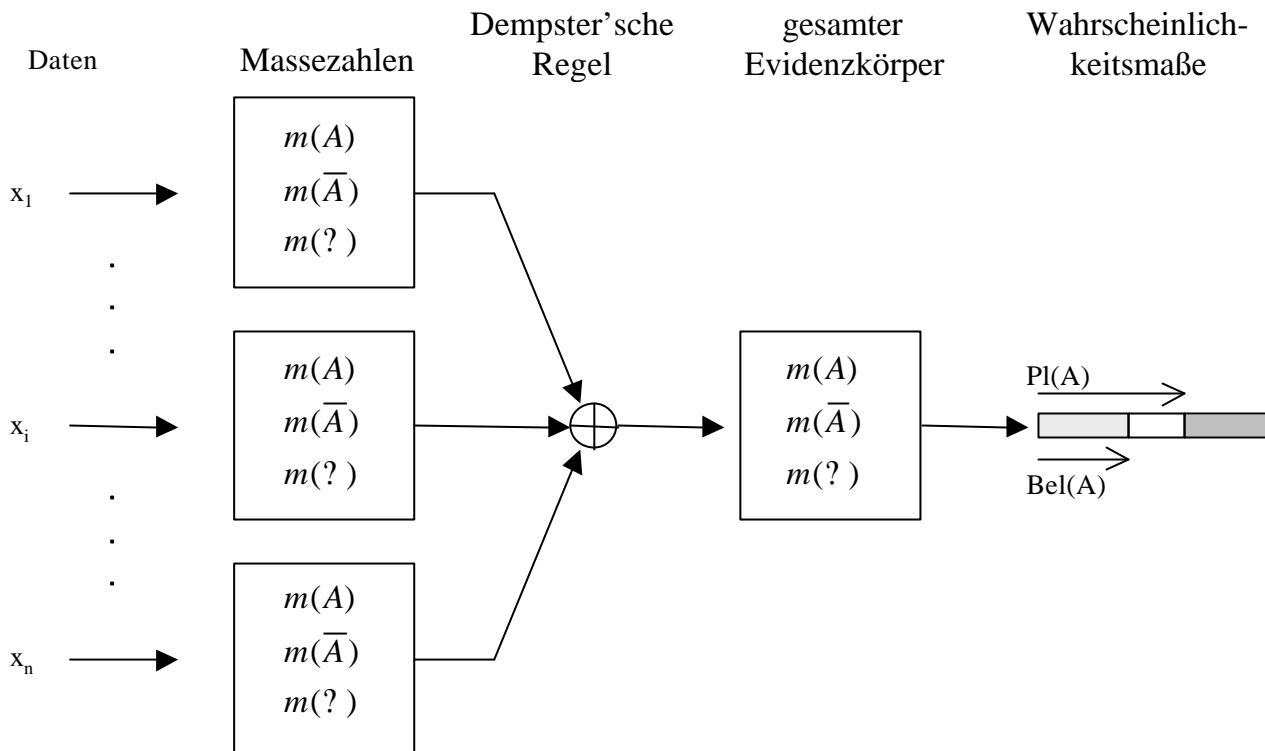


Bild 4.13: Vorgehensweise bei der Evidenztheorie

Jedes Element der Eingangsdaten wird nun durch die Abbildung auf die Massezahlen $m(A)$ oder $m(\bar{A})$ unter Berücksichtigung der Unsicherheit als Hinweis auf das Ereignis A oder \bar{A} interpretiert. Die Verknüpfung aller Massezahlen, also aller Eingangsdaten, erfolgt durch die Dempster'sche Regel und liefert einen Evidenzkörper mit einem Satz Massezahlen. Aus diesen können dann die Wahrscheinlichkeitsmaße $Bel(A)$ und $Pl(A)$ sowie $Bel(\bar{A})$ und $Pl(\bar{A})$ bestimmt werden. Die Bestimmung dieser Wahrscheinlichkeitsmaße zu mehreren, aufeinanderfolgenden Zeitpunkten ermöglicht die Abschätzung eines Zeitintervalls, in dem Instandhaltungsmaßnahmen für die einzelnen Betriebsmittel vorzusehen sind.

Dieses Verfahren ist eingebettet in ein umfassendes Konzept der integrierten Instandhaltungsplanung (Bild 4.14). Für die Bearbeitung der einzelnen Aufgaben der Instandhaltung werden zwei unterschiedliche Ebenen, die Betriebsmittel- und die Systemebene, vorgesehen. Auf der Betriebsmittelebene wird eine Diagnose des Zustandes aller relevanten Betriebsmittel, zum Beispiel mit dem dargestellten Verfahren, durchgeführt, welche dann auf der Systemebene als Eingangsdaten für die Instandhaltungsplanung und -optimierung verwendet werden.

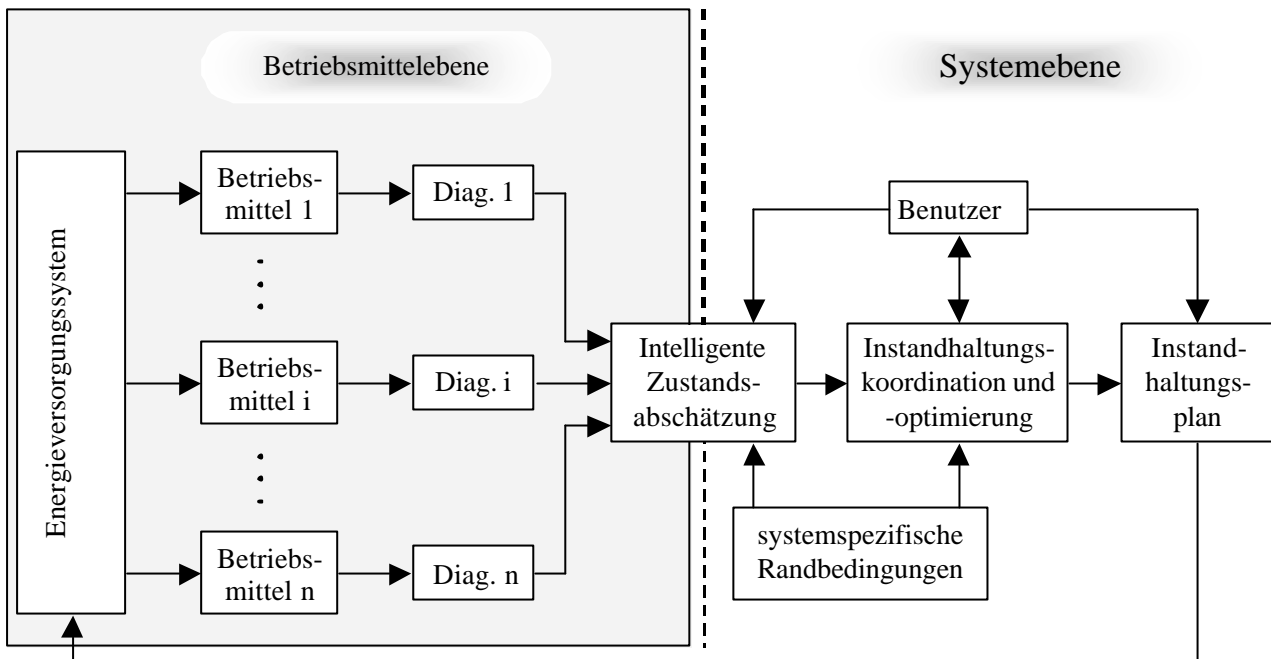


Bild 4.14: Konzept einer integrierten Instandhaltungsplanung

W. Feilhauer

4.2 Modellierung und Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen

4.2.1 Realzeit-Stabilitätsbestimmung in elektrischen Energieübertragungssystemen

Aufgrund einer höheren Netzauslastung bedingt durch Durchleitungen und Netzzrückbau sowie flexiblere Kraftwerkseinspeisungen sind in Zukunft die Stabilitätsgrenzen des Netzbetriebes präziser zu beachten. Anhand von klassischen mathematischen Methoden kann die Stabilität für zukünftige Szenarien bestimmt werden. Es werden Grenzen der Systembelastbarkeit berechnet und durch die Bestimmung kritischer Netzbereiche topologisch zugeordnet. Unter dem Aspekt, daß diese Kriterien auch für eine gewisse Anzahl von Ausfallvarianten bis hin zur (n-1)-Sicherheit gerechnet werden müssen, ergeben sich Rechenzeiten im Bereich mehrerer Minuten (z.B. 40 Minuten für ein reales Energieübertragungssystem). Eine Zustandsbestimmung in Realzeit ist auf diesem rein analytischen Wege somit nicht praktikabel.

Andererseits gewinnt jedoch die schnelle Bestimmung des Systemzustands eines Energieversorgungsnetzes unter Beachtung zunehmenden Marktgeschehens mehr und mehr an Bedeutung. Zu tätige Transaktion müssen möglichst direkt auf ihre technische Durchführbarkeit hin überprüft werden. Die Durchführung zeitintensiver Analysen ist hierfür nicht akzeptabel. Abschätzungen hingegen werden bei Verkürzung der Rechenzeit zunehmend ungenau. Den Widerspruch aus Rechengenauigkeit und zur Verfügung stehender Zeit gilt es aufzulösen.

Abhilfe schafft hier die Nutzung einer Selbstorganisierenden Merkmalskarte (SOM), die den hochdimensionalen Zustandsraum des Energieversorgungssystems auf eine zweidimensionale Indikator-Karte abbildet. Bei der SOM handelt es sich um ein einschichtiges künstliches neuronales Netz. Dabei wird die Ähnlichkeit von Mustern im Eingangsraum genutzt, um die Dimensionalität des gegebenen Problems zu reduzieren und einen komplexen Berechnungsvorgang in eine einfache Abbildungsvorschrift zu transformieren. Dadurch können laufende Betriebszustände Online analysiert werden, sei es, um Durchleitungsanfragen zu beantworten oder um Ausfallsituationen zu bewerten. Das Verfahren wurde bereits in früheren Jahresberichten und in Veröffentlichungen des Lehrstuhls eingehend beschrieben. Die prinzipielle Funktionsweise ist in Bild 4.15 skizziert.

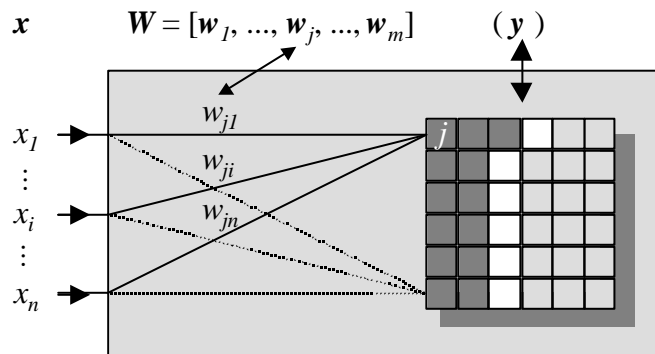


Bild 4.15: Skizze einer Selbstorganisierenden Merkmalskarte (SOM)

Bei der hier durchgeführten Untersuchung werden zunächst Variationen des Lastmusters und Lastniveaus abgebildet. Zusätzlich werden Kraftwerksausfälle berücksichtigt, so daß ein diskontinuierlicher Eingangsdatenraum entsteht, der für das Verfahren der SOM eine Worst-Case-Situation darstellt. Die Abbildung mittels SOM ist hierbei in der Lage, die maximale Lasterhöhung mit einer Genauigkeit von 3 % einer Basislast zu bestimmen.

Die Untersuchung wurde zunächst für die Bestimmung der Spannungsstabilität durchgeführt. Eine Erweiterung um thermische und Spannungsgrenzen sowie transiente Stabilität bildet für das Verfahren jedoch keine prinzipiellen Einschränkungen, da die Grenzen kontinuierlich ineinander übergehen, wodurch die Komplexität des Problems unverändert bleibt. Ebenso führt die Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit allein zu einer Zuordnung geringerer Stabilitätswerte zu den jeweiligen Systemzuständen, ohne das Problem prinzipiell zu verändern. Werden jedoch alle Stabilitätsgrenzen und die (n-1)-Sicherheit berücksichtigt, so wird der Vorteil der SOM bezüglich der schnellen Bestimmung der Stabilität besonders deutlich. Hieraus ergibt sich der Hauptvorteil für praktische Anwendungen.

Um die Realisierung einer Stabilitätsbestimmung an den Bedarf anzupassen, müssen einige Randbedingungen festgelegt werden. Folgende Fragen sind zu beantworten:

- Welche Stabilitätsarten sollen berücksichtigt werden? Ist insbesondere die transiente Stabilität vollständig oder separat abgeschätzt zu berücksichtigen?
- Welches Sicherheitskriterium soll bestimmt werden und wie soll das Ergebnis formuliert werden?

Bild 4.16 verdeutlicht die unterschiedlichen Arten der Stabilitätsbetrachtung gemäß folgender Beschreibungen:

- a) Für einen Basisfall wird ermittelt, ob die (n-1)-Sicherheit im Sinne der Spannungsstabilität sowie der thermischen und Spannungsgrenzen erfüllt ist und gegebenenfalls zusätzlich, ob diese Zustände im Sinne der transienten Stabilität vom Basisfall aus erreicht werden können. Das Ergebnis ist eine Klassifizierung in stabil und nicht stabil.
- b) von dem Basisfall ausgehend wird die maximal mögliche Lasterhöhung in MW bestimmt. Ausfälle werden nicht berücksichtigt.
- c) Für jeden (n-1)-Zustand wird die maximale Lasterhöhung in MW ermittelt. Der geringste dieser Maximalwerte zeigt an, wie weit die Last bis zur Grenze der (n-1)-Sicherheit erhöht werden kann. Zusätzlich kann mit einbezogen werden, wie weit die Last erhöht werden kann, ohne, daß die transiente Stabilität verletzt wird (c) trans).

In welchen Zeitabständen muß die Information zur Verfügung stehen? Reichen konventionelle Verfahren aus oder muß auf die SOM als alternatives Verfahren zurückgegriffen werden.

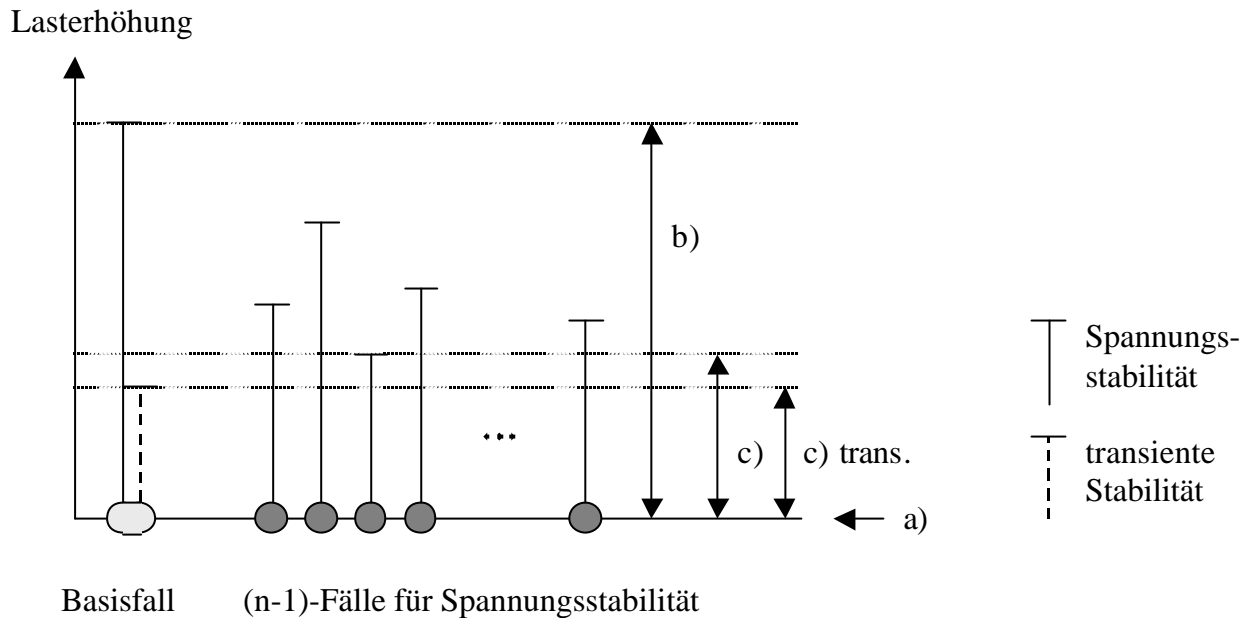


Bild 4.16: Arten der Stabilitätsbetrachtung

Anhand der obigen Fragen kann eine leittechnische Komponente zur Stabilitätsbestimmung spezifiziert werden. Einer in ein Leitsystem integrierten Lösung müssen Topologie, Kraftwerks- und Lastdaten für den momentanen und zukünftige Zeitpunkte (Prognose, Fahrpläne) zur Verfügung stehen. Für den Betrieb der SOM werden ausgewählte Meßgrößen wie Kraftwerksleistungen, Transformatorstufungen etc. benötigt. Die transiente Stabilitätsbestimmung erfordert zusätzliche Größen für die dynamische Modellierung des Systems.

Die konventionellen analytischen Verfahren basieren entweder auf einer Lastflußrechnung, einem Optimierungsverfahren oder einer dynamischen Simulationsrechnung. Außer der Nachführung der Netzdaten und Parameter für die dynamische Modellierung laufen diese Verfahren automatisch ab. Eingeschlossen sind jeweils analytische Werkzeuge zur Bestimmung einer bestimmten Anzahl kritischster Topologieänderungen, wie z.B. die Modalanalyse. Diese konventionellen Verfahren bilden die Basis für die Erstellung der Trainingsdaten für die SOM.

Wenn es erforderlich ist, von einem analytischen Verfahren auf ein wissensbasiertes überzugehen, so muß zusätzlich entschieden werden, welche unterschiedlichen Betriebs-

zustände abgedeckt werden müssen, da eine Vorabberechnung getrennt vom laufenden Betrieb erfolgt. Dieses ist für die Trainingsdatenerstellung und damit die Abbildungsgenauigkeit der SOM von entscheidender Bedeutung.

Für die Trainingsdatenerstellung müssen bestimmte Größen spezifiziert und nachgeführt werden. Zunächst müssen für einen zu betrachtenden Zeitraum alle geplanten Basiszustände definiert werden. Dieses kann über eine Liste erfolgen, in der Betriebsmittelabschaltungen für bestimmte Zeiträume hinterlegt werden. Diese Informationen sind in der Leitwarte vorhanden. Ausgehend von diesen Basiszuständen müssen Variationen einzelner Größen wie Lastmuster, Kraftwerkseinspeisemuster und Durchleitungen anhand ihrer Extremwerte definiert werden. Im einzelnen sind Leistungsbereich für jeden Kraftwerksstandort (z.B. außer Betrieb, P_{\min} bis P_{\max} , Q_{\min} bis Q_{\max} unter Berücksichtigung von Revisionen), Leistungsbereiche der Gesamtlast und Abweichungen der Einzellasten als Rauschbereiche sowie Durchleitungsannahmen (P_{\min} bis P_{\max} -Bereiche für jeden Kuppelknoten und Blindleistungsbereiche Q_{\min} bis Q_{\max} an den Kuppelknoten). Diese Informationen sind für die Vorausschau hinsichtlich des Netzbetriebes ohnehin innerhalb des Leitsystems vorhanden und müssen lediglich bereitgestellt werden. Die Trainingsdaten werden als zufällig verteilte Zustände ausgehend von den Basiszuständen innerhalb der Variationsbreiten, für die jeweils analytisch die gewünschte Stabilitätsbestimmung durchgeführt wird, generiert. Hieraus ergibt sich eine vorher festgelegte Anzahl von Betriebssituationen.

Soll die Stabilität ausgehend von den Basiszuständen für weitere störungsbedingte Topologieänderungen online bestimmt werden können, so müssen alle diese Situationen bei der Trainingsdatenerstellung berücksichtigt werden. Das bedeutet, daß zu jedem Basisfall mögliche Topologieänderungen vorgegeben werden müssen. Da die Kombinatorik dieser Fälle stark anwächst und damit die Abbildungsgüte der SOM abnimmt, sollte dieses Vorgehen auf die Fälle maximal eines weiteren Betriebsmittelausfalls gegenüber dem Basisfall beschränkt werden. Es muß jedoch darauf hingewiesen werden, daß Mehrfachausfälle von der SOM damit nicht abgedeckt werden. Befindet sich das System aufgrund der Verkettung von Ereignissen in einem Zustand, der nicht mehr durch die Trainingsdaten angenähert werden kann, so wird von der SOM erkannt, daß die Aussage ungültig ist.

Die Erstellung der Trainingsdaten muß automatisch auf der Basis der spezifizierten Größen erfolgen. Die Erstellung der Trainingsdaten muß immer dann neu durchgeführt werden, wenn sich bei den spezifizierten Daten gravierende Änderungen ergeben, wie z.B. neue

Kraftwerke oder unberücksichtigte Durchleitungen. Um die Komplexität der Problemstellung zu reduzieren, wird vorgeschlagen, für jeden Basisfall eine eigene SOM zu erstellen, wobei nur diejenigen Basisfälle berücksichtigt werden, die sich durch die Stabilität beeinflussende Topologieveränderungen unterscheiden. Der Vorteil liegt darin, daß die Trainingsdaten für einzelne Basisfälle separat und damit überschaubarer verwaltet werden können. Ebenfalls wird das Training der einzelnen SOM vereinfacht.

Das eigentliche Training der SOM ist ein mathematisches Verfahren geringerer Komplexität für das jedoch einmalig geeignete Parameter gewählt werden müssen. Die Trainingsdauer einer SOM beträgt ungefähr 10 Minuten. Ein geglücktes Training, das heißt ein Aufspannen der SOM im Lerndatenraum, kann an einer Fehlerverteilung mit geringen Extremwerten abgelesen werden. Die gefundene SOM wird für den Betrieb hinterlegt. Die Abfrage der SOM im laufenden Betrieb erfolgt automatisiert.

Wird die SOM in den Online-Betrieb übernommen, so kann ein Kontrollalgorithmus für einzelne Betriebssituationen eine Offline-Bestimmung der Stabilität durchführen und das Ergebnis mit der SOM-Abbildung vergleichen, um die Gültigkeit der Abbildung zu verifizieren. Wird eine wachsende Ungenauigkeit diagnostiziert, so muß ein neuer Trainingsdatensatz generiert und die SOM neu angelernt werden. Starke Abweichungen oder Datenfehler in den Eingangsdaten werden von dem Verfahren der SOM erkannt, so daß eine Warnmeldung generiert werden kann.

Insgesamt ist die Online-Stabilitätsbestimmung als leittechnische Applikation derart auszuführen, daß auf einen manuellen Eingriff seitens der Benutzer verzichtet werden kann. Das System funktioniert somit autonom innerhalb der leittechnischen Umgebung.

Ch. Rehtanz, C. Leder

Dieses Forschungsvorhaben wird in Zusammenarbeit mit dem Zentrum für Beratungssysteme in der Technik - ZEDO e.V. im Auftrag der RWE Energie AG durchführt.

4.2.2 Systemimmanente Schwingungen ausgedehnter Energieübertragungssysteme

Energieübertragungssysteme besitzen immer ein hoch nichtlineares Verhalten. Heutzutage führt die Verwendung von komplexen FACTS-Geräten, automatisch stufbaren Transformatoren, großen Induktionsmotoren, etc. sowie der große Druck des liberalisierten Elek-

trizitätsmarktes in Richtung einer höheren Netzauslastung und macht das nichtlinear Verhalten komplizierter. Ein konkretes Beispiel ist die Anbindung des CENTREL-Netzes an den UCTE-Netzverbund. Bei Störungen oder Schaltmaßnahmen in Netzteilbereichen des UCTE-Netzes traten bislang Schwingungen des betreffenden Netzbezirkes gegenüber dem übrigen Gesamtnetz auf, die gedämpft und unkritisch waren. Durch die Erweiterung hat sich die Schwingungscharakteristik dahingehend gewandelt, daß Netzteilbereiche gegeneinander bei geringer Dämpfung schwingen können. Ein im gegenwärtigen System dominanter Schwingungszustand erfolgt zwischen Spanien und Polen mit Leistungspendelungen durch den Deutschen Netzbezirk. Für den Fall eines Kraftwerksausfalls in Frankreich 1997 ist dieses in Bild 4.17 zu sehen.

Bild 4.17: 1300-MW-Kraftwerksausfall in Frankreich am 23.01.97

Diese chaotischen und ungedämpfte Schwingungen konnten früher von dynamischen Planungs- und Sicherheitsrechnungen nicht im Voraus festgestellt werden. Solche Schwingungen können nicht nur große Störungen im Netz verursachen sondern auch zu einem Spannungskollaps führen.

Seit ca. zehn Jahren haben mehrere Wissenschaftler die Nachbildung dieser Schwingungen verfolgt. Sie haben zunächst versucht mit linearen Verfahren solche Schwingungen zu erklären. Gleichzeitig wurden auch lineare Lastmodelle angewendet, die nicht das komplexe Verhalten realer Lasten nachbilden. Mittlerweile ist deutlich geworden, dass nur mit Hilfe nichtlinearer Analysen sowie nichtlinearer und dynamischer Lastmodelle die gesuchte Nachbildung dieser chaotischen Schwingungen möglich ist.

Bis heute existieren in diesem Bereich fast nur Erfahrungen mit Test- oder kleinen Energieübertragungsnetzen. Es besteht keine Einigung über die geeigneten nichtlinearen mathematischen Verfahren und über die Parameter, die zu den gesuchten Schwingungen führen. Ein erster Ansatz ist die Modalanalyse, die mittels Beteiligungsfaktoren wichtige Parameter für diese Schwingungen detektiert. Ziel dieser Arbeit ist es, relevante Modelle zur Nachbildung von Systemschwingungen in realen Energieübertragungsnetzen zu entwickeln, um anschließend Gegenmaßnahmen zu deren Vermeidung zu entwerfen und zu analysieren.

Die ungedämpften Schwingungen lassen sich mit der Bifurkationstheorie nachbilden. Durch die Bifurkationstheorie ist eine Bestimmung von Parametern und Parameterwerten, die ungedämpfte Schwingungen in Energieübertragungsnetzen beeinflussen, möglich. Die Voraussetzung, um diese Schwingungen zu finden, ist die Untersuchung von Gleichgewichtstrajektorien des Systems bei Parameteränderungen. Ein kritischer Punkt wird erreicht, wo zwei Lösungstrajektorien zusammentreffen und sich teilen. Dieser Punkt hat die Eigenschaft oszillatorisch zu sein und heißt Hopf-Bifurkations-Punkt.

Um zu bestimmen, welche von mehreren Gleichgewichtstrajektorien mit einem bestimmten Parameterwert einen Hopf-Bifurkations-Punkt erreichen, werden die Fortsetzungsmethoden zur Hilfe genommen, die durch kontinuierliche Parameteränderungen, genau den Parameterwert bestimmen, bei dem das System vom stabilen in den oszillatorischen Bereich wechseln (Bild 4.18).

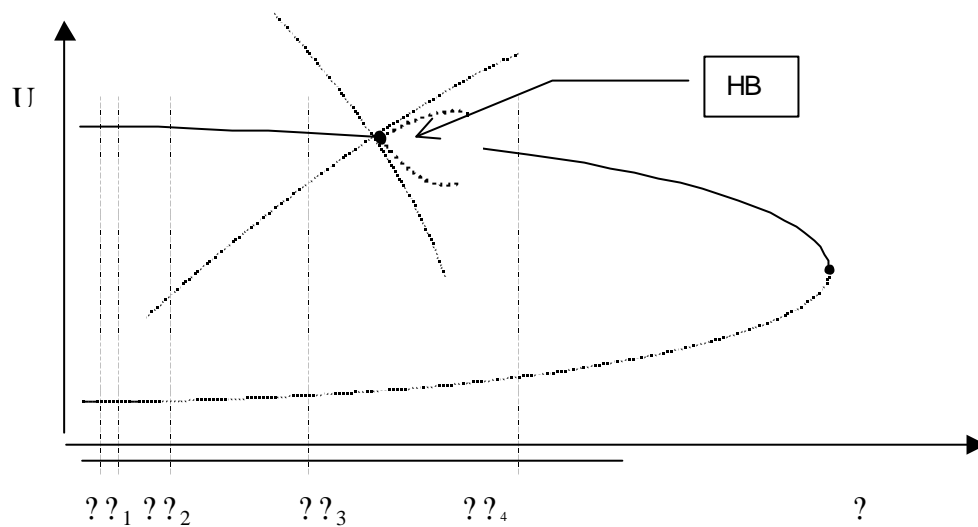


Bild 4.18: Suche eines Hopf-Bifurkations-Punktes durch eine Fortsetzungsmethode

Die oszillierenden Zustände müssen gleichzeitig mittels konventioneller Verfahren oder Simulationsprogrammen zusammen mit einer Identifikation der Stabilität dieser periodischen Lösung untersucht und geprüft werden. Mittels einer nichtlinearen Transformation des Differentialgleichungssystems (der Monodromie-Matrix) und der Eigenwerte dieser Matrix, ist diese Untersuchung möglich.

Am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung sind Programme für das Auffinden von Hopf-Bifurkations-Punkten entwickelt worden. In Vorbereitung sind weitere Verfahren, die die Stabilität periodischer Lösungen bestimmen.

A.E. Sarasua, Ch. Rehtanz

Dieses Projekt wird vom Deutschen Akademischen Austauschdienst (DAAD) gefördert.

4.2.3 Automatische Parametrierung von Dämpfungsreglern in autonomen Regelungssystemen für FACTS

Der Einsatz von FACTS-Geräten (FACTS = Flexible AC Transmission Systems) ermöglicht erweiterte Regeleingriffe in elektrische Energieübertragungssysteme in Form von schneller und kontinuierlicher Kompensation und Schrägregelung. Dieses wird durch die Verwendung moderner Leistungselektronik gewährleistet. Sie können somit zur Leistungsflußregelung, Spannungsregelung und Verbesserung der statischen und transienten Stabilität eingesetzt werden. Die lokalen Betriebsmittelregelungen der FACTS-Geräte müssen jedoch ständig an wechselnde Schalt- und Belastungszustände des Systems angepaßt werden. Diese Anpassungen der Betriebsmittelregelungen erstrecken sich beispielsweise auf Veränderungen von Reglerparametern, Sollwerten oder auch Aktivierungen und Deaktivierungen von Regelungskomponenten. Bei fehlenden oder unzureichenden Adaptionen kann eine Verschlechterung des dynamischen Verhaltens und eine Gefährdung des sicheren stationären Betriebes die Folge sein. Das Konzept der autonomen Regelungssysteme liefert eine Struktur zur gezielten Erweiterung der Netzleittechnik, um u.a. die erforderlichen schnellen, automatischen Anpassungen der Betriebsmittelregelungen zu realisieren.

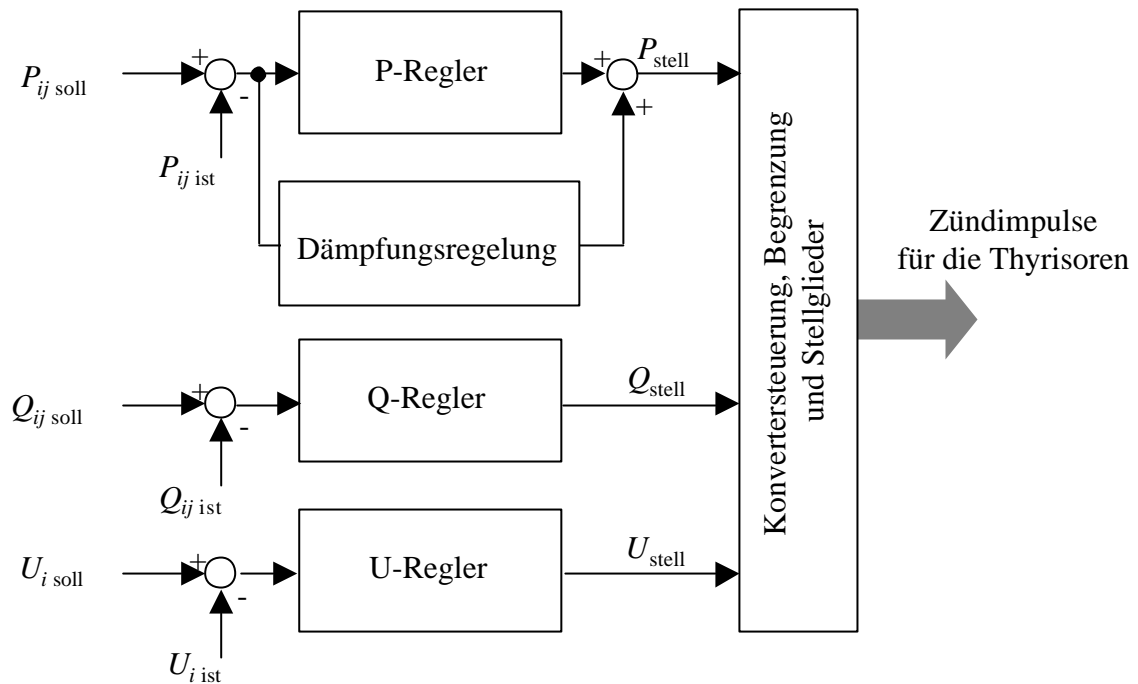


Bild 4.19: Regelungssystem eines UPFC

Der Unified Power Flow Controller (UPFC) ist ein FACTS-Gerät, das die elektrischen Eigenschaften aller anderen FACTS-Geräte vereint und somit zur Leistungsflußregelung, Spannungsregelung und Stabilitätsverbesserung einsetzbar ist. Sein Regelungssystem besteht gemäß Bild 4.19 aus jeweils einem Regler zur Wirk- und Blindleistungsflußregelung, einem Regler zur Spannungsregelung und einem Dämpfungsregler, der besonders in longitudinal ausgedehnten Netzen eine Abdämpfung von Leistungspendelungen bewirkt. Dieser kann verschiedenartig ausgeführt sein, wobei der hier dargestellte parallele Betrieb zum Wirkleistungsflußregler lediglich beispielhaften Charakter hat.

Im Konzept der autonomen Regelung von FACTS-Geräten stellt der Zustandsregler ein geeignetes Regelungskonzept zur Dämpfung von Leistungspendelungen mittels UPFC dar. Dabei werden vor dem Hintergrund der Notwendigkeit einer schnellen Meßwertübertragung in jedem UPFC nur Zustandsgrößen des Energieübertragungssystems auf den Regler geschaltet, die in räumlicher Nähe zum UPFC meßbar sind. Das um den Zustandsdämpfungsregler erweiterte Regelungssystem eines UPFC zeigt Bild 4.20.

Die eng begrenzte Auswahl an Eingangsgrößen für den Zustandsregler stellt eine Einschränkung hinsichtlich des Reglerentwurfs dar. Es hat sich jedoch im Rahmen von Simulationsstudien gezeigt, daß in longitudinalen Netzen Schwingungen durch dezentrale Messungen und Eingriffe besser gedämpft werden können als durch Maßnahmen am Kraftwerk. Um in verschiedenen Schalt- und Belastungssituationen des Systems ein

gleichbleibendes Dämpfungsverhalten des UPFC zu gewährleisten, müssen die Parameter diesen Veränderungen automatisch nachgeführt werden. Dieses ist Aufgabe des autonomen Regelungssystems.

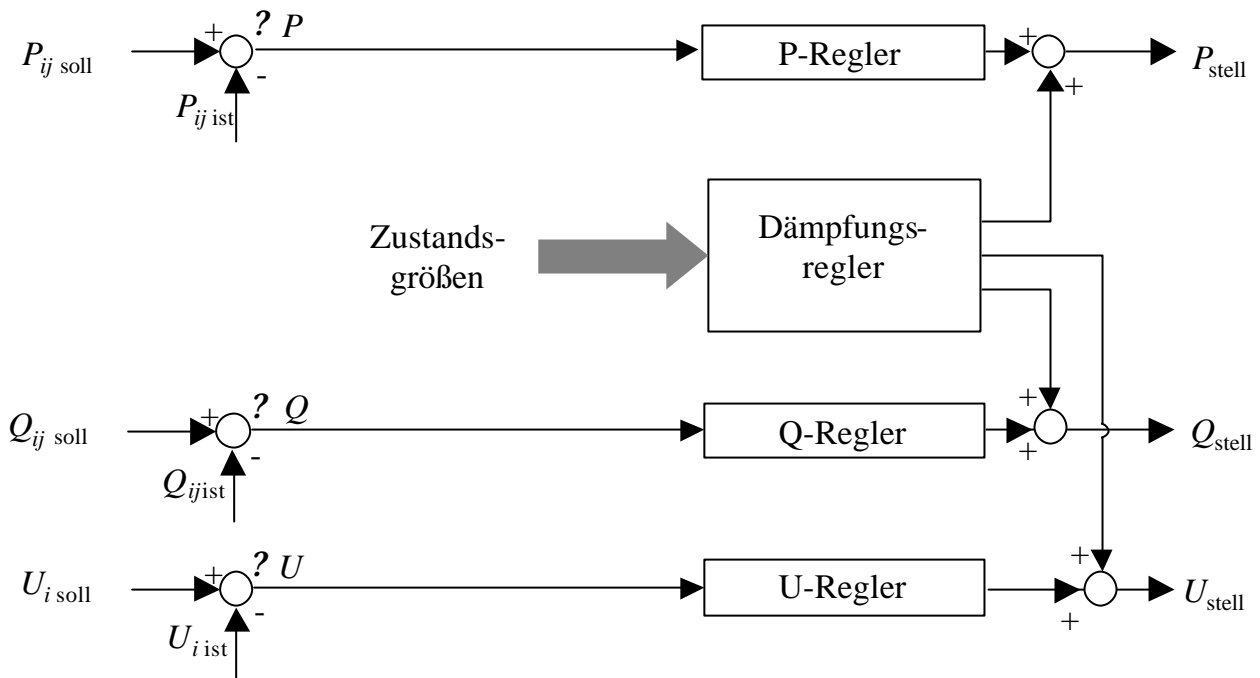


Bild 4.20: Regelungssystem eines UPFC mit erweitertem Dämpfungsregler

Zur Bestimmung der für den aktuellen Netzzustand optimalen Parameter der Dämpfungsregler muß das Gesamtsystem zunächst linearisiert und in die Form einer Zustandsraumdarstellung

$$\dot{x} = Ax + Bu$$

$$y = Cx + Du$$

gebracht werden. Dabei werden mit u die drei Eingriffsmöglichkeiten aller im Netz vorhandenen UPFC nach Bild 4.20 bezeichnet. Dem entsprechend werden die Zustands-Dämpfungsregler aller UPFC zusammengefaßt zu

$$u = -k^T x.$$

Eine Eigenwertanalyse des linearisierten geregelten Systems gibt Aufschluß über das Schwingungsverhalten des Gesamtsystems. Daraus kann eine Kostenfunktion definiert werden, die Strafen für Abweichungen von einer vorgegebenen Solldämpfung des Gesamtsystems und eine Strafe für Stellgrößenverletzungen aufsummiert. Durch eine

Optimierung dieser Kostenfunktion werden die Parameter aller UPFC-Dämpfungsregler für das im Arbeitspunkt linearisierte Energieübertragungssystem eingestellt. Es eignen sich dazu besonders numerische Optimierungsverfahren, beispielsweise genetische Algorithmen. Durch diese Methode der Reglerparametrierung wird eine koordinierte Regelung sichergestellt, da alle Regler global parametrierung wurden und damit eine gegenseitige negative Beeinflussung der Regler ausgeschlossen ist.

Im laufenden Betrieb muß in zuvor festgelegten Abständen eine Eigenwertanalyse des Gesamtsystems durchgeführt werden, um veränderte Betriebssituationen erkennen zu können und die Regler anzupassen. Weicht die Konfiguration der Eigenwerte hinsichtlich des Schwingungsverhaltens des Systems von einem vorgegebenen Sollschwingungsverhalten ab, so muß die oben beschriebene Parametrierung der Dämpfungsregler erneut durchgeführt werden. Damit kann sichergestellt werden, daß im Falle auftretender Störungen im Netz, die Leistungspendelungen nach sich ziehen, eine optimale Abdämpfung der Pendelungen durch die koordinierte Regelung der UPFC erreicht wird.

Die Wirksamkeit des Verfahrens wird an einem Beispielsystem getestet. Es wird das Energieübertragungssystem nach Bild 4.21 verwendet, das in Ost-West-Richtung eine viel größere Ausdehnung als in Nord-Süd-Richtung aufweist.

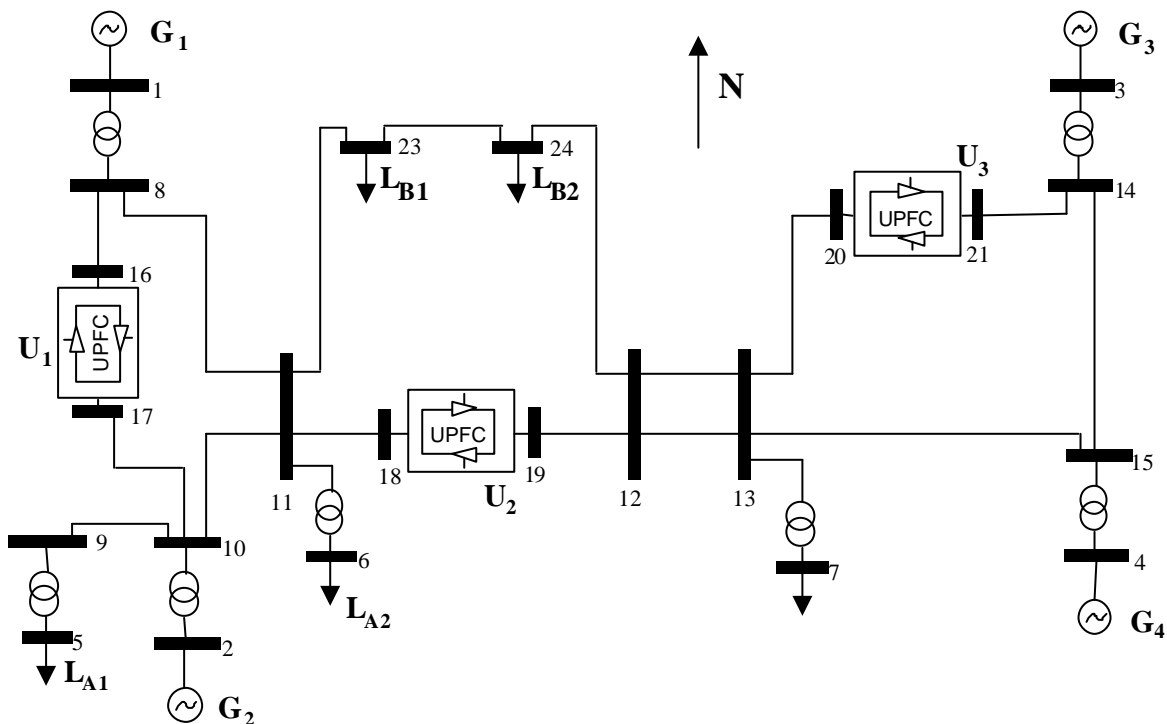


Bild 4.21: Beispielsystem

Das System zeigt aufgrund dieser geographischen Ausdehnung ein ausgeprägtes Schwingungsverhalten zwischen der Generatorgruppe G_1, G_2 und der Generatorgruppe G_3, G_4 . Im Schwingfall ergibt sich eine Leistungspendelung mit einer Frequenz von ca. 0,9 Hz zwischen diesen Gruppen.

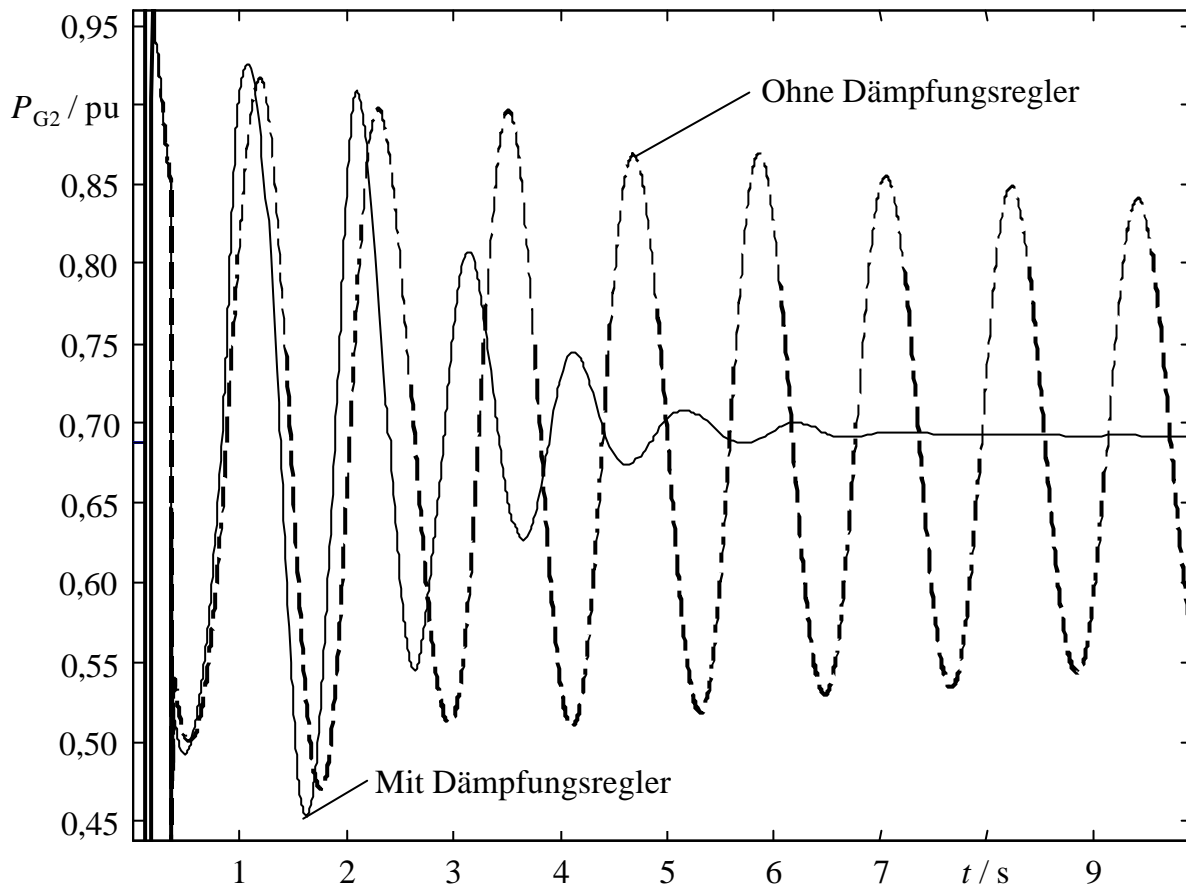


Bild 4.22: Leistungspendelung nach einem Kurzschluß

Diese Schwingung wird beispielsweise durch einen Kurzschluß auf einer Leitung nahe des UPFC U_2 angeregt. **Bild 4.22** zeigt den Verlauf der Wirkleistung des Generators G_2 während und nach eines Kurzschlusses für den Fall ohne Dämpfungsregler in allen drei UPFC und den Fall mit Dämpfungsreglern, die mit dem oben beschriebenen Verfahren parametrisiert wurden. Die Verbesserung des Dämpfungsverhaltens durch den Einsatz der global parametrisierten Zustandsregler in den drei UPFC ist deutlich zu erkennen.

Ch. Becker

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

4.2.4 Ein interaktives Software-Werkzeug zur Überwachung und Planung von Koordinationsmaßnahmen in FACTS

Werden FACTS-Geräte in elektrischen Energieübertragungssystemen eingesetzt, so sind mehrere koordinierende Maßnahmen durch die Netzleittechnik erforderlich, ohne die die FACTS-Geräte den sicheren stationären und dynamischen Betrieb des Systems stark beeinträchtigen können. Diese koordinierenden Maßnahmen betreffen hauptsächlich die vorgegebenen Sollwerte für die lokalen FACTS-Regler, Reglerstrukturen und –parameter. Sie können in Form von generischen Regeln formuliert werden und sind in Tabelle 4.1 aufgelistet.

Tabelle 4.1: Koordinierende Maßnahmen als generische Regeln

WENN	DANN
Kurzschluß auf einem Regelungs- oder Parallelpfad	Verlangsame Regelungen des FACTS-Gerätes
Ausfall eines Betriebsmittels auf einem Parallelpfad UND kein weiterer Parallelpfad vorhanden	Deaktiviere Leistungsfluß-Regelung des FACTS-Gerätes
Überlastung eines Betriebsmittels auf Parallelpfad	Verändere P- und Q- Sollwerte der Leistungsfluß-Regelung des FACTS-Gerätes

In diesen Regeln tauchen die Begriffe „Regelungspfad“ und „Parallelpfad“ auf, die wie folgt definiert werden:

Regelungspfad: Leitungszug, der zwischen seinem Anfangs- und Endknoten ein leistungsflußregelndes Betriebsmittel (z.B. UPFC) enthält und nur an seinem Anfangs- und Endknoten Verzweigungen aufweist

Parallelpfad: Leitungszug, der Anfangs- und Endknoten eines Regelungspfades miteinander verbindet, jedoch kein leistungsflußregelndes Betriebsmittel enthält

Im Konzept der autonomen Regelung von FACTS-Geräten werden diese Koordinationsmaßnahmen mit Fuzzy-Modulen umgesetzt, die lokal im Regelungssystem jedes FACTS-Gerätes implementiert sind. Zur Formulierung von Fuzzy-Regelbasen aus den vorhandenen generischen Regeln in Tabelle 4.1 müssen die Regelungs- und Parallelpfade für jedes

FACTS-Gerät identifiziert werden. Dieses geschieht mit einem Algorithmus, der eine automatische Topologieanalyse des Netzes vornimmt und dabei die Regelungs- und Parallelpfade automatisch nach dem Backtracking-Prinzip bestimmt, um daraus komplette Regelbasen für die Fuzzy-Module der FACTS-Geräte aufzustellen. Bild 4.23 zeigt den gesamten Ablauf des Verfahrens.

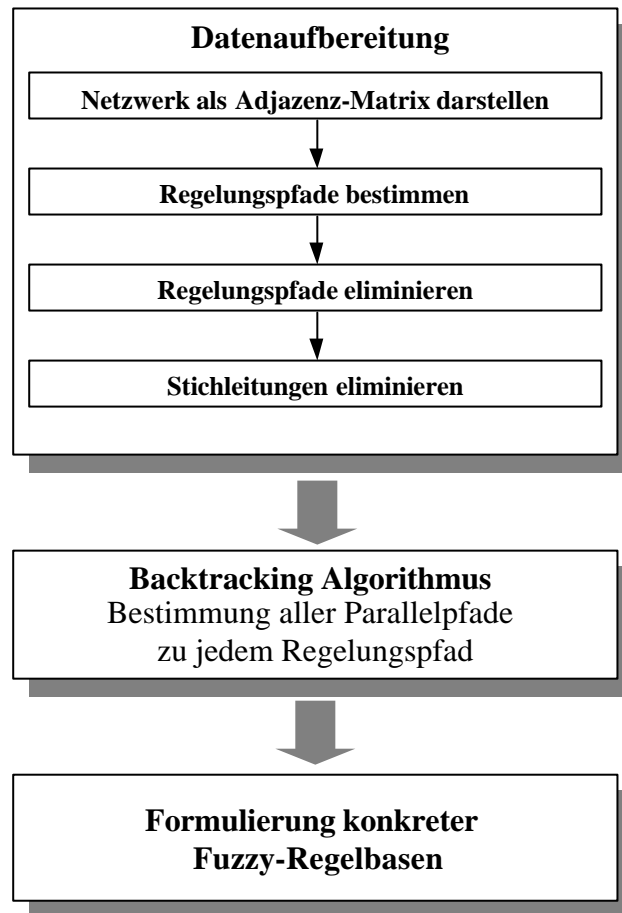


Bild 4.23: Ablauf der automatischen Erzeugung von Fuzzy-Regelbasen

Nachdem die Regelbasen in den Fuzzy-Modulen der FACTS-Geräte abgelegt wurden, werden die Koordinationsmaßnahmen bei Auftreten von kritischen Ereignissen, wie in den generischen Regeln nach Tabelle 4.1 genannt, automatisch ausgeführt. Wird nun eine Veränderung an der Netztopologie vorgenommen, so daß sich die Regelungs- bzw. Parallelpfade verändern, muß das Verfahren erneut gestartet werden, um neue Fuzzy-Regeln zu generieren, die für die neue Netztopologie gültig sind.

Das Verfahren läuft zwar weitgehend automatisiert ab, jedoch ist es wünschenswert, sowohl das Ergebnis der Netztopologieanalyse als auch die erzeugten Regeln dem Prozeßbediener graphisch darzustellen und Veränderungen von Hand bei der Erstellung der Koordi-

nationsmaßnahmen vornehmen zu können. Aus diesem Grund ist ein Software-Werkzeug in MATLAB⁷ entstanden, mit dem die automatische Erstellung von Koordinationsmaßnahmen grafisch überwacht werden kann. Weiterhin kann es zu Planungszwecken im Zusammenhang mit dem koordinierten Betrieb von FACTS-Geräten verwendet werden. Das folgende Bild 4.24 zeigt die Oberfläche des Programms.

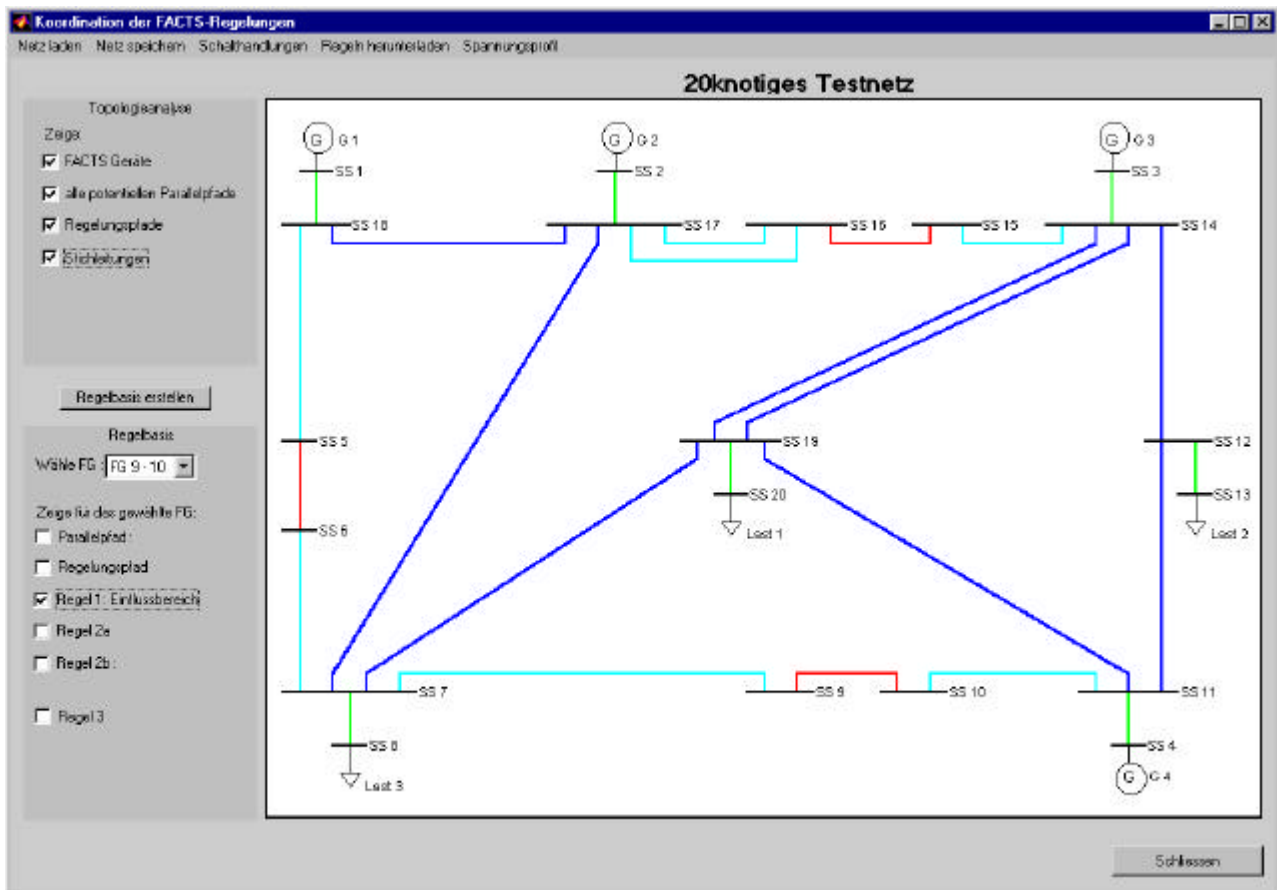


Bild 4.24: Graphische Oberfläche des Software-Werkzeugs

Ausgehend von dieser Oberfläche wird es dem Prozeßbediener ermöglicht, neben der Ausführung der Topologieanalyse u.a. virtuelle Schalthandlungen vorzunehmen, um zu Planungszwecken die automatischen Koordinationsmaßnahmen zu analysieren. Dadurch wird die Transparenz des Verfahrens der autonomen Regelung von FACTS-Geräten und auch die Akzeptanz beim Bedienpersonal im industriellen Einsatz erhöht.

Ch. Becker

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

4.3 Schutz- und Leittechnik

4.3.1 Ausbreitung von höherfrequenten Signalen in Niederspannungsnetzen

Der zunehmende Einsatz von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) mit leistungselektronisch gekoppelten Anschluß an das Niederspannungsnetz kann zu einem vermehrten Auftreten von höherfrequenten Signalen führen. Der Einfluß dieser Signale auf die Betriebsmittel des Netzes kann sich in Fehlfunktionen, Totalausfall und einer zusätzlichen thermischen Beanspruchung bemerkbar machen. Aufgrund der Superpositionseigenschaft verschiedener Quellen und dem Resonanzverhalten des betrachteten Netzes ist eine detaillierte Analyse des aktuellen Netzzustandes erforderlich, um eine Prognose für die Auswirkungen des Anschlusses von weiteren DEA aufstellen zu können.

Alle Signale, deren Frequenz oberhalb der 50-Hz-Grundschiwingung liegen, werden im folgenden als höherfrequente Signale bezeichnet. Im Frequenzbereich bis zu 10 kHz werden sie im allgemeinen Oberschwingungen oder Harmonische genannt, sofern ihre Frequenz einem ganzzahligen Vielfachen der Grundschiwingung entspricht, sonst Zwischenharmonische. Ab einer Frequenz von 10 kHz fällt die Betrachtung dieser Signale in den Bereich der EMV. Der Frequenzbereich über 10 kHz wird in der Zukunft von besonderer Bedeutung sein, begründet u.a. auf der modernen Wechselrichter-Technologie.

Höherfrequente Signale werden durch die Stromaufnahme von elektrischen Verbrauchern mit nichtlinearer Strom-Spannungskennlinie verursacht, wie z.B. von Geräten mit Gleichrichtern und Glättungskapazität oder elektrischen Maschinen. Neuerdings werden zusätzlich höherfrequente Ströme durch die auf dem Pulsweitenmodulationsverfahren basierenden Wechselrichtersysteme erzeugt. Trotz Filterung am Verknüpfungspunkt dieser Anlagen ist eine Ausbreitung von gedämpften Signalanteilen und eine Superposition mit Signalquellen anderer Art gleicher Frequenz an anderen Stellen im elektrischen Netz nicht auszuschließen. Eine dieser weiteren Quellen ist z.B. die Ausbreitung von Kommunikationssignalen auf den Netzleitungen, wie beispielsweise bei der Power Line Communication – Technik (PLC). Außerdem wird durch die meist passive Filterung das Resonanzverhalten des Netzes beeinflußt, was an vielen Stellen im Netz zu Pegelerhöhung oder –minderung führen kann. Auf dieses Phänomen wird hier nicht weiter eingegangen, es läßt sich aus den nachfolgenden Betrachtungen herleiten.

Einen Einfluß auf die Höhe der erzeugten, höherfrequenten Spannungsanteile in der Netzspannung hat die am Verknüpfungspunkt vorhandene Netzimpedanz (Kurzschlußleistung). Sie ist das Kernstück bei den Analyseansätzen.

Jedes periodische Signal mit der Periodendauer T kann mit Hilfe der Fourier-Transformation in eine Fourier-Reihe mit Sinus- und Cosinus-Funktionen unterschiedlicher Frequenz überführt werden. Wird dieses z.B. auf den Stromverlauf in einem elektrischen, dreiphasigen Energieversorgungsnetz angewandt, so ergibt sich für die drei Strangströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ der in Gln. (1a)-(1c) dargestellte Zusammenhang:

$$i_{L1}(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} I_h \sin(h\omega t + \varphi_{ih}) \quad (1a)$$

$$i_{L2}(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} I_h \sin\left(h\omega t + \varphi_{ih} - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (1b)$$

$$i_{L3}(t) = \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} I_h \sin\left(h\omega t + \varphi_{ih} + \frac{2\pi}{3}\right) \quad (1c)$$

Diese Gleichungen gelten nur für eine symmetrische Signalquelle, wie sie in der Regel bei elektrischen Maschinen ab mittlere Leistung auftreten. Für die Spannungen lassen sich analoge Beziehungen aufstellen. Bei einphasigen, stromförmigen Signalquellen entspricht der Stromvektor bei Einspeisung in die Phase L_1 der in Gl. (2) dargestellten Form:

$$\underline{i}(t) = \begin{pmatrix} \sum_{h=1}^{\infty} \sqrt{2} I_h \sin(h\omega t + \varphi_{ih}) \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (2)$$

Diese Signalform ist bei den kleinen DEA mit Wechselrichter bis 4,6 kVA elektrischer Leistung anzuwenden, welche in fast allen Fällen einphasig mit dem Netz gekoppelt sind. Es ist zu erwähnen, daß diese Art der höherfrequenten Signale nur die Harmonischen zur Netzfrequenz darstellen. Die Anwendung auf andere Signalfrequenzen auf Basis dieses Ansatzes ist ohne weiteres möglich. Durch die induktive, kapazitive und ohmsche Kopplung werden alle Phasen des Drehstromnetzes beeinflußt. Die Komplexität dieser Kopplungswege zeigt Bild 4.25 am Beispiel einer Leitung. Für Prognosen bezüglich der Ausbreitung von höherfrequenten Signalen im Niederspannungsnetz kann somit nicht mehr wie bisher mit einphasigen Ersatzschaltbildern gerechnet werden.

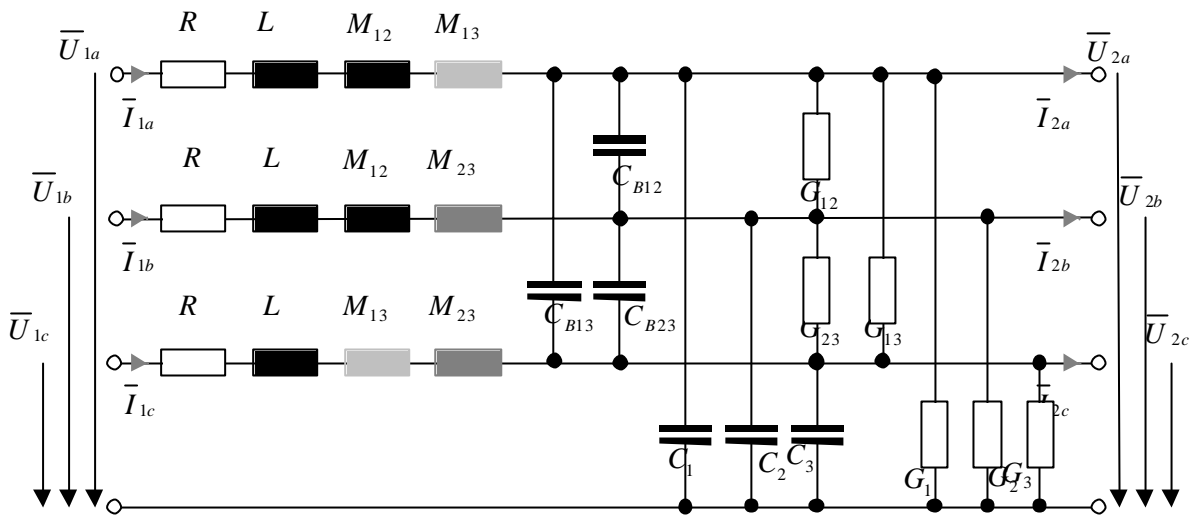


Bild 4.25: Ersatzschaltbild einer Leitung mit den unterschiedlichen Kopplungswegen

Zur Analyse sind alle Betriebsmittel des Niederspannungsnetzes inklusive der Verbraucher und dezentralen Energieumwandlungsanlagen in Form von Zeitmodellen zu beschreiben. Diese Modelle stellen im allgemeinen gekoppelte Differentialgleichungssysteme dar. In Gl. (3) wird als Beispiel das Differentialgleichungssystem der induzierten Spannung in Phase L_1 erzeugt durch die induktiven Selbst- und Koppelkoeffizienten präsentiert. Die Parameter r und d bezeichnen die geometrischen Maße der Leitung und müssen je nach Leitungstyp angepaßt werden. Die angeführte Gleichung gilt für symmetrische, nicht verdrehte Leitungen, wobei die einzelnen Leiter auf den Eckpunkten eines gleichseitigen Dreiecks liegen. Bei Freileitungen, welche in Niederspannungsnetzen im allgemeinen parallel geführt werden, sind entsprechende Änderungen bei dem Parameter d vorzunehmen.

$$u_{L1}(t) = \frac{1}{4} \ln \frac{1}{r} \frac{di_{L1}}{dt} + \frac{1}{d} \ln \frac{1}{d} \frac{di_{L2}}{dt} + \frac{1}{d} \ln \frac{1}{d} \frac{di_{L3}}{dt} \quad (3)$$

Wird nun der Ansatz nach Gl. (2) in Gl. (3) eingesetzt, ergibt sich folgender Spannungsvektor $\underline{u}(t)$ für die induzierten Spannungen:

$$\underline{u}(t) = \frac{1}{4} \ln \frac{1}{r} \sqrt{2} I_h h \cos(h t) + \frac{1}{d} \ln \frac{1}{d} \sqrt{2} I_h h \cos(h t) + \frac{1}{d} \ln \frac{1}{d} \sqrt{2} I_h h \cos(h t) \quad (4)$$

Die unsymmetrische Einspeisung bewirkt nach Gl. (4) eine eingepreßte Serienspannung, das höherfrequente Signal wird in die beiden anderen Phasen eingekoppelt. Wird die gesamte

Leitung als elektrisches Zweitor betrachtet, ist die Darstellung der Übertragungseigenschaften in einer Matrix \underline{M} sinnvoll. Für das Leitungersatzschaltbild nach Bild 4.25 lautet diese Matrix wie in Gl. (5) angegeben.

$$\underline{M} = \begin{pmatrix} \underline{H}_U & \underline{E} \\ \underline{H}_I & \underline{E} \end{pmatrix} \quad (5)$$

Die Teilmatrix \underline{H}_U beschreibt den Einfluss der Längskomponenten auf den Spannungsabfall über die Leitung, \underline{H}_I den Einfluss der Querkomponenten auf den Ableitstrom. Die Hauptdiagonalelemente von \underline{H}_I bilden die Summe aller Querelemente an den jeweiligen Knoten. Die Auswirkungen eines höherfrequenten Stroms auf die einzelnen Phasen des Netzes, z.B. eine entsprechende Spannungsverzerrung, kann nun nach Gl. (6) berechnet werden.

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_2 \\ \underline{I}_2 \end{pmatrix} = \underline{M} * \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{I}_1 \end{pmatrix} \quad (6)$$

Die Simulation realer Niederspannungsnetze anhand der oben genannten Modelle wird geeigneter Weise in Matlab[®] vorgenommen. Mit Hilfe von Toolboxen können Betriebsmittel in Simulink[®] als Bibliotheken zusammengefasst und Netzbilder orientiert an den zu analysierenden Niederspannungsnetzen erstellt werden. Die verschiedenen Parameter, welche sich in Form von zusätzlichen Koeffizienten in den Modellen der Betriebsmittel wiederfinden, sind durch geeignete Messungen zu bestimmen (Bild 2). Hierzu zählt z.B. der Skin-Effekt, welcher die Änderung der ohmschen Eigenschaft einer Leitung bei höheren Signalfrequenzen beschreibt.

Zusätzlich ist eine genaue Analyse der Signale, welche von verschiedenen Wechselrichtern erzeugt und in das Niederspannungsnetz eingespeist werden, notwendig. Aus diesem Grunde wurde ein Wechselrichtermeßplatz eingerichtet, welcher die Aufzeichnung des Ausgangstroms und die am Verknüpfungspunkt anliegende Spannung ermöglicht. Diese Daten werden in den Simulationen in Form von eingepprägten Strömen und Spannungen genutzt. Ziel der Untersuchungen ist, geeignete Verträglichkeitspegel für höherfrequente Signale im Frequenzbereich bis ca. 20 kHz festzulegen und somit ein Kriterium für den Anschluß von leistungselektronisch mit dem Netz gekoppelten dezentralen Energieumwandlungsanlagen formulieren zu können.

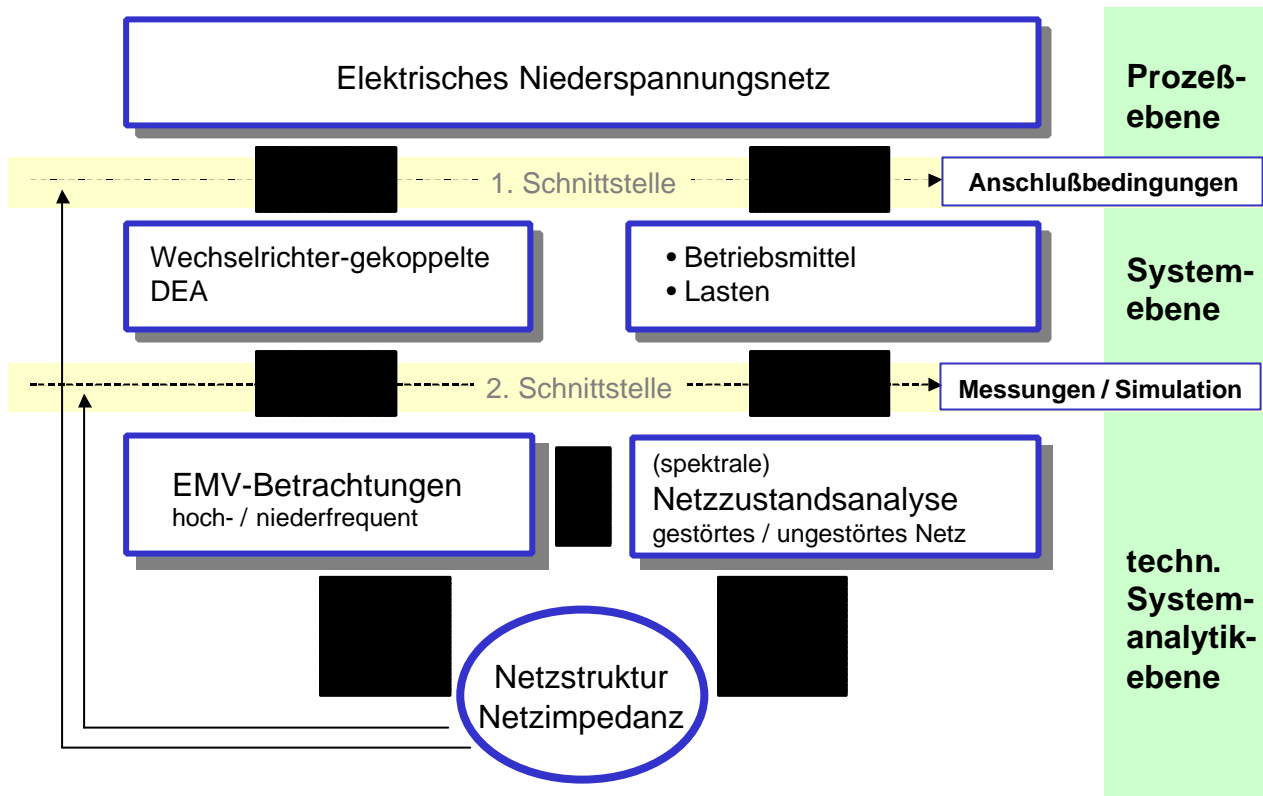


Bild 4.26: Vorgehensweise bei der Analyse von höherfrequenten Signalen zur Festlegung von Anschlußkriterien von DEA an das Niederspannungsnetz

Dieses Projekt ist Teil eines Forschungsvorhabens zur Untersuchung der Integrierbarkeit von vielen dezentralen Energieumwandlungsanlagen in das öffentliche Niederspannungsnetz. Es wird in Kooperation mit dem Lehrstuhl für elektrische Maschinen, Anlagen und Leistungselektronik (LS-MAL) der Universität Dortmund bearbeitet.

W. Horenkamp, Th. Wiesner

Dieses Forschungsvorhaben wird vom Ministerium für Schule, Weiterbildung, Wissenschaft und Forschung (MSWWF) des Landes Nordrhein-Westfalen gefördert.

4.3.2 Power Quality und dezentrale Energieumwandlung

Im Rahmen des liberalisierten Strommarktes ist seit dem 28. April 1998 die freie Wahl des Stromversorgers auch für den privaten Verbraucher möglich. Nachdem die Stromanbieter seit Mitte dieses Jahres in den Wettbewerb um private Kunden getreten sind, sind die Strompreise drastisch gesunken. Aufbauend auf den jährlichen Stromverbrauch können Verträge mit lang-, mittel- oder kurzfristigen Laufzeiten geschlossen werden. Als Folge dieses Wettbewerbs können Veränderungen in der Versorgungsqualität von Einzelkunden oder Kundengruppen entstehen. Besonders die Spannungsqualität an den einzelnen Verknüpfungspunkten von privaten wie gewerblichen Anlagen kann sich verschlechtern. Weiterhin wird die Belastung des Netzes, aufgrund der möglichen Verschiebungen zwischen Last- und Erzeugungszentren der elektrischer Energie, nicht mehr auf lange Sicht hin prognostiziert werden können.

Für die Untersuchung dieser Probleme ist u.a. die Erfassung der Lastgänge bei einzelnen Kundengruppen erforderlich. Auf dieser Basis kann eine Verschiebung von eventuellen Lastspitzen in Schwachlastzeiten ermöglicht und die Spannungsqualität somit in vielen Fällen gesichert werden. Außerdem können derartige Messungen Aufschluß über Energiesparmaßnahmen geben. Eine dritte Möglichkeit der Nutzung derartiger Lastdaten bietet die Grundlage zur Dimensionierung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) wie Photovoltaik oder Brennstoffzellensysteme kleiner Leistungsklasse bis ca. 5 kWel zum Glätten von Lastspitzen oder zur autarken Versorgung von Kunden. Die beiden letztgenannten Aspekte bilden keinen Widerspruch zu den momentan extrem niedrigen Strompreisen, sondern sollen dem zu erwartenden Anstieg bei den fossilen Primärenergiepreisen in den nächsten Jahren vorbeugen. Als vierte Möglichkeit können die Daten in intelligenten Schutzsystemen genutzt werden, beispielsweise bei der Überwachung von Gebäuden, Wohnungen, Anlagen u.ä.

Die Erfassung der charakteristischen Netzgrößen wird umfassend unter dem Stichwort *Power Quality Measurement*, die gleichzeitige Visualisierung bzw. Fernabfragefähigkeit unter *Power Quality Monitoring* zusammengefaßt. Hierunter fallen neben den oben genannten Lastgängen auch Spannungsverläufe, Oberschwingungen und Zwischenharmonische sowie die Netzfrequenz. Die Analyse der Daten führt zu einem Energiemanagement, auch Power Quality Management (PQM) genannt. Ein mögliches Schema der Verarbeitung der Daten zeigt Bild 1.

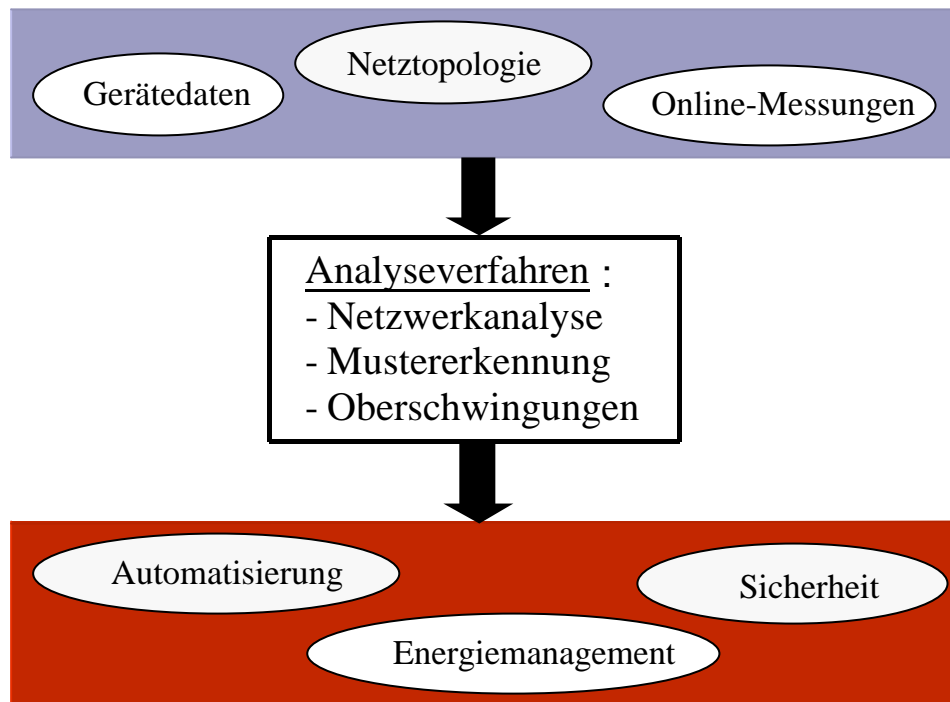


Bild 4.27: *Power Quality Measurement* und *Monitoring* als wichtige Eingangsgröße

Ein Hilfsmittel zur Erfassung von z.B. Lastgängen bilden Datenlogger, welche direkt an den jeweiligen Verknüpfungspunkten einzelner Kunden installiert, und in definierten Intervallen die Leistungsflüsse erfassen und speichern. Um dabei eine möglichst genaue Abbildung der tatsächlichen Verläufe gewährleisten zu können, reichen Intervalle von bislang 15 min. nicht mehr aus. Kurzfristige hohe Leistungsänderungen gehen in der Mittlung über 15 min. verloren. Charakteristische Lastverläufe werden geglättet. Messungen bei verschiedenen Kundengruppen haben ergeben, daß ein Mittlungsintervall von 10s - bei einem Abtastintervall von 1s - für diese Anwendungen ausreichend ist. Für diese Messungen wurde ein Meßsystem entwickelt, das in der Lage ist, drei charakteristische Größen des elektrischen Energieversorgungsnetzes in einem Gesamtintervall von bis zu 1 Jahr zu speichern. Die Möglichkeit der Fernparametrierung und -auslesung ist ebenfalls möglich, was einen autarken Einsatz auch an entlegenen Stellen im Netz Anlagen erlaubt. Einen gemessenen 24h-Verlauf eines Werktages im Herbst bei einem Privatkunden zeigt Bild 4.28. Anhand ihrer charakteristischen Wirkleistungsaufnahme sind einzelne elektrische Verbraucher zu erkennen. Die benötigte Gesamtenergie an diesem Tag liegt bei 2,5 kWh, was hochgerechnet einem Gesamtenergieverbrauch von ca. 1300 kWh_{el}/a entspricht. Eine Verschlechterung der Spannungsqualität an diesem Verknüpfungspunkt ist nicht zu erwarten.

Wirkleistung / W

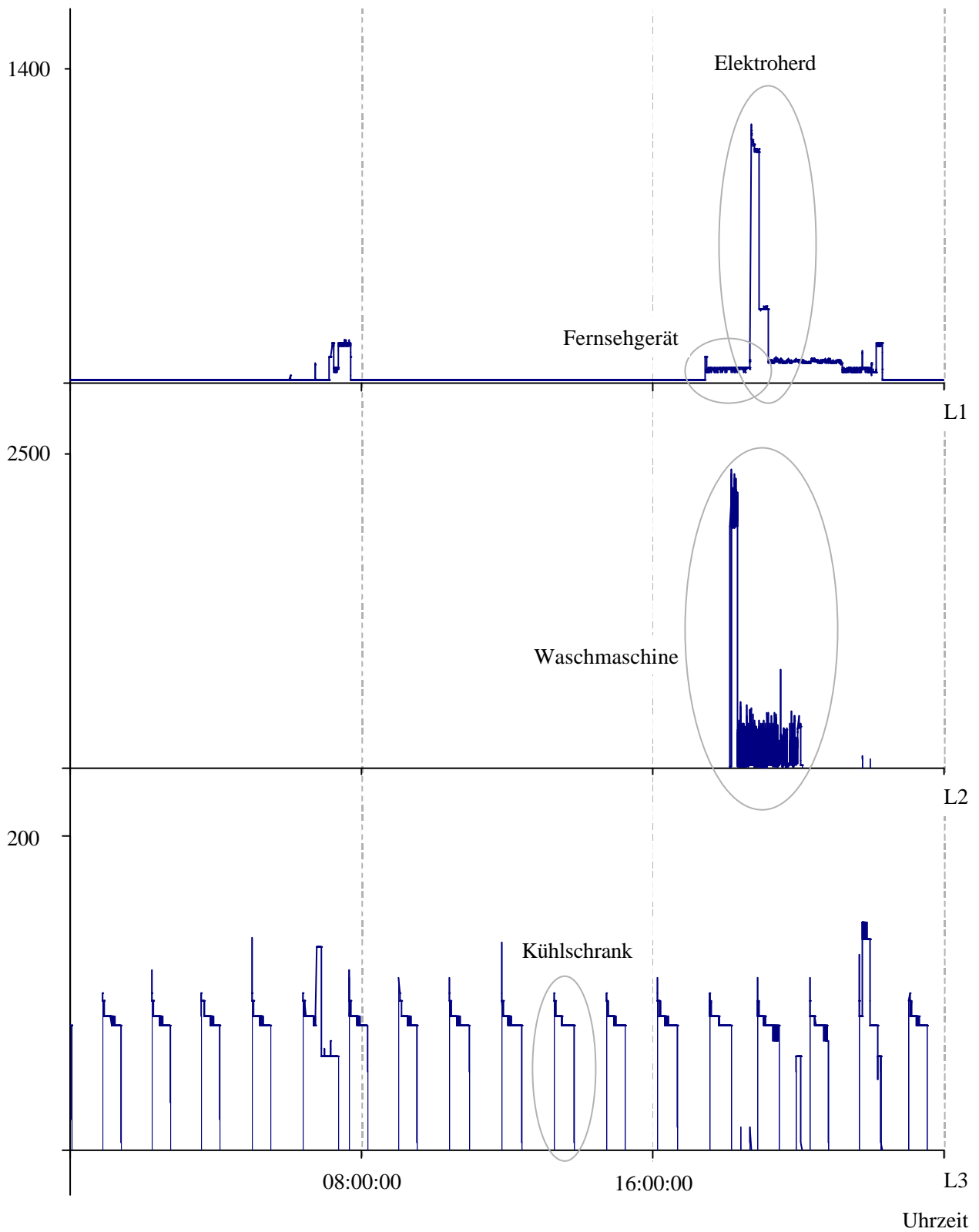


Bild 4.28: Wirkleistungsverlauf in den Phasen L1, L2 und L3 eines Haushalts

Wie bereits oben erwähnt, kann auf der Basis dieses Verbraucherverhaltens eine dezentrale Energieumwandlungsanlage kleiner Leistung dimensioniert werden. Bei einer maximalen Wirkleistungsanforderung von ca. 2,5 kW können z.B. handelsübliche Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von bis zu 5 kW_{el} eingesetzt werden. Diese Anlagen sind allerdings mit einem Speicher für elektrische Energie auszustatten, da besonders der Kühlschrank einen 24h-Betrieb aufweist und die Lastspitzen in Zeiten schwacher oder fehlender Sonneneinstrahlung fallen. Diese Speicherung kann entfallen, wenn der restliche, benötigte Strom aus dem Netz bezogen werden soll. Der Vorteil der PV-Anlage an diesem Verknüpfungspunkt liegt in der Senkung der Lastspitzen im Netz in den Abendstunden, der Nachteil in den zur Zeit noch erheblichen Investitionskosten von bis zu 30.000 DM bei der für dieses Beispiel passenden Anlage. Da von den EVU derzeit gesetzlich geregelt eine Einspeisevergütung für regenerativ erzeugten Strom gezahlt wird, ist eine genaue wirtschaftliche Berechnung der Anlage notwendig. Diese wird auch Einfluß auf die Gestaltung der Anlage und ihrer Komponenten haben. Wird z.B. der thermische Energieverbrauch mit in die Berechnung einbezogen, lassen sich auch andere DEA wirtschaftlich betrachten. Hierzu zählen u.a. Brennstoffzellensysteme, deren Markteinführung in den kommenden 5 Jahren zu erwarten ist. Auf Basis eines PEMFC-Systems mit den Leistungsdaten 3 kW_{el} und 5 kW_{th} ist auf Basis der Lastverläufe (Bild 4.28) ein Szenario entworfen und berechnet worden. Die Ergebnisse einer solchen Berechnung zeigt Tabelle 4.2. Im nächsten Schritt sind Sensitivitätsanalysen auf die konzipierte Anlage anzuwenden. Hierzu ist ein Softwaretool erstellt worden, wo Anlagenszenarien wirtschaftlich bewertet werden können. Es ist zu erwähnen, daß die angesetzten Werte von den Brennstoffzellenherstellern stammen und Planwerte für die Markteinführung darstellen.

Tabelle 4.2: Wirtschaftlichkeitsberechnung einer PEMFC bei aktuellen Energiekosten

DEA-Typ	PEM-Brennstoffzelle	Investitionskosten	Ca. 18000 DM
Leistung thermisch	5 kW	Betriebsart	Wärmegeführt
Leistung elektrisch	3 kW	Betriebskosten / a	1360 DM
Stromkennzahl	0,46		
	Brennstoffzelle	Bezug von EVU / durch Gasbrenner	
Stromgestehungskosten	0,33 DM	0,26 DM	
Wärme gestehungskosten	0,15 DM	0,14 DM	

Dieses Projekt ist Teil eines Forschungsvorhabens zur Untersuchung der Integrierbarkeit vieler dezentraler Energieumwandlungsanlagen in das öffentliche Niederspannungsnetz. Es wird in Kooperation mit dem Lehrstuhl für elektrische Maschinen, Anlagen und Leistungselektronik (LS-MAL) der Universität Dortmund bearbeitet. Der Datenlogger wurde in Zusammenarbeit mit der E.U.S.-GmbH, Gelsenkirchen, entwickelt.

W. Horenkamp, Th. Wiesner

Dieses Forschungsvorhaben wird vom Ministerium für Schule, Weiterbildung, Wissenschaft und Forschung (MSWWF) des Landes Nordrhein-Westfalen gefördert.

5 Vorträge

5.1 Beiträge für das Kolloquium

- 20.01.1999 Dipl.-Ing. S. König, Stadtwerke Duisburg AG
„Die Bedeutung des Zählerwesens in deregulierten Energiemärkten“, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik
- 21.04.1999 J. Teupen, Universität Dortmund
„Lastmodellierung zur optimalen Betriebsführung von Verteilungsnetzen“, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik
- 22.06.1999 Dipl.-Kaufm. H. Nolte, ConEnergy GmbH & Co. KG
„Risikomanagement in der Energiewirtschaft - Eine Einführung“, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik
- 23.06.1999 C. Lehmköster, Universität Dortmund
„Optimale Netzbetriebsführung mit FACTS-Betriebsmitteln zur Leistungsflußsteuerung“, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik
- 08.11.99 R. Palma Behnke, Universität Dortmund
„Objektorientiertes Modell zur Ausbauplanung von elektrischen Übertragungsnetzen unter wettbewerbsorientierten Rahmenbedingungen“, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik
- 13.12.99 Prof. Dr. F.D. Galiana, McGill University, Montreal, Canada
„Profit versus Welfare-based Generation Scheduling under Competition“
Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik

5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 28.04.99 *Th. Wiesner:* „Die Netzstruktur als Grundlage für die Beurteilung der Anschlußfähigkeit von dezentralen Energieumwandlungsanlagen“, ZEDO-Workshop in Dortmund
- 05.05.99 *Th. Wiesner:* „Die Netzimpedanzmessung als Kriterium für die Zu- und Abschaltung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen an das Niederspannungsnetz“, Solartage an der FH Schweinfurt
- 05.05.99 *W. Horenkamp:* „Brennstoffzellensysteme für die Hausenergieversorgung“ Solartage an der FH Schweinfurt
- 02.07.99 *C. Lehmköster:* „Optimal Power Flow for deregulated Systems with FACTS-Devices“, 13th Power System Computation Conference in Trondheim, Norway
- 02.07.1999 *E. Handschin:* "The Electrical Power Network of the Future", 13th Power System Computation Conference in Trondheim, Norway
- 06.08.-
16.08.1999 *E. Handschin:* „Brennstoffzellen - Technologie, Funktionen, Systeme, Forschungsprojekte“, Vortragsreihe an der Universität Bucaramanga, Kolumbien
- 09.09.1999 *E. Handschin:* „Vergleich von Preismodellen für Durchleitungen in liberalisierten elektrischen Energieversorgungssystemen“, Landis & Gyr Eisenstadt, Österreich
- 23.09.99 *C. Lehmköster:* „Connection of Decentralized Energy Conversion Systems to Power Networks, Problems and Solutions“, Workshop „Renewable Energy from Northrhein-Westfallia, Germany“ in Singapur
- 12.10.99 *Th. Wiesner:* „Ausbreitung von höherfrequenten Störungen in Verteilungsnetzen mit dezentralen Energieumwandlungsanlagen“, VDE-ETG Fachtagung zum Thema Verteilungsnetze mit dezentraler Stromerzeugung in Mannheim

- 04.11.99 *Ch. Becker:* „Fuzzy-koordinierte Regelung von FACTS-Geräten mit netztopologieabhängigen Regelbasen“, 9. Workshop Fuzzy Control des GMA-FA 5.22 in Dortmund
- 30.11.99 *C. Lehmköster:* „Gekoppelte Wirk- und Blindleistungsoptimierung trans-europäischer Energieversorgungssysteme unter Berücksichtigung innovativer Betriebsmittel“, Berichtkolloquium zum DFG-Schwerpunktprogramm „Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energiesysteme“ in Stuttgart
- 30.11.99 *C. Leder:* „Globale Zustandsbestimmung und Visualisierung für ausgedehnte elektrische Energieübertragungssysteme mit Methoden der Computational Intelligence“, Berichtkolloquium zum DFG-Schwerpunktprogramm „Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energiesysteme“ in Stuttgart

6 Veröffentlichungen

6.1 Veröffentlichungen

E. Handschin, A. Gruber, E. Jergas, J.-P. Pfander, B. Wiesmann, V. Wittke: „Bahnstromverbund DBEn-ÖBB-SBB“, e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, ÖVE-Verbandszeitschrift, 116. Jg. (1999), Heft 1, S. 17-23

Die einheitlich mit 16 2/3 Hz betriebenen Übertragungsnetze der DBEn, ÖBB und SBB sind derzeit über Verbindungen DBEn-ÖBB und DBEn-SBB gekoppelt. Infolge einer geplanten Verbindung ÖBB-SBB und eines geplanten Bahnstromverbundes müssen die Betriebsphilosophien der einzelnen Netze überdacht werden. Themen wie Leistungs-Frequenz-Regelung, trilateraler Lastfluß, zentrale Netzanalyse und Netzdatenhaltung werden dadurch zukünftig an Bedeutung gewinnen.

E. Handschin, D. Kuhlmann, W. Hoffmann: „ANN based fault diagnosis system ready for practical application“, Engineering Intelligent Systems for Electrical Engineering and Communication, CRL Publishing Ltd. Vol. 7, No 1, March 1999

A large amount of data, messages and alarms is transferred to the control and has to be evaluated by the operator during and after a disturbance in an electric power system (EPS). Malfunctions of protection devices, errors in the communication equipment, missing data from incompletely supervised network areas, as well as corrupted alarm patterns make the determination and location of faults difficult. In this paper the principle of the Device-Specific ANN (DS-ANN) approach to fault diagnosis is discussed. The basic principle of the DS-ANN approach are ANN trained for dealing with certain basic groups of electrical devices (e.g. lines, transformers, busbars etc.). An exchange of intermediate diagnosis between DS-ANN allows to cope with incomplete alarm patterns. Due to the modular approach the DS-ANN based system for fault diagnosis can be easily adapted to topological changes in The EPS as well as to completely different EPS without retraining.

E. Handschin, J. Teupen, B. Heers, L. Jendernalik, Th. Kohlstrung: „Extended modelling of electrical loads for distribution networks for an increased use of existing resources with regard to a regulated energy market“, Proceedings of CIRED, June 1-4, 1999 in Nizza

Due to the forthcoming liberalization of the German energy market a more intensive and effective utilization of existing resources of distribution networks has to be taken into

consideration. The evaluation of retail wheeling and network system services requires manageable tools for an extended modelling of electrical loads and analysis of extensive and critical network operating conditions. This paper presents the method and principles of an integrated planning tool based on innovative scientific methods like bus load modelling and cluster analysis.

E. Handschin, P. Silberg: „Thermal modelling of the Sulzer 7 kW Hexis SOFC module“, Proceedings of the 5th International Symposium on Solid Oxide Fuel Cells, 02.-05. Juni 1999 in Aachen

SULZER is developing SOFC systems for small scale cogeneration. The 7 kWe module will be used for household supply; based on this module larger CHP systems can be build. The module is designed to work in a thermally self-sustaining way. Several air preheaters are integrated in order to use exhaust enthalpy for air preheating and to minimize thermal losses of the system. A stationary thermal model is described to simulate the partial load behaviour of the whole system. In this connection the thermal coupling of the components must be considered as well as different heat transfer mechanism. Based on the stationary model a simple dynamic model was developed for control applications.

E. Handschin, C. Lehmköster: „Optimal power flow for deregulated systems with FACTS-Devices“, PSCC '99, 13th Power Systems Computation Conference, June 1999, Trondheim, Norway

The ongoing changes in the electrical power industry require an opening of unused potentials for cost reduction as well as advanced control facilities in the electrical network. FACTS-devices, especially the Unified Power Flow Controller (UPFC), can fulfil the demand for an active control of nodal voltages and power flows across predetermined paths in the electrical network. With the incorporation of FACTS-devices into the electrical network the reformulation of the Optimal Power Flow (OPF) is necessary to include the facilities of the elements as well as further constraints resulting from open access market structures. In the presented approach the extended problem of a coupled active and reactive power optimization is solved with the method of sequential quadratic programming (SQP) which is a powerful algorithm for solving nonlinear optimization problems with nonlinear equality and inequality constraints.

E. Handschin, O. Jennert, U. Schlücking: „On-line control using a new method of load forecasting with load pattern recognition“, PSCC '99, 13th Power Systems and Computation Conference, June 1999, Trondheim, Norway

In this paper, a new approach of forecasting load on short time scales using load pattern recognition is described. Common forecast methods using time series algorithms are not suitable to take the characteristic load patterns of production facilities into account. To achieve a forecast result with higher accuracy, the patterns are first approximated with simple models. The relation between these models is examined and a forecast calculated based on statistical analysis. The efficiency of this algorithm is represented by the first operational experiences in a big German steel company.

E. Handschin, L. Müller, T. Nikodem, R. Palma: „Modelo Orientado al Objeto para la Simulación y Gestión de Mercados Eléctricos Competitivos“, Proceedings of IEEE – Andescon 99 – Congreso, 08. – 10.09.1999, Venezuela

Este trabajo presenta un programa computacional desarrollado para la representación, simulación y gestión, tanto económica como técnica, de mercados eléctricos basados en un Pool o en contratos bilaterales. La programación orientada al objeto constituye la base de modelamiento del sistema, asegurándose de este modo una flexible ampliación y modificación de las opciones que ofrece el programa. La potencialidad de aplicación de esta herramienta es mostrada para el caso del mercado diario de energía en España. La arquitectura del sistema se basa en un concepto de cliente/servidor que incorpora protocolos de comunicación y servicios internet. Como plataforma de desarrollo se ha elegido el lenguaje de programación Java. Este trabajo contribuye con un nuevo concepto de herramienta de análisis y simulación para sistemas eléctricos de potencia en ambientes competitivos.

Th. Wiesner: „Ausbreitung von höherfrequenten Störungen in Verteilungsnetzen mit dezentralen Energieumwandlungsanlagen“, VDE-ETG Fachtagung zum Thema Verteilungsnetze mit dezentraler Stromerzeugung in Mannheim, 12. Oktober 1999, Fachtagungsband 78

Dezentrale Energieumwandlungsanlagen mit leistungselektronischer Netzkopplung treten als Quelle und Senke für höherfrequente Störaussendungen im Verteilungs-netz auf. Der Grund ist die bei modernen Wechselrichtern verwendete Pulsweiten-modulierung. Das Frequenzspektrum dieser Quellen liegt oberhalb des bislang betrachteten Frequenzbereiches

bis 2500 Hz. Bei Einsatz von vielen solcher Energieumwandlungsanlagen im Verteilungsnetz kann es zur Überlagerung von höherfrequenten Störungen kommen, welche die Spannungsqualität nachhaltig verschlechtern. Aufgrund der leistungselektronischen Kopplung tritt die Energieumwandlungsanlage auch als Senke für höherfrequente Störungen auf, was an der meist passiven Filterung am Ausgang des Wechselrichters liegt. Somit wird aus Sicht eines anderen Anschlußpunktes mit potentieller Störquelle im Netz die Koppelimpedanz verändert, und damit das Resonanzverhalten beeinflußt. Eine erhöhte Aussendung von Störungen kann die Folge sein. Das Verhalten des Verteilungsnetzes bei Einsatz von vielen kleineren Energieumwandlungsanlagen wird zur Zeit in einem Forschungsprojekt untersucht.

Ch. Becker, Ch. Rehtanz: „Fuzzy-koordinierte Regelung von FACTS-Geräten mit netztopologieabhängigen Regelbasen“, 9. Workshop Fuzzy Control in Dortmund, 4.-5. November 1999

Der Beitrag beschreibt die notwendigen koordinierten Regelungsmaßnahmen, die beim Einsatz neuartiger leistungselektronischer Betriebsmittel (FACTS-Geräte) in Energieübertragungssystemen (EÜS) erforderlich sind. Diese Maßnahmen werden in allgemeingültiger wissensbasierter Form dargestellt. Diese generische Darstellung muß vor der Umsetzung in einem EÜS für dessen Topologie konkretisiert, d.h. auf dessen Betriebsmittel bezogen werden. Es wird ein Verfahren vorgestellt, das mit Hilfe der Grafentheorie die Topologie des EÜS automatisch analysiert und aus der wissensbasierten allgemeinen Darstellung der Koordinationsmaßnahmen komplette Fuzzy-Regelbasen erstellt. Diese werden in Fuzzy-Reglern abgelegt, die die Koordination der konventionellen und unkoordinierten FACTS-Regler lokal umsetzen. Bei einer Änderung der Netztopologie bleiben die generisch koordinierten Maßnahmen zwar gültig, die Fuzzy-Regelbasen müssen jedoch an die neue Situation angepaßt werden. Aus diesem Grund reagiert das Verfahren automatisch auf Veränderungen der Netztopologie und aktualisiert die Regelsätze.

E. Handschin, Ch. Becker, J. Brosda, Ch. Rehtanz, J.K. Park: „Automatic fuzzy rule generation for coordination of FACTS-devices“, to be published in KIEE, Dec. 1999

The application of FACTS-devices demands a mutual coordination of their controllers and a coordination of them with the conventional control, instrumentation and protection system. Otherwise a secure operation and a high-quality electric power supply cannot be ensured. This work deals with the development of a preventive working automatic coordination of

FACTS-devices by means of autonomous systems for different control tasks after the occurrence of critical events in electric power systems. First, the principle of autonomous systems is described. Afterwards, the coordination concept is expressed by generic rules. These generic rules are automatically transferred into specific knowledge bases, which are valid for any special power system, with the help of an algorithm basing on graph theory. This specific knowledge bases are applied to FACTS-devices with fuzzy control. Finally, the effectiveness of the whole concept is verified by means of exemplary simulations under MATLAB? /SIMULINK? .

6.2 Forschungsberichte

Ch. Figura: „Beurteilung der Flickerstörwirkung von elektronisch gesteuerten Durchlauf-erhitzern durch digitale Simulation“, EV 9901

Th. Wiesner: „Zwischenbericht zum MSWWF-Projekt IRENE“, EV 9905

R. Palma: „Deep Edit – Dokumentation“, EV 9912

C. Leder, Ch. Rehtanz: „Online-Bestimmung der Spannungsstabilität im elektrischen Energieübertragungssystem unter Nutzung Selbstorganisierender Merkmale“, EV 9917

S. Ramseier, E. Handschin: „Einführung in die Detektions- und Estimationstheorie, Version 2.0“, EV 9923

6.3 Diplomarbeiten

L. Müller: „Untersuchung und objektorientierte Implementierung von Energielieferverträgen in deregulierten elektrischen Energieversorgungssystemen“, EV 9903

L. Wlecke: „Innovative Konzepte für die Informationstechnologie in liberalisierten Energieversorgungssystemen“, EV 9904

N. Schnurr: „Automatische netzzustandsabhängige Adaption von Reglern zur Dämpfung von Leistungspendungen in FACTS“, EV 9906

A. L'Abbate: „Application of FACTS Devices in Liberalized Power Systems“, EV 9915

T. Bohnenkamp: „Online-Stabilitätsbestimmung in elektrischen Energieübertragungssystemen mit Methoden der Computational Intelligence“, EV 9919

D. Kempers: „Ausarbeitung eines Usability-Tests zur Bewertung von Visualisierungssystemen für die elektrische Energieversorgung“, EV 9925

J. Meyering: „Analyse des Einsatzpotentials aktiver Netzfilter“, EV 9926

6.4 Studienarbeiten

J. Meyering: „Robuste Regelung aktiver Netzfilter“, EV 9910

B. Fresen: „Integration der Entscheidungstheorie in Betrieb und Planung eines deregulierten Energieversorgungssystemes“, EV 9911

Ch. Fricke: „Entwicklung einer graphischen Ablaufsteuerung zur Fuzzy-Regelgenerierung in FACTS“, EV 9927

6.5 Programmbeschreibungen

Ch. Figura: „Beurteilung der Flickerstörwirkung von elektronisch gesteuerten Durchlauf-erhitzern durch digitale Simulation“, EVP 9901

Promotionen

Jörg Teupen: „Lastmodellierung zur optimalen Betriebsführung von Verteilungsnetzen“

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

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Z. Styczynski

Tag der mündlichen Prüfung: 21.05.1999

Die strukturellen Änderungen beim Übergang zu einem liberalen Strommarkt in Deutschland erfordern eine Analyse und Optimierung der bestehenden Netzinfrastruktur in Verteilungsnetzen. Hierfür ist eine zeitliche Bestimmung der Verbraucherlasten für alle Stationen im Transport- und Verteilungsnetz notwendig. Während im Hoch- und Höchstspannungsnetz eine meßtechnische Erfassung der Stationslasten erfolgt, muß auf diese Erfassung im Mittel- und Niederspannungsnetz aus Kostengründen verzichtet werden. Zu diesem Zweck sind Verfahren zur Lastmodellierung zu entwickeln, die auf der Grundlage einfacher, bekannter Systemgrößen im Verteilungsnetz eine systematische Bestimmung der zeitlich auftretenden Lastzustände ermöglichen. Im Rahmen dieser Arbeit werden Verfahren zur Lastmodellierung vorgestellt, die auf der Grundlage der analytischen Statistik (Estimationstheorie) und der deskriptiven Statistik (Clusteranalyse) eine zeitliche Bestimmung der Stationslasten durchführen. Die Bewertung des Netzbetriebes durch diese Lastmodellierung erlaubt eine Optimierung der Netzbetriebsführung unter optimaler Nutzung vorhandener Reserven. Netzausbaumaßnahmen, die unter Anwendung der bestehenden Verfahren zur Lastmodellierung notwendig erscheinen, können bei genauerer Betrachtung der Systemzustände auf der Grundlage dieser neu entwickelten Verfahren zur Lastmodellierung hinausgezögert oder vermieden werden. Gleichzeitig ermöglicht die zeitliche Kenntnis der Verbraucherlast eine effizientere Optimierung der Netzbetriebsführung. Die Optimierung wird nicht für ein einmalig stattfindendes Ereignis, wie z.B. die Jahreshöchstlast durchgeführt, sondern berücksichtigt über die Lastgänge die Häufigkeit des Auftretens unterschiedlicher Systemzustände. Als Steuergrößen zur Optimierung der Betriebsführung werden Trennstellen, Transformator-Regler-Parameter und Blindleistungseinspeisungen durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen bzw. FACTS betrachtet. Ziel der Optimierung ist sowohl eine Minimierung der Betriebskosten als auch eine Optimierung der Spannungsbandqualität beim Kunden. Für die Optimierung werden Verfahren der evolutionären Strategien und der genetischen Algorithmen eingesetzt.

Carsten Lehmköster: „Optimale Netzbetriebsführung mit FACTS-Betriebsmitteln zur Leistungsflußsteuerung“

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

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. I. Erlich

Tag der mündlichen Prüfung: 13.07.1999

Das Zusammentreffen politisch und technisch bedingter Veränderungen in der elektrischen Energieversorgung erfordert eine Überarbeitung derzeit noch gültiger systemspezifischer Voraussetzungen der Zustandsoptimierung in der Netzleittechnik. So stellt die Ausweitung der Energieübertragungsnetze und die bevorstehende Öffnung der Energiemärkte erweiterte Anforderungen an die Bereitstellung von Übertragungskapazitäten zur Durchleitung elektrischer Energie, die auch weiterhin unter Gewährleistung einer hohen Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit verfügbar sein soll. Zudem sind durch den bevorstehenden vermehrten Einsatz leistungsregelnder und kompensierender Betriebsmittel, die durch die Verfügbarkeit thyristorgesteuerter Betriebsmittel in der Energieversorgung an Bedeutung gewinnen werden, konventionelle Optimierungsverfahren nicht geeignet, das globale Minimum der Erzeugungskosten zu ermitteln.

Die Arbeit behandelt neuartige Methoden und Algorithmen zur Berechnung des optimalen Lastflusses, welche diese strukturellen Veränderungen berücksichtigen. Auf der Basis der entwickelten Netzzustandsoptimierung zur mehrkriteriellen Minimierung der Betriebskosten sowie zur Maximierung der Übertragungskapazitäten werden anhand von langfristigen Betrachtungen über die gesamte Betriebszeit der FACTS-Betriebsmittel deren Einsatz in Energieübertragungssystemen in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht analysiert.

Rodrigo Palma Behnke: „Objektorientiertes Modell zur Ausbauplanung von elektrischen Übertragungsnetzen unter wettbewerbsorientierten Rahmenbedingungen“

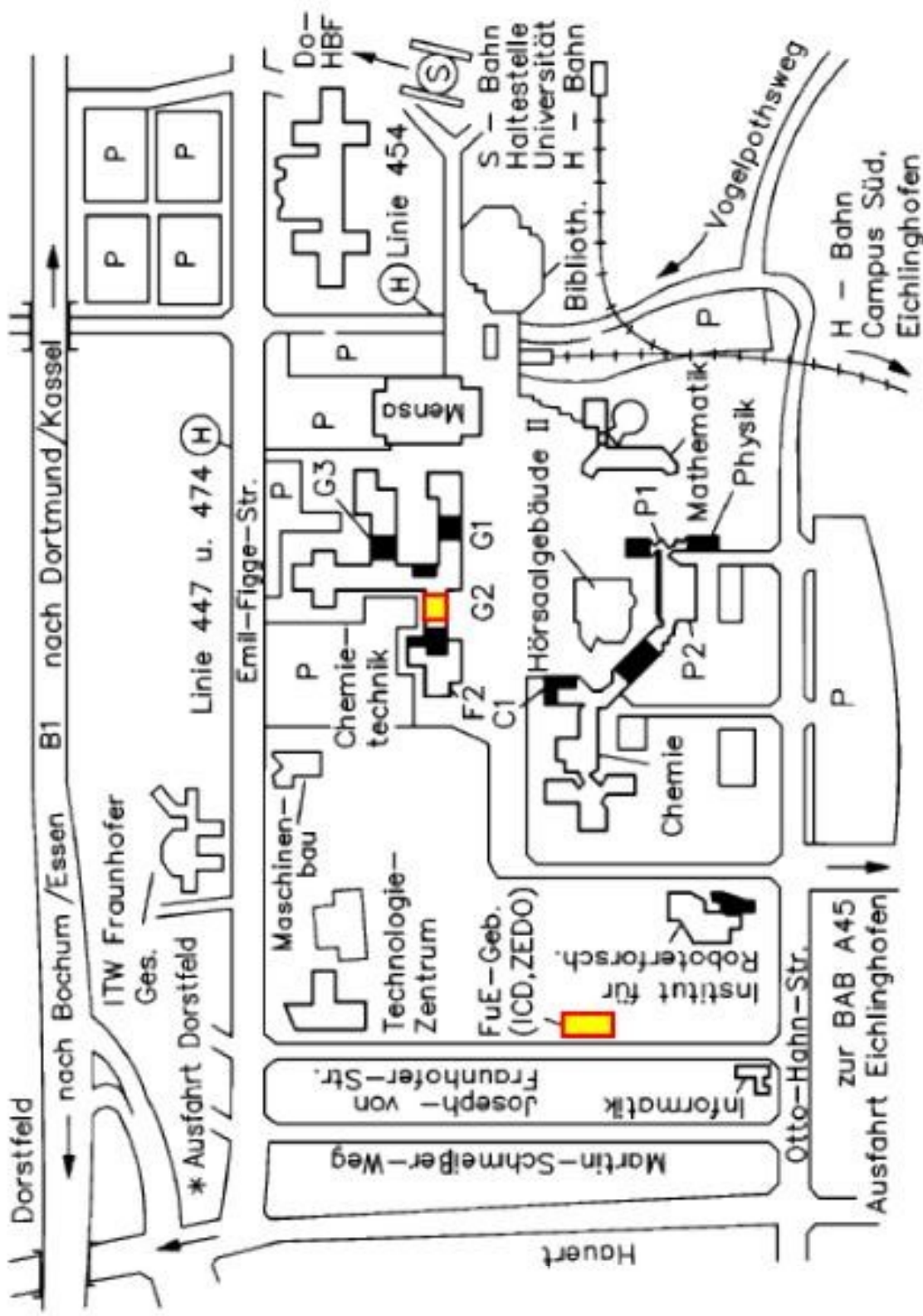
Referent: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Dr.-Ing. S. Kulig

Tag der mündlichen Prüfung: 12.12.1999

Die strukturellen Rahmenbedingungen elektrischer Energieversorgungssektoren unterliegen weltweit fundamentalen Veränderungen. Durch diese neuen Anforderungen stellt sich die Ausbauplanung von Übertragungsnetzen als ein Optimierungs-/Entscheidungsproblem dar, das durch den Einsatz eines sowohl interaktiven als auch rechneroptimierten Planungssystems zu lösen ist.

In der Arbeit wird ein Modell zur Ausbauplanung von Übertragungsnetzen vorgestellt, das auf einer objektorientierten Architektur basiert und die technischen Rahmenbedingungen der Energieversorgung berücksichtigt. Gleichzeitig werden verschiedene Marktmechanismen nachgebildet. Die so entstehende objektorientierte Datenbank des Energieversorgungssystems dient als Ausbauplanung, das als Optimierungsansatz genetische Algorithmen verwendet. Dieses Verfahren ist Bestandteil einer Bibliothek von Markt- bzw. Netzberechnungsobjekten, die das interaktive Programmsystem bilden. Dabei werden effiziente Verfahren zur Modellierung, Optimierung, Entscheidung, Mensch-Maschine-Kommunikation und Software-Ergonomie in geeigneter Form angepaßt und miteinander mittels einer Client/Server-Architektur kombiniert. Das Programmsystem ist unter Verwendung der Java-Technologie realisiert worden und wurde für das chilenische zentrale Verbundsystem eingesetzt.



G2 LS für Elektrische Energieversorgung

Parkplatz-Einfahrt 9/10