

LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG

UNIVERSITÄT DORTMUND

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



JAHRESBERICHT 1990

JAHRESBERICHT 1990

Herausgegeben vom

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

Postfach 500 500

D-4600 Dortmund 50

Telefon (0231) 755-2396

Telex 82 24 45 unido

Telefax (0231) 755-2694

REDAKTION: I. Gasthaus, K. Bielemeier, D. König

VORWORT

Trotz anhaltender, großer Überlast in der Fakultät für Elektrotechnik sind auch in diesem Jahr auf dem Gebiet der Forschungsarbeiten gute Fortschritte erzielt worden. Allerdings ist eine kontinuierliche Hochschulforschung nur mit langfristig angelegten Förderprogrammen möglich. Deshalb soll an dieser Stelle nicht unerwähnt bleiben, daß die intensiven Arbeiten zur Entwicklung einer integrierten Netz- und Betriebsleittechnik für den Steinkohlenbergbau im Berichtsjahr abgeschlossen werden mußten, ohne das neue Informationssystem im praktischen Betrieb ausreichend erproben zu können. Auf dem Gebiet der Expertensysteme ist ein wichtiger Fortschritt bei der praktischen Anwendung unseres Systems für die Netzbetriebsführung erzielt worden. In diesem Zusammenhang ist zu erwähnen, daß ich im Sommer dieses Jahres die Leitung des Zentrums für Expertensysteme (ZEDO) übernommen habe. ZEDO ist eine gemeinsame Forschungs- und Entwicklungsinitiative, die von Dortmunder Universitätsprofessoren 1987 interdisziplinär gegründet worden ist. In ZEDO sind die Sparten Technik, Dienstleistungen und Informatik vertreten. Um die Möglichkeiten der wissensbasierten Systeme effizient ausschöpfen zu können, ist eine enge Zusammenarbeit zwischen Forschung, Herstellung und Anwendung erforderlich. Dabei bildet ZEDO eine gemeinsame Plattform, um den erforderlichen Informations- und Erfahrungsaustausch in großem Umfang sicherstellen zu können. Neben den interdisziplinären Arbeiten sind aber auch die spezifischen Anwendungsbedingungen in der elektrischen Energieversorgung zu berücksichtigen, um Lösungen zu entwickeln, die Akzeptanz für die Anwendung finden. Seit vielen Jahren leistet dabei der Arbeitskreis (AK-TR) "Technisches Rechnen", der den Forschungsbeirat der FGH in Mannheim berät, eine wichtige Rolle. Mit der Übernahme des Vorsitzes dieses Arbeitskreises werde ich gerade diesem Aspekt großes Gewicht beimessen. Das AK-TR Forum "Expertensysteme für den Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme" ist ein wichtiger Beitrag in dieser Richtung, um den Stand der Technik festlegen und zukünftige Forschungsarbeiten definieren zu können. Bei knapper werdenden Fördermitteln kommt solchen Definitionsphasen große Bedeutung zu, um die wichtigen Projekte zur richtigen Zeit planen und durchführen zu können. Nur so ist eine moderne Universitätslehre sicherzustellen und die internationale Wettbewerbsfähigkeit auch in Zukunft zu garantieren. Der vorliegende Jahresbericht zeigt die Beiträge, die in diesem Sinn an meinem Lehrstuhl in diesem Jahr durchgeführt worden sind. Wegen des begrenzten Platzes handelt es sich nur um eine Übersicht. Für die vollständige Dokumentation verweise ich auf die Veröffentlichungen, Vorträge und Dissertationen. Der Jahresbericht möge Anregungen für die Weiterführung der bisherigen Zusammenarbeit und für den Aufbau neuer Kontakte geben.

E. Handschin

INHALTSVERZEICHNIS

	Seite
1. PERSONAL	1
2. LEHRBETRIEB	2
2.1 Vorlesungen	2
2.2 Seminar	3
2.3 Praktika	3
3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN	5
3.1 Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme	5
3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen	15
3.3 Schutz- und Leittechnik	27
4. VORTRÄGE	40
4.1 Beiträge für das Kolloquium	40
4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern	40
5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN	42
6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTÉ	51
6.1 Veröffentlichungen	51
6.2 Forschungsberichte	55
6.3 Diplomarbeiten	55
6.4 Studienarbeiten	56
6.5 Programmbeschreibungen	57
7. PROMOTIONEN	59

1. PERSONAL

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

Sekretariat: Frau I. Gasthaus

Wiss. Mitarbeiter: Dipl.-Ing. D. Blume
Dipl.-Ing. C. Dörnemann
Dipl.-Ing. F. Eickhoff
Dipl.-Ing. J. Handke
Dr.-Ing. W. Hoffmann
Dipl.-Ing. D. König
Dipl.-Ing. A. Kubbe
Dipl.-Ing. F. Reyer
Dipl.-Ing. U. Schlücking
Dipl.-Ing. H. Slomski
Dipl.-Ing. T. Stephanblome

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

**Wissenschaftliche und
studentische Hilfskräfte:** U. Adamczak, K. Bielemeyer,
R. Brüggemann, C. Damschen,
D. Fabinger, R. Koeberl, R. Luttmann
K.-D. Schaum, F. Scharf, V. Schmidt
Th. Seelig, B. Serwe, A. Terglane

2. LEHRBETRIEB

2.1 Vorlesungen

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Elektrische Energietechnik I (WS 1990/91)

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

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

Elektrische Energietechnik II (SS 1991)

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

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

Energieübertragungssysteme I (WS 1990/91)

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 1991)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 8. Semester.

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

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

Energieversorgung (WS 1990/91)

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

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

2.2 Seminar

Mikroelektronik in der Energietechnik

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

Inhalt: Meßwerterfassung und -auswertung mit Mikroprozessoren; analoge und digitale Signalverarbeitung.

2.3 Praktika

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

Schutzeinrichtungen

Behandlung der wichtigsten Schutzmaßnahmen beim Anschluß elektrischer Verbraucher.

Messung von Energie und Leistung

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

Untersuchung von Überstromunterbrechern und Erwärmung von Leitungen

Prüfen verschiedener herkömmlicher Sicherungen, Aufnehmen der Schmelzcharakteristika sowie des zeitlichen Verlaufs von Strom und Spannung einer Schmelzsicherung. Untersuchung des Einflusses der Temperatur auf den Widerstand eines elektrischen Leiters.

Im Rahmen des von allen Lehrstühlen und Arbeitsgebieten der Fakultät Elektrotechnik gemeinsam organisierten Fortgeschrittenen-Praktikums im 5., 6. und 7. Semester werden vom Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung folgende Versuche angeboten:

Regelung von Wirk- und Blindleistung

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

Planung elektrischer Energieversorgungssysteme

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

Dynamische Simulation eines Energieversorgungssystems

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

Lastflußermittlung

Analoge und digitale Simulation eines stationären Netzzustandes. Die Übereinstimmung eines am Netzmodell ermittelten Lastflusses mit einer Lastflußberechnung wird untersucht.

Oberschwingungen in elektrischen Netzen

Oberschwingungsströme verursachen an den Impedanzen des Netzes Spannungsabfälle. Diese Spannungen werden für verschiedene Netztypen, die am Netzmodell nachgebildet werden, gemessen und mit den Ergebnissen eines Rechenprogramms verglichen. Der Oberschwingungsstrom sowie die frequenzabhängigen Impedanzen einiger Netzelemente werden meßtechnisch ermittelt.

Selektive Erdschlußfassung in elektrischen Netzen

An einem dreiphasigen Netzmodell wird die Problemstellung unsymmetrischer Fehler in nicht wirksam geerdeten Mittelspannungsnetzen aufgezeigt. Es werden Messungen mit dem Ziel durchgeführt, Kriterien für eine Erkennung des Fehlers sowie dessen selektiver Abschaltung zu erarbeiten. Mit entsprechenden Schutzgeräten werden Selektivität, Schnelligkeit und Zuverlässigkeit des Netzschutzes bei verschiedenen Fehlerorten geprüft.

Simulation von Lastverteileraufgaben

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

3. FORSCHUNGS- UND ENTWICKLUNGSARBEITEN

Die im Berichtsjahr 1990 durchgeführten Arbeiten lassen sich den folgenden drei Schwerpunkten zuordnen:

1. Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme.
2. Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen.
3. Schutz- und Leittechnik.

Die folgenden Ausführungen sind Kurzbeschreibungen der durchgeführten Projekte und sollen in knapper Form Problemstellungen und erreichte Ergebnisse aufzeigen. Am Ende der einzelnen Projektbeschreibungen sind die weiterführenden, ausführlichen Berichte erwähnt.

3.1 Software-Entwicklung für die Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme

3.1.1 Integration von Expertensystemen in die Netzleittechnik

Wie eine CIGRE Studie des SC 39 zeigt, wird die heute in den Schaltwarten von Energieversorgungsunternehmen verfügbare Software zur Sekundäranalyse häufig nur unzureichend ausgenutzt. Es werden vor allem zwei Gründe dafür genannt, erstens sind einige der Programme während des Normalbetriebszustands von geringerer Wichtigkeit für den Netzleitingenieur und zweitens sind sie zum Zeitpunkt von Störungen oft nur schwer in den Entscheidungsprozeß des Betriebsführungspersonals einzubeziehen. Es sind mindestens zwei Wege denkbar, diesem Dilemma abzuhelpen:

1. Der Einsatz von Trainingssimulatoren übt den Umgang mit verfügbaren Analyseprogrammen im Zusammenhang mit einer Vielzahl von Störungsszenarien.
2. Expertensysteme können zur verbesserten Nutzung der Sekundäranalysehilfsmittel beitragen und somit als Entscheidungshilfe für den Netzleitingenieur dienen.

Ziel der Expertensystementwicklungen am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung ist die Entwicklung eines entscheidungsunterstützenden Expertensystems, das den Netzleitenden unterstützt, indem es die verfügbaren analytischen Hilfsmittel der Netzleittechnik

- Lastflußberechnung,
- Ausfallsimulation,
- Kurzschlußanalyse,
- Stabilitätsanalyse etc.

angewendet und interpretiert. Einige der Aufgaben, die von einem solchen Expertensystem übernommen werden sollen, seien beispielhaft genannt:

- kontinuierliche Bewertung des aktuellen Netzbetriebszustands (insbesondere hinsichtlich des (n-1)-Kriteriums oder des Kurzschlußverhaltens).
- Vorschlag von Präventiv- und Abhilfemaßnahmen, zur Sicherung oder Wiederherstellung des sicheren Betriebszustands.
- Meldungsverarbeitung mit dem Ziel der Fehlerortbestimmung.

Die Integration eines Expertensystems in bestehende netzleittechnische Konzepte ist eine komplexe und schwierige Aufgabe. Wichtig ist vor allem die schnelle Kommunikation zwischen dem Expertensystem und den statischen und dynamischen Informationen in der Netzdatenbank. Jedes Expertensystem, das einen nennenswerten Anteil seiner Informationen von dem Netzleitenden erfragt, ist für den Einsatz in der Netzleittechnik nicht akzeptabel. Expertensysteme benötigen vielmehr Möglichkeiten zur automatischen Datenakquisition aus der Datenbank des Netzleitrechners. Bei dem der vorgestellten Expertensystementwicklung zugrunde liegenden Konzept zur Wissensdarstellung und Verarbeitung erlaubt das Konzept der Basisaussagen den Zugriff auf ganz unterschiedliche Informationsquellen während der Wissensbasisauswertung. Eine automatisch generierte Benutzeranfrage erfolgt dann lediglich im Fall gestörter Informationswege. Die Blackboard-Struktur der realisierten Expertensystemumgebung erlaubt in einfacher Art und Weise die Kommunikation zwischen algorithmischen Programmen, dem Netzleitrechner und den verschiedenen Komponenten des Expertensystems (vgl. Bild 3.1).

Zur Bewertung der Ausfälle von Übertragungselementen in dem ausgedehnten, eng vermaschten 110-kV-Netz einer deutschen Großstadt ist das Expertensystem auf einer separaten Hardware installiert und über ETHERNET mit der Software des Netzleitrechners verbunden. Die aktuellen Netzdaten werden dem Expertensystem nach erfolgter

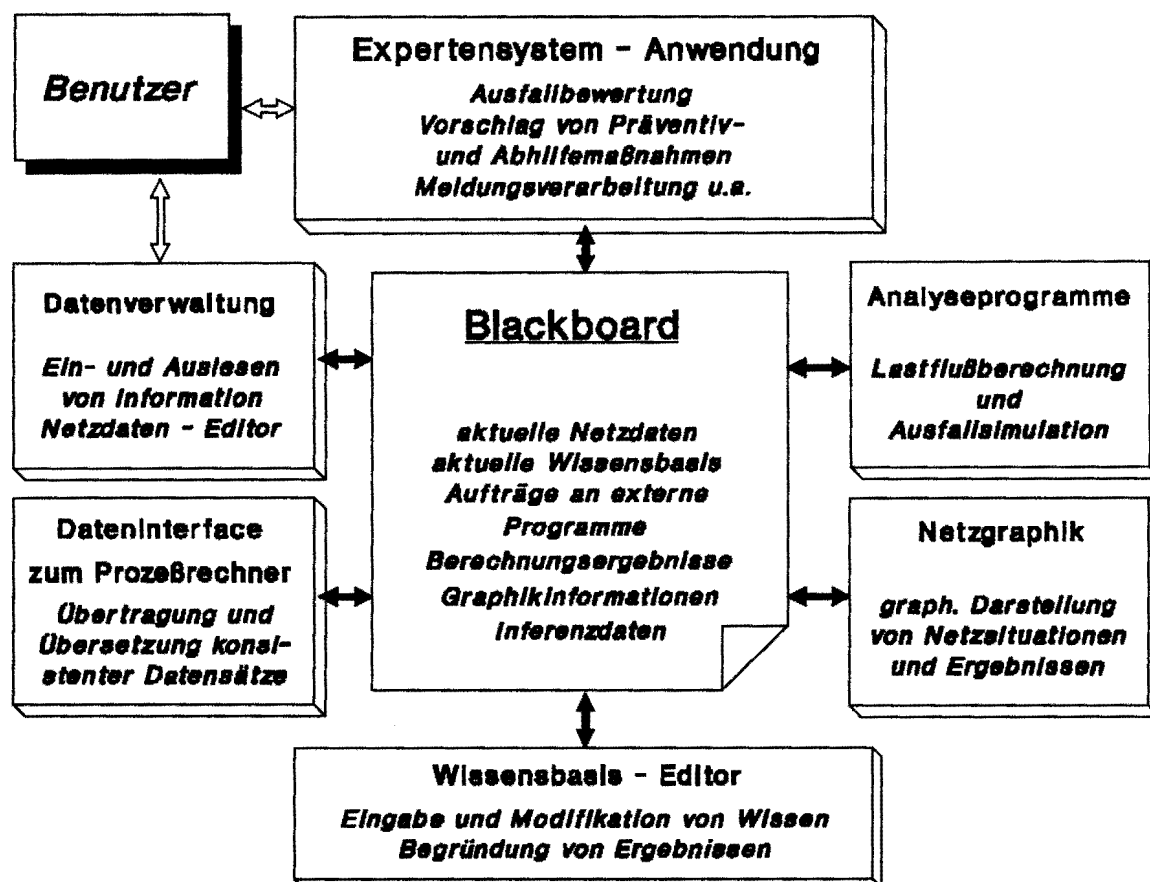


Bild 3.1: Kommunikationsstruktur des realisierten Expertensystems

Zustandsschätzung übermittelt.

Die Wissensbasis des Expertensystems für die Bewertung von Ausfällen enthält in lesbarer Form die Beschreibung kritischer Ausfallsituationen, die zu Überlastsituationen, Spannungsbandverletzungen oder Teilnetzbildungen führen können. Die an der Universität Dortmund entwickelte Wissensbasis enthält zu deutlich über 90 % netzunabhängiges, generisches (abstraktes, nicht auf konkret bezeichnete Betriebsmittel zugeschnittenes) Wissen. Die Auswertung der ca. 200 in der Wissensbasis des Expertensystems enthaltenen Aussagen liefert eine netzzustandsadaptive Liste derjenigen Übertragungselemente, deren Ausfall vermutlich die Verletzung betrieblicher Randbedingungen nach sich zieht. Die Markierung dieser Betriebsmittel innerhalb einer Netzgraphik lenkt die Aufmerksamkeit des Netzleitenden auf die kritischen Betriebsmittel. Auf Wunsch kann der Anwender eine Begründung der Bewertung eines Ausfalls durch das Expertensystem erhalten. Während des Feldversuchs wurden die wissensbasiert ermittelten Ausfallbewertungen mit den Ergebnissen einer vollständigen numerischen Ausfallsimulation verglichen. Die Ergebnisstatistik ist in Bild 3.2 dargestellt.

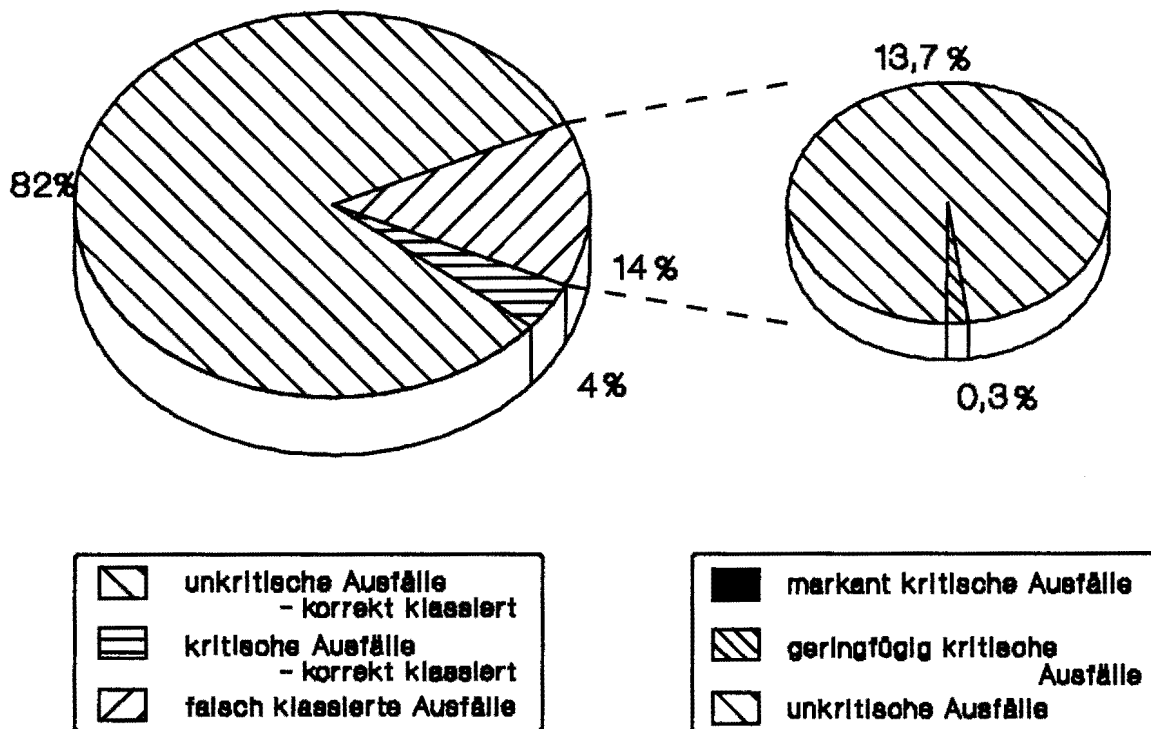


Bild 3.2: Statistik der wissensbasierten Ausfallbewertung

Für ein betrachtetes Energieversorgungsnetz mit 118 Netzknoten und 186 Übertragungselementen wird ein unkritischer Ausfall in ca. 2 s erkannt. Die Bewertung eines kritischen Ausfalls dauert auf einem IBM-PC/AT-kompatiblen Rechner mit einer Taktfrequenz von 20 MHz (640 kByte Arbeitsspeicher) im Durchschnitt weniger als 0.6 s.

Das beschriebene, im Feldversuch getestete Expertensystem für die Bewertung der Ausfälle von Übertragungselementen ist ein erster Schritt auf dem Weg zu einem entscheidungsunterstützenden Expertensystem für die Netzsicherheitsüberwachung. Aufbauend auf den gemachten Erfahrungen werden die als Prototypen bereits entwickelten Expertensysteme für:

1. Erarbeitung von Präventivmaßnahmen zur Sicherung der (n-1)-Sicherheit und
2. Fehlermeldungsanalyse und Fehlerortung

in das entscheidungsunterstützende System integriert.

W. Hoffmann

3.1.2 Anwendung der betriebsmittelbezogenen Lastmodellierung für Planung und Betrieb von Mittelspannungsnetzen

Mit Hilfe der betriebsmittelbezogenen Lastmodellierung ist es möglich, Lastgänge im Mittelspannungsnetz zu berechnen. Hier sind die Voraussetzungen für das Estimationsverfahren aufgrund einer großen Anzahl von Verbrauchern erfüllt. Der Gleichzeitigkeitsgrad ist bei der betrachteten Verbraucheranzahl nahezu konstant gleich groß. Durch die gute Durchmischung von Verbrauchern innerhalb einer Gruppe sind die für die einzelnen Verbrauchergruppen ermittelten Kurven nicht auf die Meßstellen beschränkt, sondern allgemeingültig. Hierbei spielt die Klassifizierung der Verbraucher eine wichtige Rolle. Die bisher vorgenommene Einteilung (Haushalte, Gewerbe mit und ohne Maximumzähler, Schwachlast, Nachtspeicherheizung, Straßenbeleuchtung, verschiedene Sondervertragskunden) führt in vielen Fällen nicht zu einer geeigneten Gruppenzusammensetzung, da vor allem im Gewerbebereich das elektrische Verhalten sehr unterschiedlich sein kann. Nur durch einen detaillierten Branchenschlüssel ist es möglich, eine genaue Klassifikation zu erreichen. Für die große Zahl der Sondervertragskunden wurde dies realisiert, wobei durch Unterstützung von Datenbanksystemen ein Sonderkundeninformationssystem geschaffen wurde, das auch für die Kundenberatung genutzt werden kann. Die geplante Erweiterung des Informationssystems auf Tarifkunden und Sonderabkommen für die Speicherheizungen unterstützt eine geeignete Zusammenfassung der Verbraucher in Gruppen und führt zu einer schnellen Bereitstellung der Daten für eine betriebsmittelbezogene Lastmodellierung.

Unter diesen Voraussetzungen können auf der Basis von typischen Verbraucherkurven Berechnungen für die Gesamteinspeisung in Niederspannungs-Netzinseln, wie sie von einem (offenen) Mittelspannungsring erfolgen, berechnet werden. Darüber hinaus können unter Berücksichtigung der Netzverluste durch Summation der einzelnen Lasten der Umspanner 10kV/0,4kV die Gesamtbelastung eines Kabelringes (Streckenlasten) und auch Summenlasten mehrerer Kabelringe bestimmt werden, die zu einer besseren Information über die Belastung der Betriebsmittel im Störfall bzw. für die Planung beitragen.

Da aus vielen Stationen keine Fernmessung der Last vorhanden ist, kann die Belastung für außergewöhnliche Schaltzustände nur grob abgeschätzt werden. Zur Erhöhung der Betriebssicherheit ist eine Berechnung der zu erwartenden Lastverhältnisse vor Ausführung von Schalthandlungen wünschenswert. Es muß möglich sein, durch Kombination einzelner Stationslasten zu Streckenlasten die Gesamtbelastung zu ermitteln.

Für die Bestimmung der Lasten zur Verwendung im Netzbetrieb ist der Schaltzustand entscheidend. In Abhängigkeit von der Topologie kann die Verbraucherzusammensetzung bestimmt werden, um bei notwendigen Umschaltungen eine gesicherte Lastbestimmung an den Betriebsmitteln zu erhalten. Im Zusammenhang mit der Automatisierung im Mittelspannungsnetz kommt der Lastbestimmung eine größere Bedeutung zu. Durch die Kenntnis der Verbraucherzusammensetzung können dort die Belastungsverhältnisse synthetisch ermittelt werden.

Bei der Bestimmung von Streckenlasten ist es notwendig, die Verluste auf den Leitungen und den dadurch verursachten Spannungsabfall zu berücksichtigen. Neben der thermischen Belastung der Betriebsmittel durch den Strom kann auch der Spannungsverlauf entlang einer Leitung beobachtet werden. Die Planung neuer Anschlüsse und Versorgungsgebiete kann dann auch das Spannungshaltungsproblem durch Lastberechnungen einbeziehen. Entscheidend sind hier die beiden wichtigsten Kriterien bei der Auslegung von Netzen für den Normalbetrieb. So darf der Laststrom den thermisch zulässigen Dauerstrom nicht überschreiten. Ferner ist im Rahmen einer ausreichenden Versorgung notwendig, die Spannung am Verbraucher unabhängig vom Betriebszustand des Netzes in gewissen Toleranzgrenzen zu halten.

Eine Anwendungsmöglichkeit im Rahmen der betriebsmittelbezogenen Lastmodellierung ist die Bestimmung der Lasten nach einer Trennstellenverlagerung sowie der optimalen Lage einer Trennstelle im offenen Ringnetz. Dabei ist das Erkennen notwendiger und zulässiger Schaltmaßnahmen z.B. bei Revisionsarbeiten oder bei Kabelschäden wichtig. Als Beispiel ist in Bild 3.3 ein offener Ring mit zwei Umspannwerken und zehn Verteilungsstationen gezeigt. Die Wirkleistungen P_1 bis P_{10} an den einzelnen Netzstationen werden für jeden Zeitpunkt eines Tages auf der Basis der typischen Verbrauchercurven ermittelt.

Unter Berücksichtigung aller möglichen Trennstellen zwischen den einzelnen Verteilungsstationen, eines vorzugebenden Spannungsbandes für jede Verteilungsstation zur Einhaltung der notwendigen Betriebsspannung in unterlagerten Netzbezirken sowie den möglichen Transformatorstufungen in den Umspannwerken des offenen Ringnetzes, führt das Programm eine Ermittlung der optimalen Trennstelle des Ringes durch, d.h. im Falle der Höchstlast ergibt sich an dieser Stelle der geringste Strom. Die Bestimmung dieser Trennstelle erfolgt durch Berechnung der wichtigen Parameter Spannungsabfall, Spannung an den Verteilungsstationen sowie einzuspeisender Leistung. Diese Rechnung wird für beide Seiten des offenen Ringes für jede mögliche Trennstelle durchgeführt. Durch Vergleich der Ergebnisse ergibt sich die optimale Lage der Trennstelle.

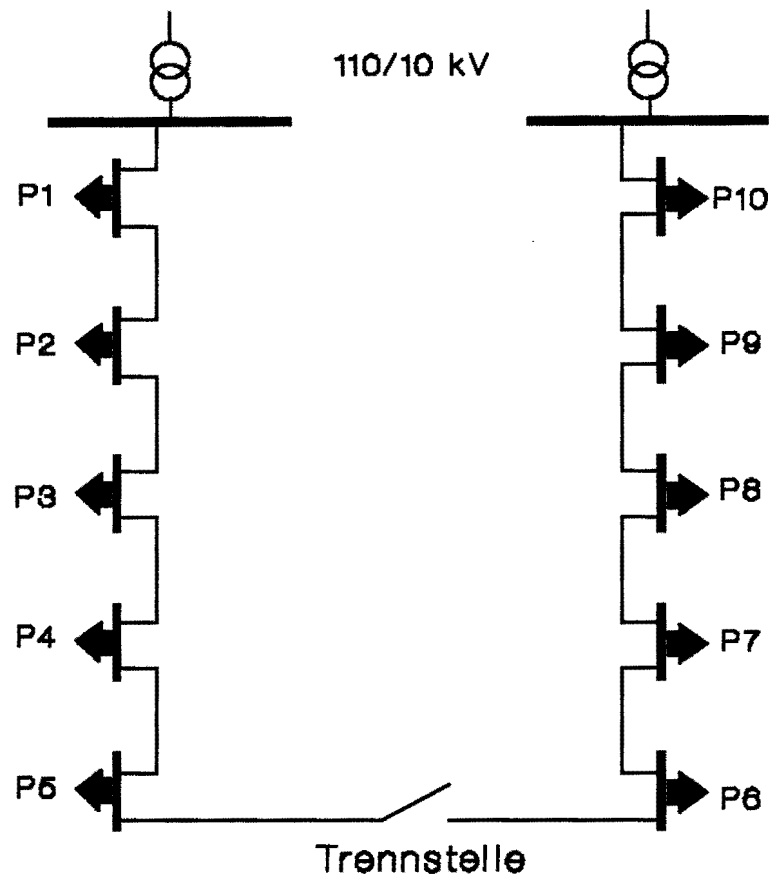


Bild 3.3: Offener Ring mit Netzstationen

Der Vergleich der Ergebnisse untereinander gibt auch an, wie die Verluste sich bei einer möglichen, aus betrieblichen Gründen erforderlichen Lage der Trennstelle ergeben. Darüber hinaus sind zusätzlich die Ergebnisse des schlechtesten Falles wichtig, in dem der komplette Ring nur von einer Seite her versorgt wird, die Trennstelle also direkt hinter einer der Sammelschienen eines Umspannwerkes liegt. Auch die Belastungen der einzelnen Kabelabschnitte werden berechnet und bei Bedarf angegeben.

Nicht nur die Angabe der Gesamtlast an einem Betriebsmittel ist von Interesse. Die Methode der Bestimmung von typischen Verbrauchercurven ermöglicht durch eine Analyse des Lastgangs, ob der zusätzliche Anschluß von Verbrauchern gleichen Typs zu einer Überlastung der vorhandenen Betriebsmittel zu bestimmten Tageszeiten führt oder vielleicht eine verbesserte Auslastung bewirkt. Die Lastanalyse kann nicht nur zur Ausbauplanung genutzt werden, sondern auch zur Beurteilung von Maßnahmen zur Beeinflussung von Lastganglinien gesamter EVU (Load Management). Vor allem im Hinblick auf eine Veränderung der Tarifstruktur in Abhängigkeit vom Lastverhalten

werden in einigen europäischen und amerikanischen Staaten Maßnahmen zur Lastbeeinflussung (Demand-Side Management) diskutiert, die auf eine Vergleichmäßigung der Lastganglinie des EVU abzielen. Solche Maßnahmen sind nur mit einer detaillierten Kenntnis der Zusammensetzung der Betriebsmittelgesamtlast sinnvoll.

Ch. Dörnemann

EV 9038, EVP 9011

3.1.3 Langfristige Kraftwerkseinsatzplanung in hydrothermischen Erzeugungssystemen

Für die Energieversorgungsunternehmen stellen Werkzeuge zur langfristigen Kraftwerkseinsatzplanung wichtige Hilfsmittel für verschiedene Planungsaufgaben dar. Hierzu gehören zum einen die Aufgaben der Kraftwerkszubauplanung, Revisionsplanung und langfristigen Vertragsplanung, auf der anderen Seite werden für Aufgaben des Betriebs Vorgaben aus der Langfristplanung benötigt.

Pumpspeicherkraftwerke werden oftmals im Tagesbetrieb zur Deckung der Spitzenlast verwendet. Es stellt sich daher die Frage, inwiefern die Berücksichtigung von Pumpspeicherkraftwerken in der langfristigen Kraftwerkseinsatzplanung gerechtfertigt ist. Die Erzeugung hochwertiger Spitzenenergie aus niederwertiger Niederlastenergie durch die Pumpspeicherkraftwerke bedingt eine Verschiebung eines Teils der von den thermischen Kraftwerken erzeugten Energie von den Spitzenlastblöcken zu den Grund- und Mittellastblöcken, der sich in den durchgeführten Langfristoptimierungen deutlich bemerkbar macht.

Das entwickelte Verfahren zur langfristigen Kraftwerkseinsatzplanung hydrothermischer Erzeugersysteme besteht aus zwei Stufen. Im ersten Schritt wird die kostenoptimale Aufteilung der sich aus der Lastprognose ergebenden gesamten Tagesenergie auf die blockspezifischen Tagesenergien berechnet. Zur Reduzierung des Rechenaufwands werden charakteristische Tage zusammengefaßt. Bei der langfristigen Energieeinsatzplanung thermischer Erzeugungssysteme haben sich Optimierungsverfahren, die auf der "gemischt ganzzahligen linearen Programmierung" basieren, bewährt. Die Berücksichtigung von Pumpspeicherkraftwerken in dem Erzeugungspark bedarf einer Erweiterung des linearen Modells. Neben den Randbedingungen der thermischen Einheiten müssen zusätzlich Bedingungen, die den Pumpbetrieb und die Minimal- bzw. Maximalfüllmengen des Reservoirs der Pumpspeicherkraftwerke berücksichtigen, in das

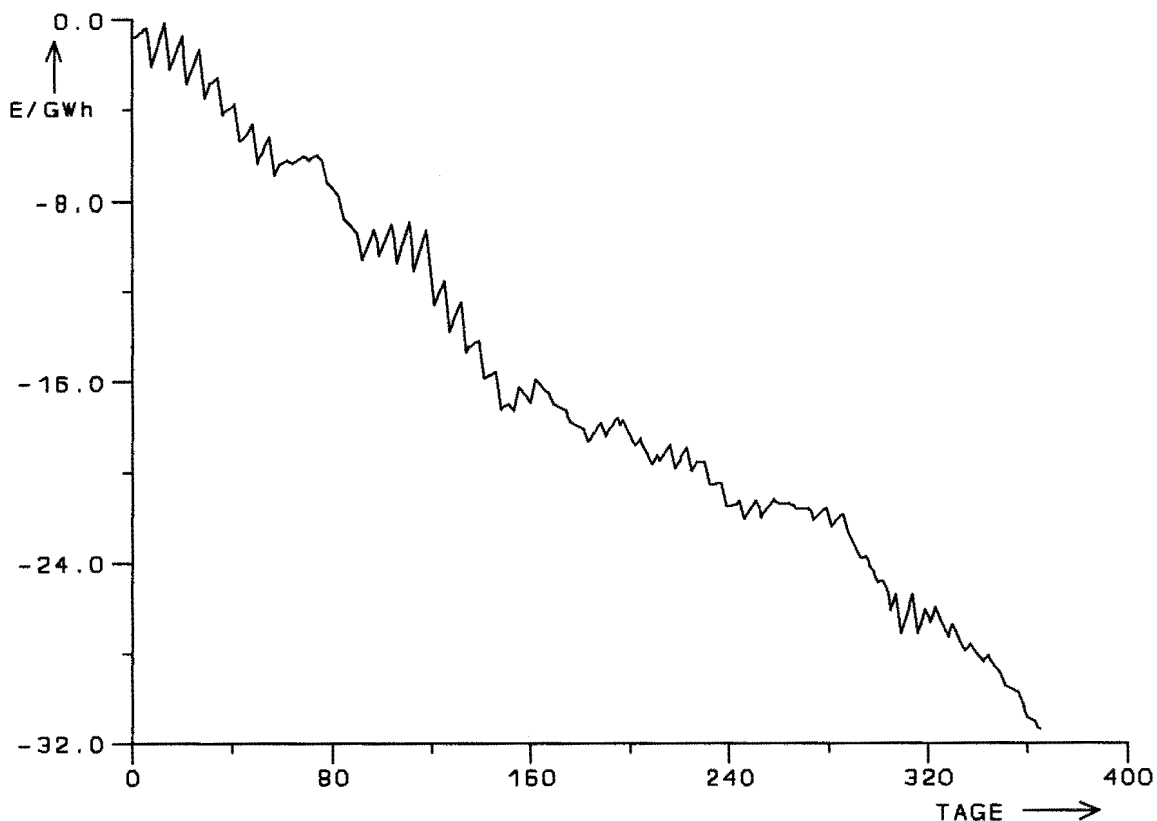


Bild 3.4: Energietrajektorie eines Pumpspeicherkraftwerks mit 150 MW Maximalleistung

Optimierungsmodell eingebaut werden. Zur Erzielung verwendbarer Optimierungsergebnisse ist außerdem eine feinere Modellierung des Lastverhaltens notwendig. In rein thermischen Erzeugungssystemen reicht es aus, die Leistungsdauerlinie der Verbraucher pro charakteristischem Tag durch eine zwei- oder dreistufige Treppe zu approximieren. Werden Pumpspeicherkraftwerke in der Optimierung mitberücksichtigt, ist diese Approximation zu grob, da einerseits die mittlere Tagesbenutzungsdauer im Generatorbetrieb nur wenige Stunden beträgt und andererseits die Bewertung der Pumpspeicherkraftwerke als Spitzenleistungslieferanten zu gering ist. Aufgrund der kleineren Differenz des Strompreises für Generatorbetrieb und Pumpbetrieb werden die Pumpspeicherkraftwerke bei einer groberen Modellierung unter Berücksichtigung der Pumpverluste zu wenig eingesetzt. Die Forderung nach feinerer Modellierung des Lastverhaltens führt zu einer Vergrößerung der Systemdimension des Optimierungsproblems, was größere Rechenzeiten und höhere Anforderungen an den Speicherbedarf bewirkt. Ein gangbarer Kompromiß ist die Verwendung von vier Laststufen zur Approximation der geordneten Tagesbelastungskurven.

In der zweiten Stufe werden die berechneten Tagesenergien der Blöcke (Sollwerte) auf stündliche Leistungswerte umgerechnet. Es genügt im Gegensatz zur Energieeinsatz-

planung hierbei ein schnelles heuristisches Verfahren zur Kraftwerkseinsatzplanung. Dazu wird tageweise der Blockeinsatz und die Lastaufteilung nach einer Rangliste bestimmt, die sich aus den optimierten Energieverhältnissen ergibt.

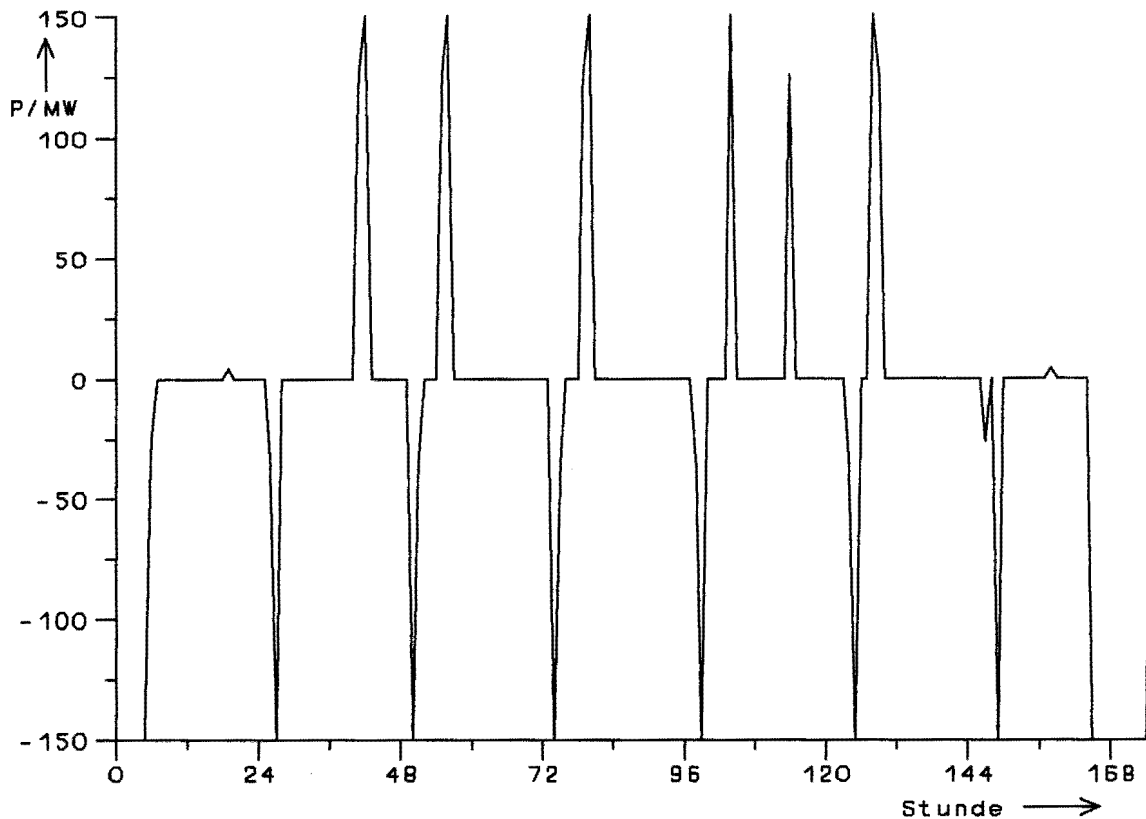


Bild 3.5: Einsatzfahrplan eines Pumpspeicherkraftwerkes mit 150 MW Maximalleistung für eine Woche

Für einen Erzeugerpark mit 19 Einspeisungen aus thermischen Kraftwerken und einem Pumpspeicherkraftwerk mit einer Maximalleistung von 150 MW, einem Speichervolumen von 950 MWh und einem Wirkungsgrad in Höhe von 75% ergibt sich für das Pumpspeicherkraftwerk die in Bild 3.4 dargestellte Energietrajektorie für ein gesamtes Jahr. Die Jahresbenutzungsdauer des Pumpspeicherkraftwerks beträgt laut Vorgabe aus der Energieeinsatzoptimierung 630 Stunden. Insgesamt werden 94 GWh Spitzenarbeit erzeugt und 125.5 GWh Pumparbeit benötigt. Der Anteil der Verlustkosten an den Gesamtkosten liegt bei einer Bewertung der Verluste mit dem durchschnittlichen Energiepreis in der Höhe von 0.42 %. In Bild 3.5 ist der Fahrplan dieses Pumpspeicherkraftwerks für eine Winterwoche im Stundenraster dargestellt.

J. Handke

3.2 Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieübertragungssystemen

3.2.1 Der Einfluß supraleitender magnetischer Energiespeicher (SMES) auf die Frequenz-Leistungs-Regelung im Verbundnetz

Durch die Möglichkeit einer Aktivierung von Reserveleistung innerhalb von ca. 0,01s ergeben sich für kleinere SMES-Einheiten in der Größenordnung von 30 kWh bis 300 kWh große Zukunftsperspektiven bezüglich der Verbesserung der Netzstabilität und -dynamik. Durch die Verwendung von GTO-Thyristoren zum Laden bzw. Entladen des SMES ist eine simultane, unabhängige Regelung von Wirk- und Blindleistung möglich.

Am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung wurde das Modell eines SMES, seiner Ansteuerung und seiner Regelung sowohl in einen Einmaschinen- als auch in einen Mehrmaschinenimulator für den Kurz- und Mittelzeitbereich implementiert. Der SMES wurde hierbei stets im Zusammenhang mit einem Kraftwerk untersucht. Zur Einstellung der Wirkleistungsbereitstellung durch den SMES wird dabei die Drehzahl des Generators einem Proportionalregler zugeführt. Die Spannung wird zur Einstellung der Blindleistung ebenfalls mit einem Proportionalglied geregelt. Aufgrund der Anwendung dieser Simulatoren auf kleinere Netzbezirke konnten erste Aussagen über die stabilisierende Wirkung eines SMES auf die Kurz- und Mittelzeitdynamik elektrischer Energieversorgungssysteme gemacht werden. Die Untersuchungen haben jedoch auch gezeigt, daß eine Koordination zwischen Momentanreservebereitstellung durch den SMES einerseits und das elektrische Netz andererseits erforderlich wird.

In diesem Zusammenhang und aufgrund aktueller Erweiterungen der Anforderungen an einen SMES werden die Variation der Eingangsgrößen und des Einsatzortes des SMES sowie alternative Konzepte zur Regelung des SMES untersucht. Im Mittelpunkt dieser Untersuchungen steht zur Zeit ein SMES-Konzept, welches, zunächst für den Mittelzeitbereich formuliert, die Frequenz-Wirkleistungsregelung erfaßt. Der Einsatzbereich dieses SMES liegt im Bereich der Frequenz-Leistungsregelung im Verbundnetz, wobei sich die Anforderungen an dieses System bisher auf:

- die Entlastung der Primärregelung
- Gewährleistung einer hohen Frequenzqualität
- Dämpfung von Leistungpendelungen auf einer Verbundleitung

beschränken. Der SMES wird im Zusammenhang mit dem Verbund eines i-ten und j-ten Netzbereiches untersucht. Eingangsgrößen des SMES-Systems sind, wie in

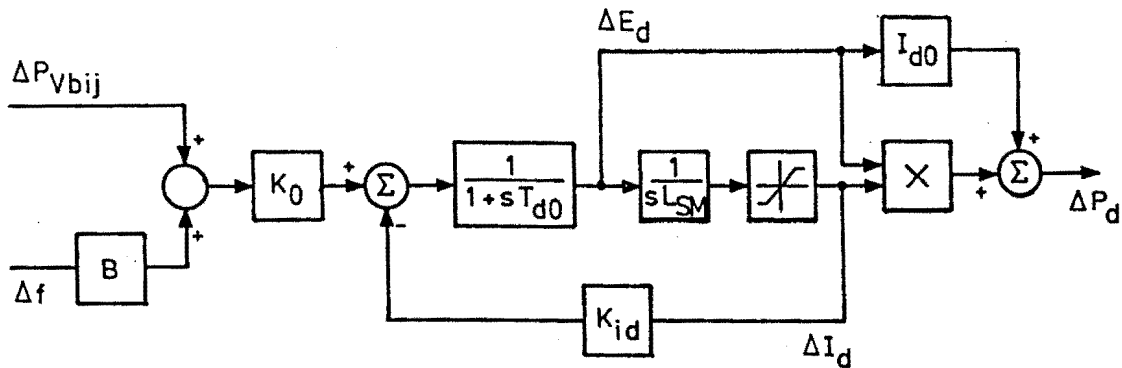


Bild 3.6: SMES-Modell zur Frequenz-Leistungsregelung im Verbundnetz

Bild 3.6 dargestellt, die Änderung der Systemfrequenz Δf und die Änderung der Übergabeleistung vom i -ten in den j -ten Netzbereich ΔP_{vij} . Hieraus wird die Änderung der Wirkleistungsabgabe des SMES ΔP_d bestimmt.

Das VZ1-Glied in der Darstellung modelliert den verzögerten Zugriff auf den Konverter. Um nach einer Laständerung den Spulenstrom wieder auf den Nennwert I_{d0} auszuregeln, wird eine Rückkopplung mit dem Faktor K_{id} vorgenommen. Die Stromänderung ΔI_d erhält man mittels Integration

$$\Delta I_d = \frac{1}{s \cdot L_{SM}} \cdot \Delta E_d \quad (3.1)$$

Damit ergibt sich die Leistungsänderung des SMES zu

$$\Delta P_d = \Delta E_d \cdot (I_{d0} + \Delta I_d) \quad (3.2)$$

wobei die positive Leistungsflußrichtung durch das Laden des SMES definiert ist.

Nachdem die asymptotische Stabilität für das SMES-System nach Bild 3.6 mit Hilfe einer Ljapunow-Funktion bewiesen wurde, wird der SMES in einem Verbundnetz mit zwei getrennten Netzbereichen, das in Bild 3.7 dargestellt ist, untersucht. Die Systemnennlast jedes einzelnen Netzbereiches beträgt 2000 MW. Das in Bild 3.6 dargestellte Modell eines SMES wird unter der Annahme kohärenter Systemfrequenz in einen Mittelzeitsimulator integriert. Der Ausgleichsvorgang wird unter Berücksichtigung

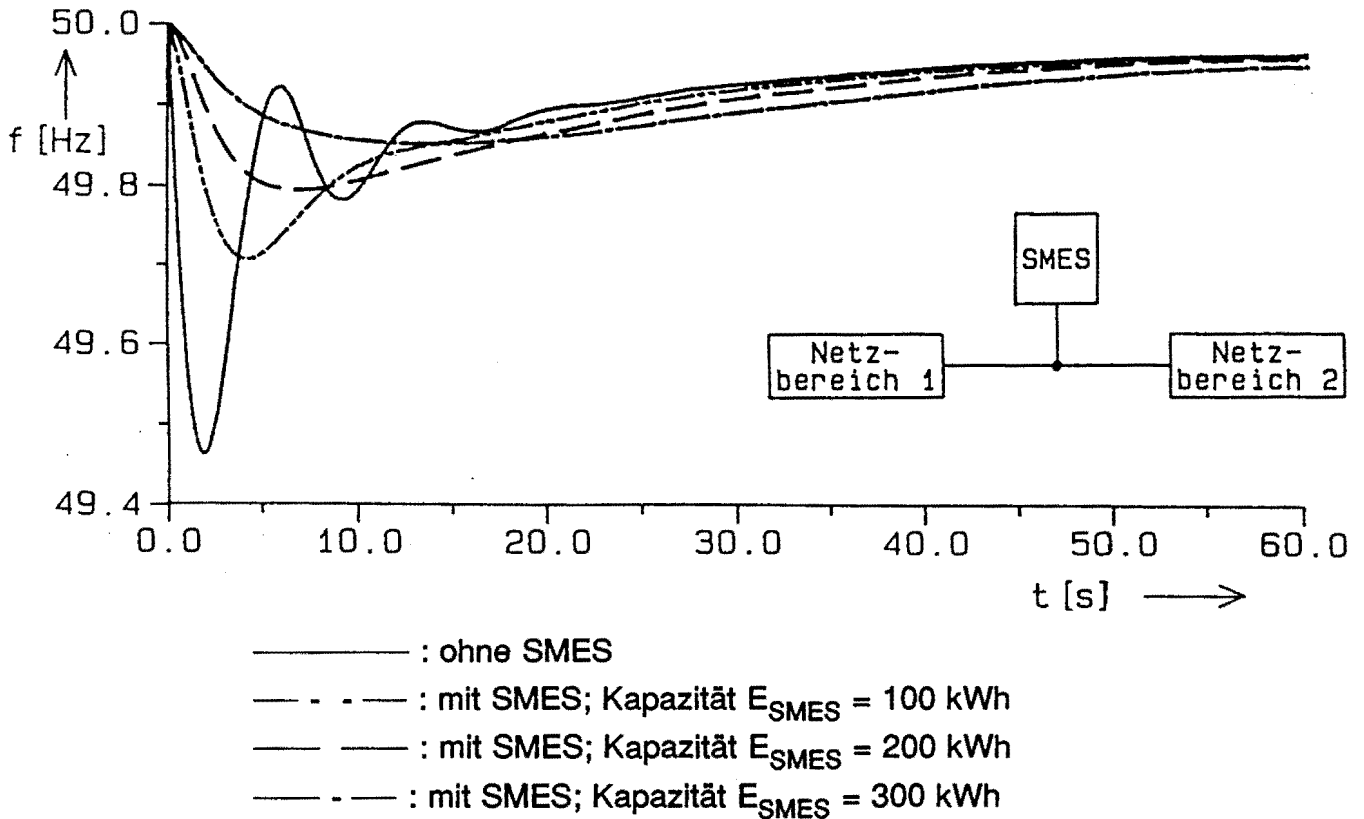


Bild 3.7: Frequenz nach einer Lastaufschaltung von 200 MW

verschiedener Kapazitäten des SMES durch eine Lastaufschaltung von 200 MW im Netzbereich 1 verursacht. Der Verlauf der Systemfrequenz ist Bild 3.7 zu entnehmen.

Das nach der Lastaufschaltung im Netzbereich 1 entstandene Leistungsdefizit wird zunächst durch den Import von Verbundleistung aus dem Netzbereich 2 und eine Verringerung der kinetischen Energie der rotierenden Massen gedeckt. Hierbei führt die Verringerung der kinetischen Energie der rotierenden Massen zu einer Abnahme der Systemfrequenz.

Durch die wesentlich schneller als durch die Primärregelung erfolgende Bereitstellung von Momentanreserve durch den SMES wird in Abhängigkeit von der Kapazität des SMES der Frequenzeinbruch deutlich verringert. Die Primärregelung wird bis zum Eingreifen der Sekundärregelung durch den SMES entlastet. Während dieser Zeit wird das Leistungsungleichgewicht im Netzbereich durch den SMES reduziert, so daß je nach Kapazität des SMES eine Verringerung der Importleistung aus dem Netzbereich 2 erfolgt (Bild 3.8). Die Unstetigkeit der Verbundleistung zum Zeitpunkt $t = 0$ ist hierbei durch das für den Mittelzeitbereich gültige Simulationsmodell bedingt.

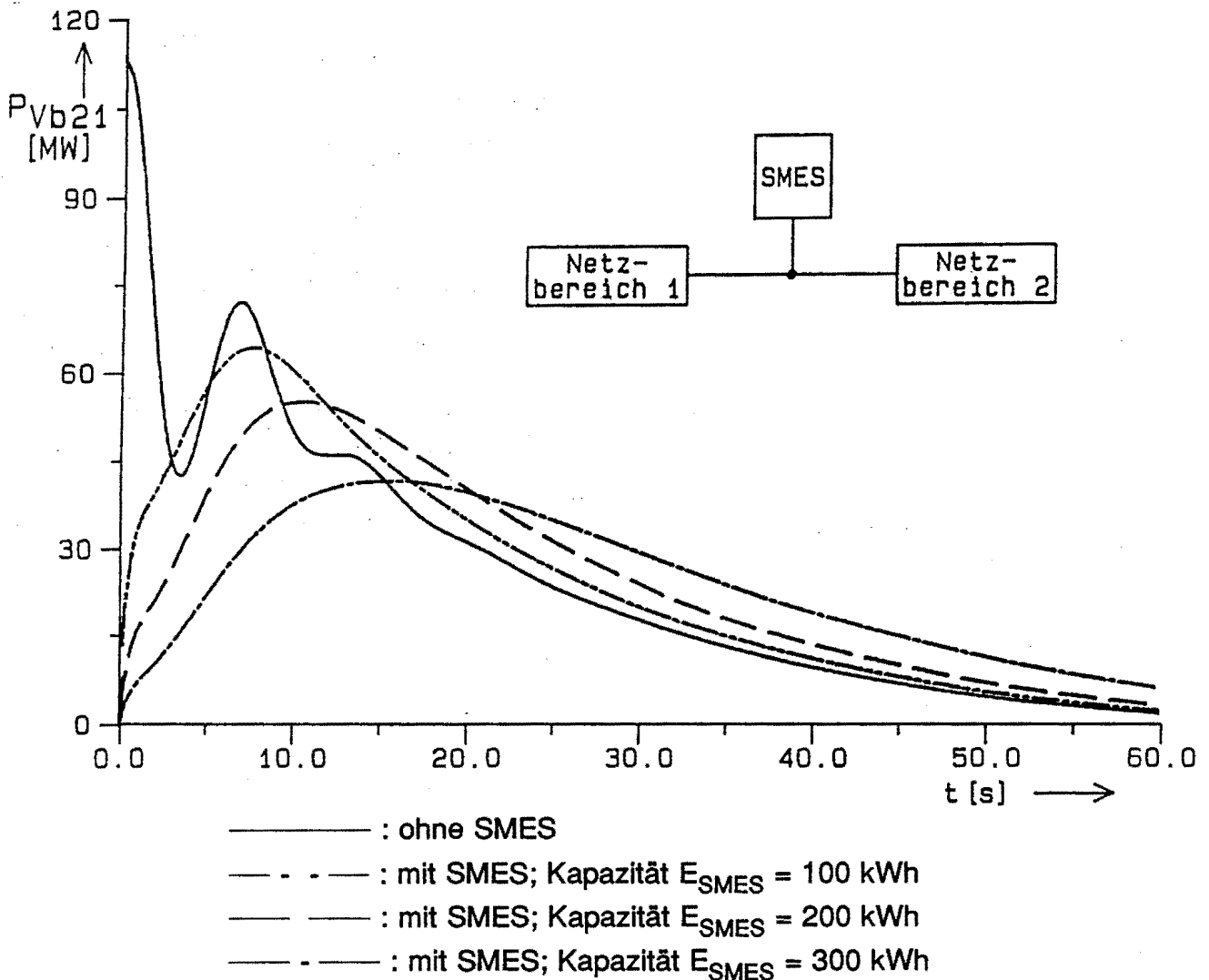


Bild 3.8: Verbundleistung P_{V21} nach einer Lastaufschaltung von 200 MW im Netz-bereich 1

Ausgehend von dem hier vorgestellten Mittelzeitmodell eines SMES soll im Rahmen einer laufenden Untersuchung die Synthese eines SMES-Konzeptes, welches sowohl Anforderungen im Bereich der Mittelzeitdynamik als auch im Bereich der Kurzzeitdynamik erfüllt, erfolgen. Ausgangspunkt für weitere Arbeiten auf dem Gebiet der Synthese von SMES-Systemen ist dann eine umfassende und präzise Formulierung der Anforderungen, die an SMES aus der Sicht des Netzbetriebes zu stellen sind. Für die weitere Bearbeitung müssen die Anforderungen an die verschiedensten Betriebs-situationen elektrischer Energieversorgungssysteme wie z.B. gestörter-, ungestörter Betrieb, Inselnetz, Verbundnetz angepaßt werden. Der sich schon an dieser Stelle andeutende Umfang der durchzuführenden Arbeiten verlangt einen systematischen analytischen Ansatz für die Untersuchungen des Einflusses von SMES auf die Kurz- und Mittelzeitdynamik elektrischer Energieversorgungssysteme in beliebigen Betriebs-situationen. Grundlage für diese analytischen Untersuchungen ist die Modellierung

eines elektrischen Energieversorgungssystems und von SMES, so daß die Durchführung der oben angegebenen Arbeiten mit Hilfe von Methoden der Systemtheorie, speziell der Reglersynthese im Zustandsraum und der optimalen Wahl der Einsatzorte durch Ermittlung der Eigenwerte, möglich wird. Dabei können die dann vorhandenen Modelle für SMES als Basis dienen. Ziel dieser Arbeiten ist es, ein jeweils entsprechend den Anforderungen optimiertes SMES-System zu entwerfen, wobei ein möglichst allgemein einsetzbares SMES-System anzustreben ist, welches eine Vielzahl von Anforderungen simultan erfüllt.

Th. Stephanblome

3.2.2 Der Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme unter Berücksichtigung von Windkraftanlagen

Aufgrund aktueller energie- und umweltpolitischer Überlegungen kommt der verstärkten Nutzung regenerativer Energiequellen, wie z.B. Wind und Sonne, eine immer größer werdende Bedeutung zu. Die meteorologischen Bedingungen der Küstengebiete Nord- und Mitteleuropas begünstigen hierbei insbesondere eine verstärkte Einbindung von Windkraftanlagen in die elektrische Energieversorgung. In den Niederlanden soll so etwa der Anteil von Windkraftanlagen an der Gesamtstromerzeugung auf ca. 10% - 15% ausgedehnt werden. Welchen Einfluß eine verstärkte Berücksichtigung der Primärenergie Wind auf die Versorgungsqualität und -sicherheit hat, muß untersucht werden. Den Ansatz für solche Untersuchungen bilden dabei die speziellen elektrischen und energetischen Charakteristiken von Windkraftanlagen im Zusammenhang mit Anforderungen des Netzbetriebes.

Die Charakteristiken der mit Hilfe von Windkraftanlagen erzeugten elektrischen Energie sollen zunächst mit Hilfe des in Bild 3.9 dargestellten Blockschaltbildes einer Windkraftanlage erläutert werden. Die Leistung einer Windkraftanlage ist mit:

$$P_{\text{mech}} = \text{const} \cdot v_{\text{Wind}}^3 \quad (3.3)$$

eine kubische Funktion der Windgeschwindigkeit. Anhand eines in Bild 3.10 dargestellten Verlaufs der Windgeschwindigkeit wird somit deutlich, daß die mechanische Leistung starke Schwankungen aufweist.

Die in Bild 3.10 zu erkennenden hochfrequenten Schwankungen des Windenergieangebotes führen je nach Windenergieanlagenkonzept zur Beeinträchtigung der Ver-

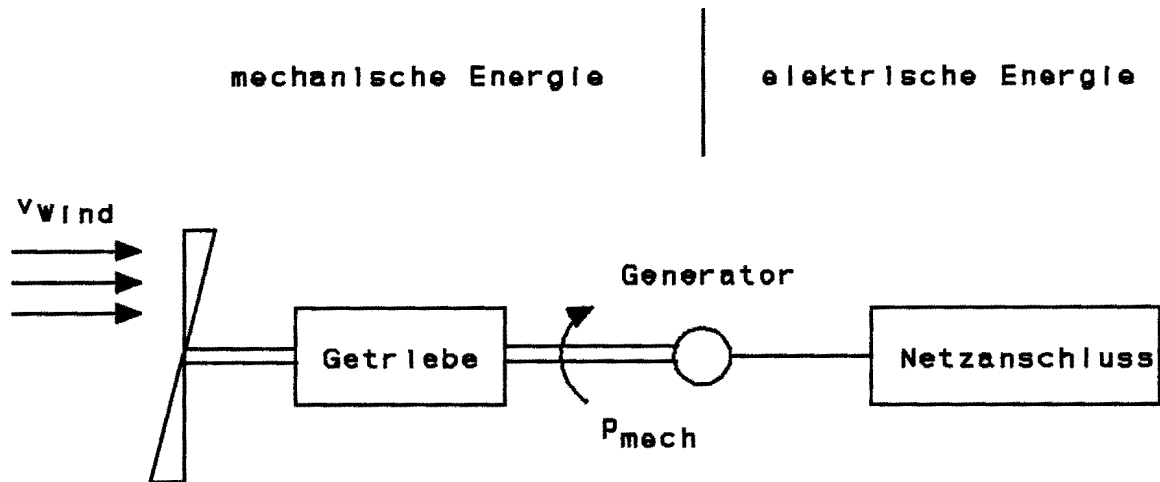


Bild 3.9: Blockschaltbild einer Windkraftanlage

sorgungskontinuität und -qualität. Dieses soll anhand verschiedener Konzepte von Windkraftanlagen verdeutlicht werden.

Die wesentlichen Komponenten des elektrischen Teils einer Windkraftanlage nach Bild 3.9 sind der Generator und der Netzanschluß. Zur mechanisch-elektrischen Energiewandlung kommen bei Windkraftanlagen sowohl Asynchron- als auch Synchronmaschinen zum Einsatz. Hierbei kann die Verwendung von Asynchrongeneratoren in Windkraftanlagen je nach Betriebszustand zu erheblichen Problemen hinsichtlich Erregung und Spannungsregelung führen, während die Spannungsregelung und Arbeitspunkteinstellung bei Synchronmaschinen als unproblematisch bezeichnet werden kann. Synchron- und Asynchrongeneratoren mit direkter Netzanbindung (keine Umformer) stellen weitgehend starre Netzkopplungen dar. Diese starre Drehzahlkopplung bei Synchrongeneratoren bzw. nur geringe Drehzahlvariationen durch kleine Schlupfwerte bei großen Asynchronmaschinen können je nach Windenergieangebot verhältnismässig starke Leistungsschwankungen mit sich bringen. Andererseits werden durch diese Netzanbindung praktisch keine zusätzlichen Oberschwingungen verursacht. Eine gewisse Vergleichmäßigung des Leistungsverlaufs ist durch die kurzzeitige Zwischenspeicherung von Energie in den rotierenden Massen einer Windkraftanlage zu erreichen. Der hierzu notwendige drehzahlvariable Betrieb einer Windkraftanlage kann durch einen Netzanschluß etwa in Form von Gleichstromzwischenkreisen für Synchrongeneratoren bzw. mit Hilfe von Frequenzumrichtern bei der Verwendung von Asynchrongeneratoren erfolgen. In Abhängigkeit von der Netzimpedanz im Einspeisepunkt und den verwendeten Umrichterschaltungen können hier jedoch das Netz belastende Stromoberschwingungen auftreten.

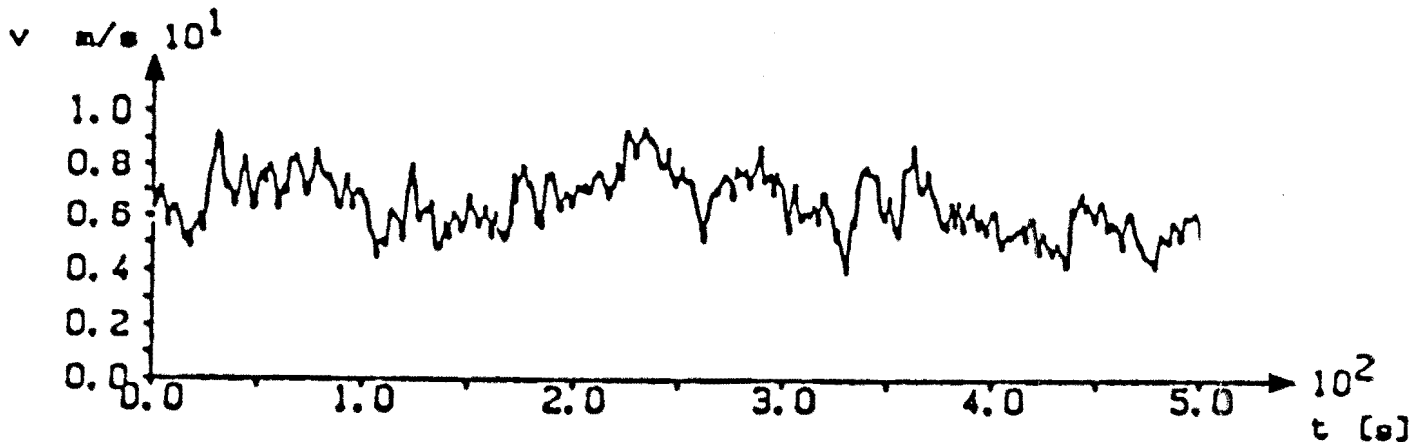


Bild 3.10: Verlauf der Windgeschwindigkeit (Cuxhaven)

Welche Einflüsse eine Windkraftanlage letztendlich auf den Betrieb eines elektrischen Energieversorgungsnetzes hat, wird außer durch die Umformung von Windenergie in elektrische Energie auch durch die Struktur des elektrischen Energieversorgungsnetzes und die angeschlossenen Verbraucher bestimmt. Im Hinblick auf die oben angeführten Charakteristiken von Windenergieanlagen lassen sich an dieser Stelle erste Ansätze zur Analyse wichtiger Qualitätskenngrößen des Netzbetriebes bei der Nutzung von Windkraftanlagen angeben:

- In Abhängigkeit vom eingestellten Arbeitspunkt zeichnen sich Asynchrongeneratoren durch einen hohen Blindleistungsbedarf aus. Deshalb muß unter Berücksichtigung von vorgegebenen Toleranzen für Spannung und Leistungsfaktor die Dimensionierung und Platzierung von Kondensatorbatterien geprüft werden.
- Stromüberschwingungen können z.B. den Betrieb von Rundsteueranlagen gefährden. Im Hinblick auf die Dimensionierung geeigneter Saugkreise werden somit Oberschwingungsberechnungen erforderlich.
- Ein großer Anteil von Windkraftanlagen an der Gesamtstromerzeugung kann aufgrund der starken Schwankungen des Windenergieangebotes zu einer Verschlechterung der Netzstabilität führen. Deshalb muß untersucht werden, inwieweit die bestehenden Methoden der Reservehaltung und Netzregelung unter den genannten Bedingungen in der Lage sind einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten.

Um hier eine Bewertung des verstärkten Einsatzes von Windkraftanlagen hinsichtlich der vom Netzbetrieb gestellten Anforderungen vornehmen zu können, müssen:

- Lastflußrechnungen
- Oberschwingungsberechnungen
- dynamische Stabilitätsberechnungen

durchgeführt werden. Im Hinblick auf diese Untersuchungen werden zur Zeit die am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung zur Verfügung stehenden Simulationsprogramme um geeignete Modelle der Komponenten von Windkraftanlagen erweitert.

Th. Stephanblome

3.2.3 Echtzeitsimulation der Kurzzeitdynamik von Energieübertragungssystemen

Die Echtzeitsimulation der Kurzzeitdynamik ist für die Anwendungsgebiete dynamische Netzsicherheitsberechnung und Netztrainingssimulator maßgebend. Der Kurzzeitbereich wird durch ein Differentialgleichungssystem und ein algebraisches Gleichungssystem beschrieben. Das Differentialgleichungssystem modelliert das dynamische Verhalten der Generatoren und der eingesetzten Regeleinrichtungen, das algebraische Gleichungssystem beschreibt die Kopplung der Maschinen durch das elektrische Netz. Um bei der Berechnung dieser Gleichungssysteme der Echtzeitanforderung gerecht zu werden, müssen gerade im Hinblick auf den Rechenaufwand bei der Betrachtung großer Netze neue Hardwarestrukturen wie Parallelrechner zum Einsatz gebracht werden.

Die Untersuchung eines Problems mit einem Mehrprozessorrechner ist durch den ständigen Wechsel zwischen

- Berechnungsphasen und
- Kommunikationsphasen

charakterisiert. In einer Berechnungsphase erfolgt die Bearbeitung eines Abschnitts des Algorithmus parallel durch die Prozessoren. In einer Kommunikationsphase werden dann die Zwischenergebnisse zwischen den Prozessoren ausgetauscht, die damit die nächste Berechnungsphase beginnen. Um das Ziel der maximalen Verkürzung der Rechenzeit zu erreichen, müssen folgende Bedingungen erfüllt werden:

- Das Berechnungsproblem muß sich in möglichst viele parallel bearbeitbare Teilaufträge zerlegen lassen.
- Die zeitliche Dauer der Kommunikationsphasen muß gegenüber den Berechnungsphasen klein sein.

Bei der herkömmlichen Simulation der Kurzzeiddynamik werden das Differentialgleichungssystem und das algebraische Gleichungssystem in jedem Integrationsschritt alternierend gelöst. Durch die Kopplung der Zustandsgrößen wächst der Kommunikationsbedarf der Prozessoren bei zunehmender Anzahl der parallel bearbeitbaren Teilaufträge an, so daß der Rechenzeitgewinn durch den Rechenzeitverlust in den Kommunikationsphasen weitgehend aufgehoben wird.

An dieser Stelle wurde bereits im Vorjahr das Prinzip der dynamischen Zustandsentkopplung skizziert. Der Grundgedanke dieses Verfahrens besteht darin, ein Differentialgleichungssystem n -ter Ordnung in Zustandsgrößenform für einen Zeitbereich in n voneinander entkoppelte Differentialgleichungen 1-ter Ordnung zu überführen. Die physikalisch vorhandene Kopplung wird dabei durch iterative Bearbeitung berücksichtigt.

Durch diesen Ansatz wird der oben beschriebene Zusammenhang zwischen der Anzahl der parallel bearbeiteten Teilaufträge und der zugehörigen Kommunikationszeit durchbrochen, indem sich die Anzahl der Berechnungsphasen über mehrere Integrationszeitschritte erstreckt und damit die Anzahl der Kommunikationsphasen verringern läßt.

Die Untersuchung dieses Verfahrens ergab, daß für die betrachteten Testnetze (9, 40, 200 Knoten) die Zustandsgrößen für einen Zeitraum von 5 - 10 Integrationsschritten ohne einen Verlust der Ergebnisqualität entkoppelt berechnet werden können und dabei die Anzahl der benötigten Kommunikationsphasen im Vergleich zu herkömmlichen Einschnittverfahren um 80% reduziert wird.

Zur Abschätzung des Rechenzeitgewinns dieses Verfahrens bei einem Einsatz eines Parallelrechners sind umfangreiche Simulationen auf einem seriellen Rechner durchgeführt worden. Als Referenz für eine Abschätzung der Rechengeschwindigkeit des parallelisierten Verfahrens wurde ein Simulator herangezogen, der bei gleicher Modellgenauigkeit ein konventionelles Prädiktor-Korrektor-Verfahren zur Lösung verwendet. Auf dieser Grundlage konnte die Beschleunigung (speed-up) des Verfahrens ermittelt werden, die sich aus dem Verhältnis der Rechenzeit des Referenzalgorithmus zur

Rechenzeit des hier parallelisierten Verfahrens in Abhängigkeit von der Auftragshöhe h (= Anzahl der parallel arbeitenden Prozessoren) ergibt.

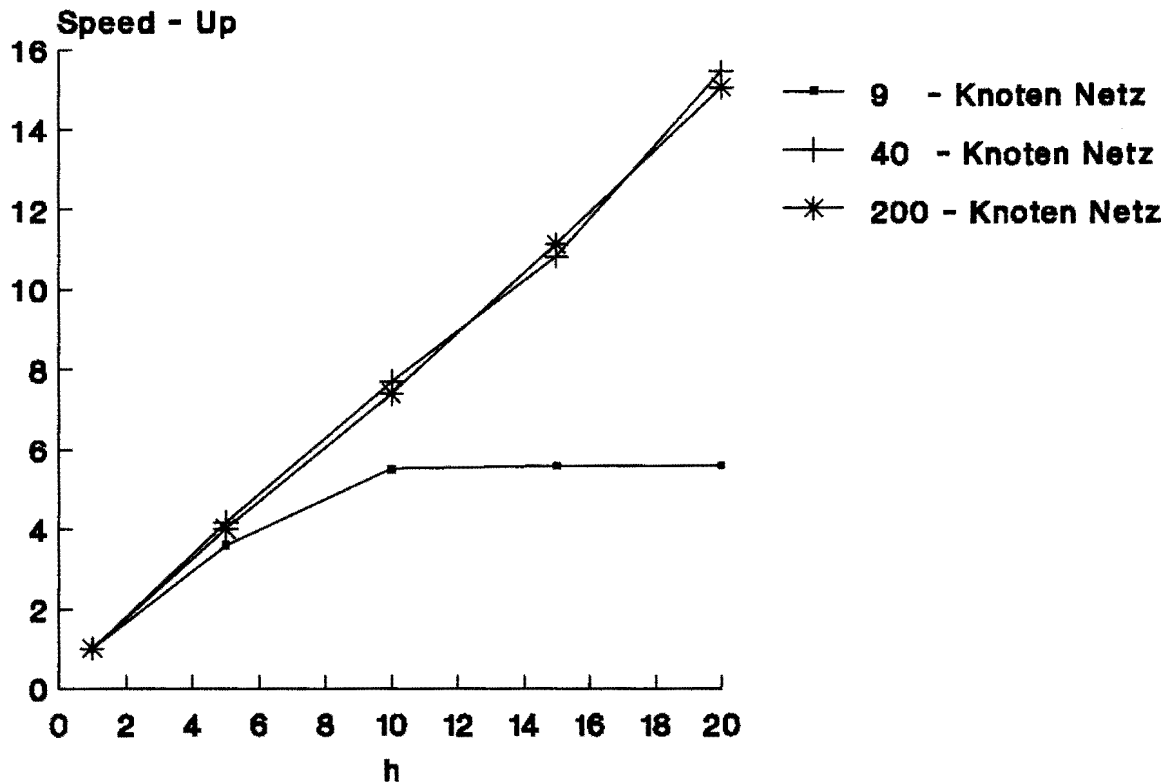


Bild 3.11: Beschleunigung des Verfahrens bei Testnetzen unterschiedlicher Größe

Bild 3.11 zeigt die Ergebnisse für die untersuchten Testnetze. Für das 9-knotige Testnetz kann bei zunehmender Prozessoranzahl kein höherer Rechenzeitgewinn erzielt werden, da die Prozessoranzahl die Anzahl der formulierbaren Teilaufträge übersteigt. Bei den anderen Testnetzen steigt im untersuchten Bereich der Rechenzeitgewinn proportional mit der Anzahl der parallel arbeitenden Prozessoren. Auf der Grundlage der Systemantwortzeiten des seriellen Algorithmus wurde festgestellt, daß die erzielbaren Beschleunigungen bei allen 3 Testnetzen ausreichen, um die Echtzeitbedingung zu erfüllen.

Diese theoretischen Erkenntnisse sollen in der nächsten Projektphase durch die Implementation dieses Verfahrens auf einem am Lehrstuhl vorhandenen Parallelrechner validiert werden.

U. Schlücking, D. König

3.2.4 Entwicklung eines Netzsimulators mit graphisch-interaktiver Benutzeroberfläche

Die Simulation dynamischer Vorgänge ist mit einer großen Anzahl von Benutzer-eingaben und Ergebnisausgaben verbunden. Am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung wird z.Z. eine Benutzeroberfläche entwickelt, die auf der Basis einer graphischen Netzdarstellung eine übersichtliche Simulationssteuerung erlaubt.

Die Benutzeroberfläche besteht aus den beiden Funktionseinheiten:

- Netzeditor und
- Simulationssteuerung.

Der Netzeditor ermöglicht die Erfassung der Daten eines elektrischen Netzes, wobei ein graphisches Abbild des zu untersuchenden Netzes in Knoten-Zweig-Form und eine Netzdatenbeschreibung (Netzkerndatei) entsteht (Bild 3.12). Die Netzkerndatei beschreibt den stationären Zustand des elektrischen Netzes, von dem ausgehend die Simulation erfolgt.

Die Aufgabe der Funktionseinheit Simulationssteuerung besteht darin, den Simulationsablauf gezielt zu beeinflussen. Hierzu werden Informationen bezüglich:

- numerischer Parameter,
- Störgrößenaufschaltung,
- Meßgrößenauswahl

benötigt. Die numerischen Parameter beschreiben das verwendete numerische Integrationsverfahren und die Integrationsschrittweite. Die Störsituationen, die vom Simulator nachgebildet werden sollen, werden in der graphischen Netzdarstellung angewählt und an den Simulator übergeben. Zur Zeit können folgende Störgrößenaufschaltungen graphisch-interaktiv vorgenommen und vom Simulator nachgebildet werden:

- Kurzschluß auf Sammelschienen und auf Leitungen,
- Kurzunterbrechung,
- Lastmodifikation,
- Ein- und Ausschalten von Zweigen.

Bei der Simulation umfangreicher Netze tritt stets das Problem auf, daß nur eine geringe Anzahl der simulierten Größen von Interesse ist. Eine in der graphisch-inter-

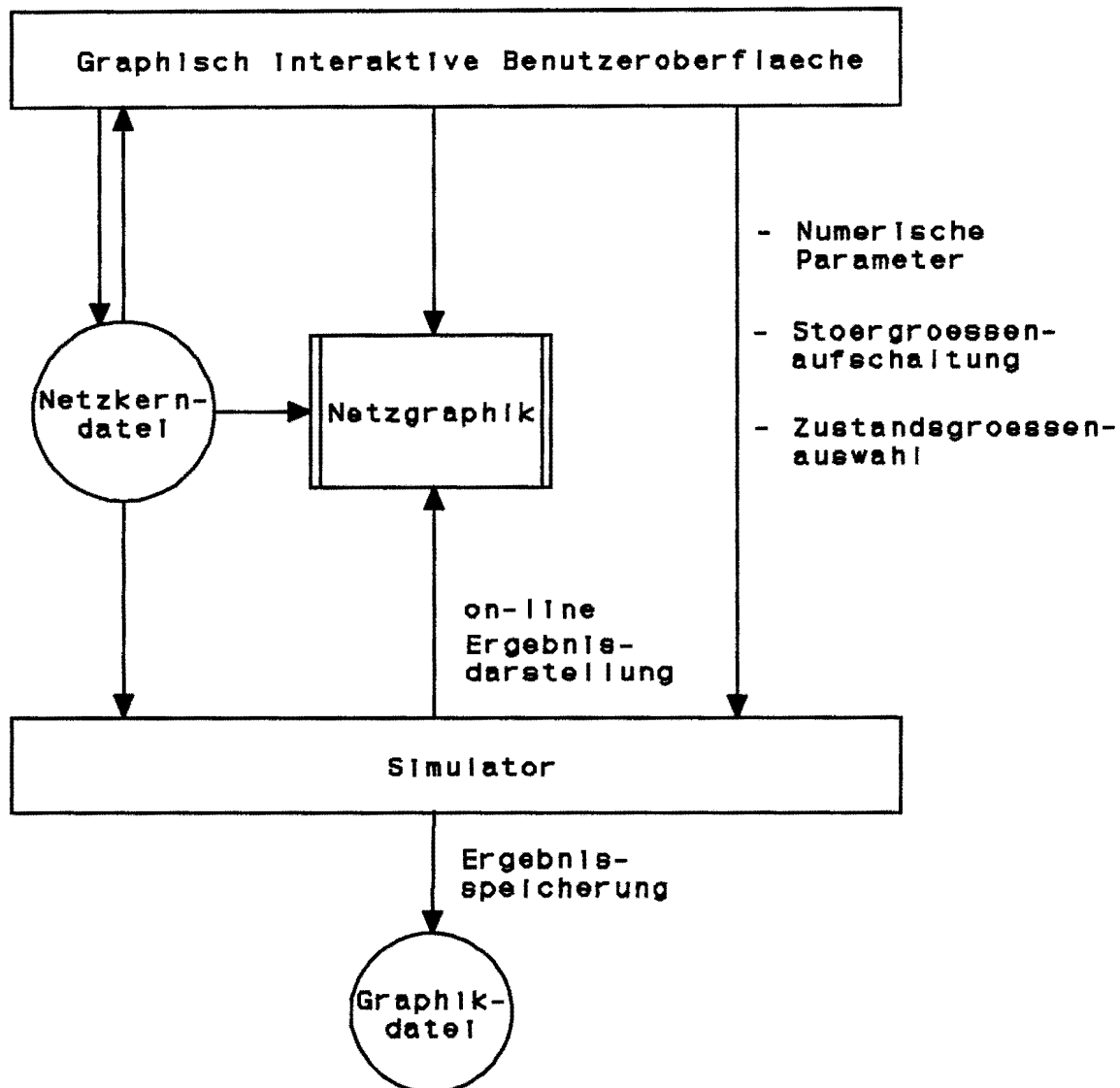


Bild 3.12: Netzsimulator mit graphisch-interaktiver Benutzeroberfläche

aktiven Benutzeroberfläche integrierte Simulationsgrößenauswahl erlaubt, die interessierenden Größen für eine on-line Anzeige und für eine Datenablage zu spezifizieren. Diese Spezifikation wird von einem im Simulationsablauf integrierten Modul interpretiert und zeigt dem Benutzer das Zeitverhalten der entsprechenden Zustandsgrößen entweder in der Netzgraphik on-line während des Simulationsablaufs an und/oder sichert das Systemverhalten für spätere Betrachtungen in einer Graphik-Datei, für die eine spezielle Analysesoftware zur Verfügung steht.

R. Koeberl, U. Schlücking

Berichte: EV 9048

3.3 Schutz- und Leittechnik

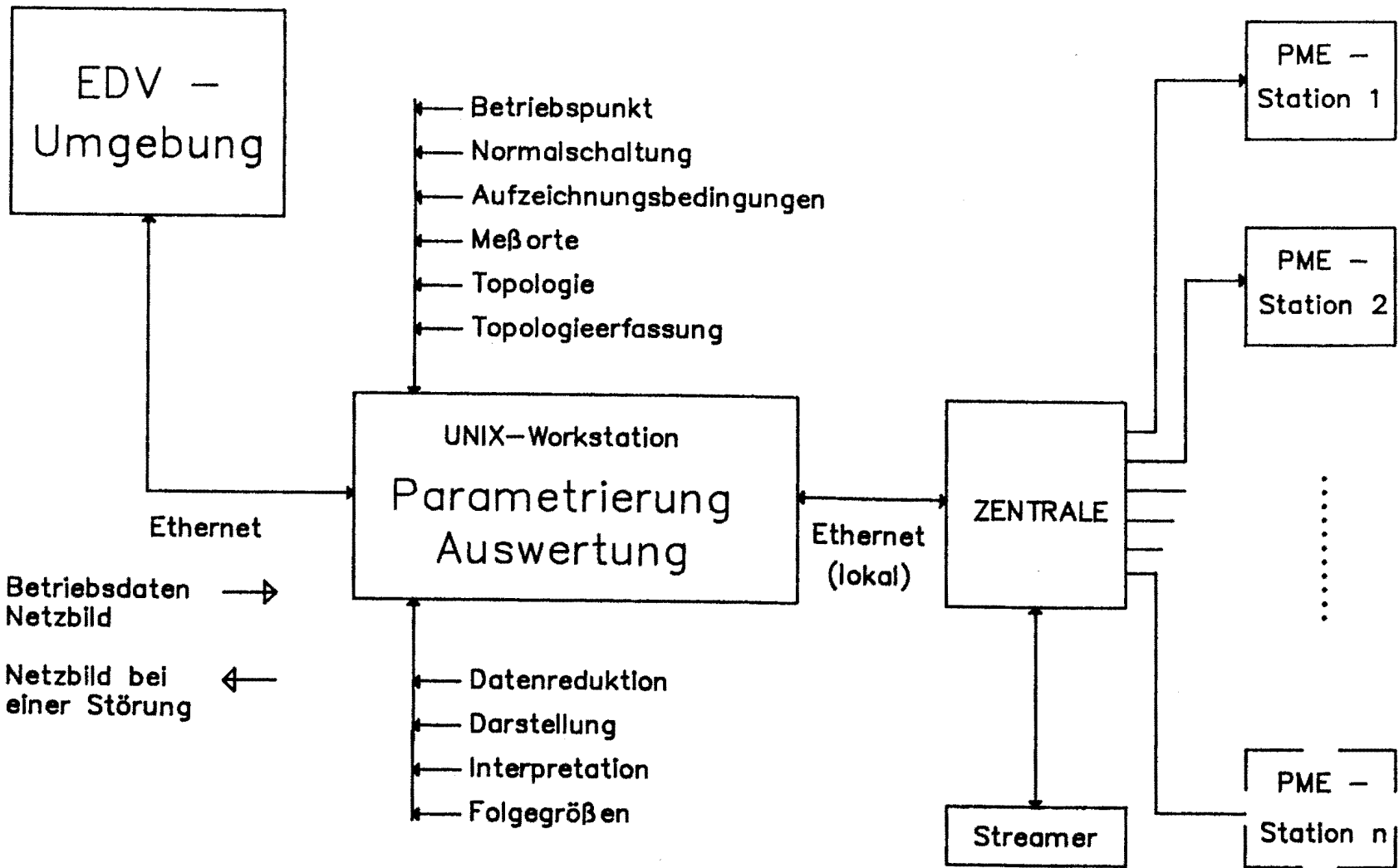
3.3.1 Programmierbare Meßdatenerfassung

Um einen effizienten Einsatz und eine hohe Akzeptanz des Systems der programmierbaren Meßdatenerfassung (PME) zu erreichen, ist eine Rechnerunterstützung im Bereich der Auswertung der Meßdaten und der Installation der PME-Geräte zu entwickeln. Die Installation umfaßt die Platzierung der Meßstellen und die Beschreibung des Betriebspunktes. Eine Rechnerunterstützung im Rahmen der Meßdatenauswertung verfolgt das Ziel, mittels einer automatisierten Fehlererkennung die Meßdaten zu reduzieren und dem Anwender einen Überblick über den Störungsverlauf zu verschaffen.

Zur Erfüllung der obengenannten Anforderungen wurde ein Konzept für ein PME-System entworfen (Bild 3.13). Es sieht eine dezentrale Datenerfassung in den Schaltanlagen und eine zentrale Auswertung der Meßdaten und Parametrierung der PME-Geräte in einer Zentrale vor. Der Datentransfer zwischen der Zentrale und den einzelnen Stationen erfolgt über Datenleitungen oder andere Datenträger. Das in der Zentrale eingesetzte Programm ist so konzipiert, daß es unabhängig vom eingesetzten PME-Gerät ist. Der Datenaustausch zwischen den Modulen erfolgt über eine gemeinsame relationale Datenbank (RDBMS). Zur Anpassung des Datenformats der eingesetzten PME-Geräte an die Inhalte der Datenbank ist eine spezielle Schnittstelle erforderlich. Die Grundlage des Programms zur Auswertung der Meßdaten und zur Parametrierung des PME-Systems bildet die Kenntnis der Topologie- und Betriebsparameter. Die Erfassung dieser Daten kann durch eine Nutzung der Informationen aus der EDV-Umgebung des Energieversorgungsnetzes unterstützt werden. Ebenso können Auswertergebnisse in die EDV-Umgebung transferiert werden.

Im Rahmen der rechnergestützten Parametrierung des PME-Gerätes wurde die Struktur eines Programmes zur automatisierten Meßstellenplatzierung entwickelt, das Kriterien zur Reduktion der Meßstellenanzahl berücksichtigt. Des weiteren wurden Module zur rechnergestützten Berechnung der Triggerparameter und zur Erstellung der Aufzeichnungsbedingungen entworfen. Diese Programme sind auf den Einsatz des PME-Systems als Störwerterfassungssystem angepaßt. Es ist vorgesehen, daß die Parametrierung auch vom Anwender durchgeführt werden kann. Eine auf diese Weise erstellte gezielte Parametrierung erlaubt eine Nutzung des PME-Systems zur:

Bild 3.13: Struktur des programmierbaren Meßdatenerfassungssystems (PME)



- Qualitätsüberwachung
- Parameteridentifikation
- Verifikation von Simulationsergebnissen
- Schwachpunktanalyse
- Schutzparametrierung
- Garantienachweis
- Unterstützung bei der Inbetriebnahme
- Wartungsplanung.

Das Konzept der rechnergestützten Interpretation beruht auf der Erkennung typischer Fehlermuster. Dies hat den Vorteil, daß auf umfangreiche Netzberechnungen verzichtet werden kann und nur ein Minimum an Netzdaten benötigt wird. Die analogen Meßwerte werden zunächst auf eine charakteristische Beschreibung, die eine bessere Fehlererkennung erlaubt, transformiert. Ein Beispiel für eine charakteristische Beschreibung ist das System der symmetrischen Komponenten, das eine einfache Unterscheidung des ein-, zwei- und dreipoligen Fehlers im stationären Betriebsfall ermöglicht. Die Interpretation besteht aus dem Vergleich der Fehlerausbildung mit Mustern aus phänomenologischen Beschreibungen der Fehlerzustände. Diese Beschreibungen wurden aus einfachen Fehlermodellen für den stationären Betriebsfall abgeleitet. Als Netzdaten werden die Wicklungsart und die Sternpunktbehandlung der zwischen der Meßstelle und dem Fehlerort liegenden Transformatoren berücksichtigt. Die erstellten Muster stellen nur ein Abbild einer Teilmenge der möglichen Fehlerzustände dar. Daher müssen sie fortlaufend durch die Analyse von Meßdatensätzen aus elektrischen Energieversorgungsnetzen erweitert werden.

Die wesentlichen Aussagen über das Netzverhalten erhält man aus der Interpretation seltener, komplexer Störungen. Wird ein Fehler von der rechnergestützten Interpretation beispielsweise als statistisch häufig auftretender einpoliger Erdschluß klassifiziert, so kann der Anwender eventuell gänzlich auf eine Störungsanalyse verzichten. Die rechnergestützte Interpretation informiert den Anwender somit über den benötigten Umfang der Auswertung der Störung.

Als nächster Schritt steht die Umsetzung des konzipierten Programms zur Parametrierung des PME-Systems und zur Auswertung der Meßdaten im Vordergrund. Es ist ein Programm zur Erfassung der Topologie- und Betriebsparameter zu entwickeln, das die Netzbildinformationen aus der EDV-Umgebung eines Energieversorgungsnetzes nutzt. Im Rahmen der rechnergestützten Interpretation sind die theoretisch erstellten Regeln zur Fehlererkennung anhand von Netzberechnungen zu verifizieren und die Abhängig-

keit der Fehlerausprägung von den Netzparametern und der Fehlerentfernung mit Hilfe von Reihenuntersuchungen zu ermitteln.

D. Blume, W. Horenkamp, F. Reyer

EV 9023, EV 9024, EV 9036

3.3.2 Messung und Bewertung von Netzurückwirkungen

Die Betreiber der Energieversorgungsnetze sind bestrebt, eine sinusförmige Netzspannung von 50 Hz mit konstantem Effektivwert zu liefern. Da jedoch die am Netz angeschlossenen Verbraucher die Netzspannung beeinflussen, weicht die tatsächliche Netzspannung von der Idealform ab. Diese Beeinflussung bezeichnet man als Netzurückwirkungen. Da sie in hohem Maße auftreten können, müsse Verträglichkeitspegel für elektrische Netze festgelegt werden, die einen möglichst störungsfreien Betrieb aller elektrischen Einrichtungen gewährleisten.

Die wichtigsten Netzurückwirkungen sind Oberschwingungen (Zwischenharmonische), Flicker und Unsymmetrien. Oberschwingungen entstehen hauptsächlich durch nicht-lineare Strom- und Spannungskennlinien der Verbraucher und äußern sich in Form von Verzerrungen in der Netzspannung. Als Flicker werden Spannungsänderungen bezeichnet, die hauptsächlich durch das nichtstationäre Betriebsverhalten eines Verbrauchers, d.h. durch eine zeitlich schwankende Leistungsaufnahme, verursacht werden und sich besonders störend auf Beleuchtungseinrichtungen auswirken. Die größten Verursacher dieser Formen der Netzurückwirkungen sind Schaltungen der Leistungselektronik, die in zunehmenden Maße zur Steuerung elektrischer Verbraucher- bzw. Erzeugungsanlagen (z.B. Windkraftanlagen) zum Einsatz kommen. Ein wichtiger Aspekt bei der Festlegung von Verträglichkeitspegeln und Mindestwerten für die Störfestigkeit der einzelnen Betriebsmittel ist der Einfluß der Netzurückwirkungen auf den Netzbetrieb selbst, besonders auf Schutzeinrichtungen. Für einen sicheren Netzbetrieb sind Fehlfunktionen der Schutzeinrichtungen, die durch Netzurückwirkungen hervorgerufen werden, nicht tolerierbar.

Um zum einen verlässliche Aussagen über die tatsächliche Netzurückwirkungsbelastung zu bekommen, mit denen sich Grenzwerte rechtfertigen lassen, und um zum anderen besonders große Störer ausfindig machen zu können, sind Netzurückwirkungsmessungen erforderlich. Zu diesem Zweck werden geeignete Meßgeräte benötigt, die in einer möglichst kompakten Form Messung, Registrierung und Auswertung aller Netzurückwir-

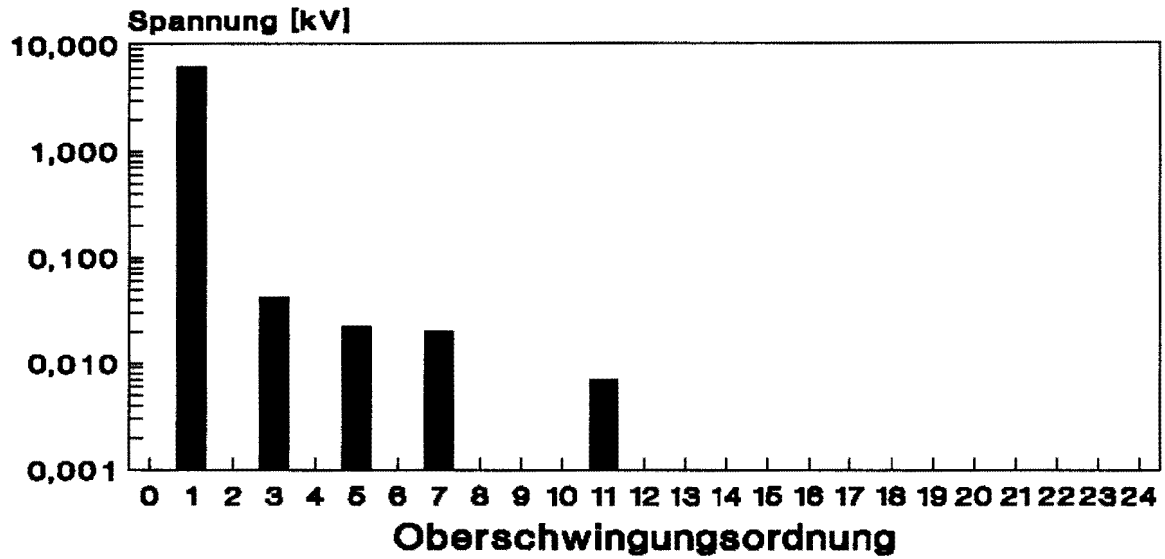
kungsformen auch über einen längeren Zeitraum ermöglichen. Wie eine durchgeführte Marktanalyse ergab, wird bisher kein Meßgerät bzw. Meßsystem angeboten, das diesen Anforderungen vollständig genügt. Nur für die Messung der Oberschwingungen und Zwischenharmonischen sind Meßgeräte erhältlich. Aus diesen Gründen wurde ein Meßsystem konzipiert, mit dem Netzurückwirkungen gemessen, registriert und analysiert werden können. Durch Einsatz eines Mikrorechners kann neben der Messung und der Registrierung auch die Auswertung ohne größere Schwierigkeiten in das Meßgerät integriert werden, die dem Bediener vor Ort eine Beurteilung des Netzzustandes ermöglicht.

Auf der Basis der vorhandenen Normen und Empfehlungen, die die Netzurückwirkungen betreffen, sind die Meßvorschriften und Gütekriterien für die zu messenden Größen abgeleitet worden. Das Konzept dieses System läßt sich in vier Funktionseinheiten unterteilen. Der erste Teil besteht aus der für die Messung der Netzgrößen (Strom, Spannung) benötigten Hard- und Software zur Ablaufsteuerung und Programmierung der Hardware. Die Meßdaten können entweder als Dateien auf der Festplatte zwischengespeichert werden (off line-Analyse) oder direkt weiterverarbeitet werden (on line-Analyse). Im zweiten Teil, der Analyse, können die aufgezeichneten Meßwerte auf Netzurückwirkungen untersucht werden. Durch den Einsatz eines leistungsfähigen Mikrorechners kann dieser Teil des Meßgerätes vollständig durch Software-Module realisiert werden. Für die Programmierung der Oberschwingungsanalyse und der Zwischenfrequenzanalyse mit den verschiedenen Auflösungsstufen wurde eine optimale Lösung hinsichtlich Rechenzeit, Analysegenauigkeit und Bedarf an Speicherplatz erreicht. Der dritte Teil ist für die Auswertung, Bewertung und Ausgabe der Analyseergebnisse zuständig.

Die Benutzeroberfläche ermöglicht dem Bediener, über eine Menüführung die Meßkonfiguration einzustellen, die Analyseform zu wählen und die Auswertung sowie die Ausgabe festzulegen. Durch Nutzung eines Datenbanksystems stehen dem Meßsystem vielfältige Möglichkeiten für die Archivierung und Verwaltung der Meß-, Analyse- und Auswertungsdaten sowie der zugehörigen Meßparameter zur Verfügung.

Zur Prüfung der verwendeten Algorithmen wurde eine Testmessung für die Analyse der Messungen im Spektralbereich durchgeführt. Gemessen wurde an einem Vormittag (Werktag) in einem Industriegebiet in der 10-kV-Spannungsebene. Bei den vorhandenen Lasten (Lichtbogenöfen) konnte ein hoher Oberschwingungsgehalt der Phasenströme festgestellt werden. Bild 3.14 zeigt die Analyseergebnisse. Parallel zum eigenen Meßgerät wurde ein vom betreffenden EVU zu Oberschwingungsmessung bereits

Netzurückwirkungsmessung Oberschwingungsanalyse Phase L1, Spannung



Phase L1, Strom

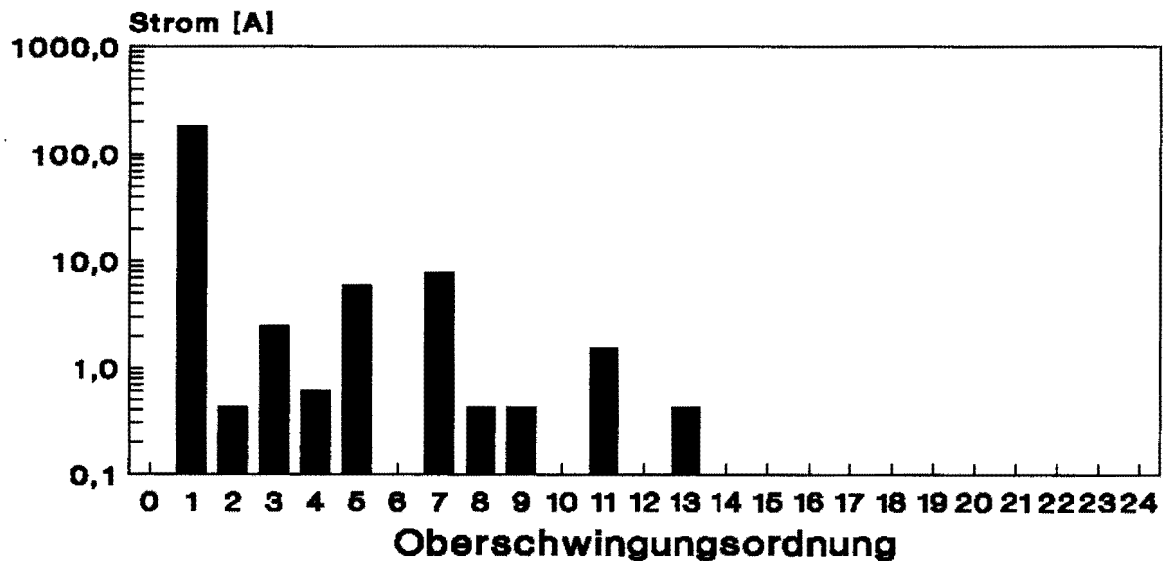


Bild 3.14: Ergebnisse einer Testmessung zur Oberschwingungsanalyse

mehrfach eingesetztes Meßgerät zum Vergleich angeschlossen, das die Ergebnisse bestätigt.

D. Blume, Ch. Dörnemann, W. Horenkamp

EV 9042

3.3.3 Wissensbasierte Fehleranalyse als Unterstützung des Betriebspersonals in Ausnahmesituationen

Die Analyse und Vorverarbeitung einlaufender Meldungen aus dem Fernwirkssystem eines Energieversorgungsnetzes ist eine grundlegende Aufgabe, die vor jeder Aktion zur Behebung von Störungen durchzuführen ist. Die Analyse ist bisher eine noch weitgehend manuell ablaufende Tätigkeit in einer Leitwarte. Ein wesentlicher Grund ist die algorithmisch schwer faßbare Beschreibung, wie eine bestimmte Fehlersituation sich als Meldungsschwall präsentiert. Um keine wichtigen Meldungen zu unterdrücken, werden dem Wartepersonal meistens alle Meldungen präsentiert. Dies kann einerseits zur Verwirrung bzw. zur Abstumpfung gegenüber einlaufenden Meldungen führen. In beiden Fällen können kritische Situationen bei der Netzbetriebsführung entstehen.

Da sich das Gebiet der Meldungsverarbeitung für wissensbasierte Systeme besonders eignet, werden solche Systeme bisher vorzugsweise in Hochspannungsnetzen eingesetzt. Vor allem die automatische Fehlerlokalisierung in Mittelspannungsnetzen ist bisher kaum behandelt worden. In Versorgungsnetzen ist der Einsatz von Hilfssystemen zur Fehlerortung aber ebenso sinnvoll. Dafür sprechen folgende Argumente:

- In der Mittelspannungsebene ist ein Netzfehler meistens mit einem Versorgungsausfall verbunden. **Folgekosten** können an einzelnen Fallbeispielen aufgezeigt werden, sie sind aber nicht pauschal festzulegen. Sie wachsen jedoch in jede Fall mit der Zeitdauer des Versorgungsausfalls.
- Die **Übersichtlichkeit** des Netzbetriebs ist im Mittelspannungsbereich weniger als im Hochspannungsbereich gegeben. Die Anzahl der Betriebsmittel in der Hochspannungsebene ist gering im Vergleich zur Versorgungsebene. Ebenfalls unterliegt der Schaltzustand im Hochspannungsbereich in geringerer Weise Veränderungen als anderen Bereichen. Die große Anzahl der Betriebsmittel und die ständigen Modifizierungen gestalten die Erkennung der Topologiestrukturen im Versorgungsbereich sehr schwierig, so daß eine Meldungszuordnung, die bei

genauer Betrachtung als trivial erscheint, in einer Ausnahmesituation nicht möglich ist.

- Die **Sicherheit** ist unmittelbar mit der **Übersichtlichkeit** verbunden. Wenn ein Fehler nicht richtig erkannt wird und bei der Wiederinbetriebnahme des Netzbezirks versehentlich auf einen Fehler geschaltet wird, kann dies zu weiteren Fehlern und dem Ausfall weiterer Bezirke des Netzes führen. Eine rechnergestützte Fehleranalyse ist daher zur Erhöhung der Sicherheit notwendig.

Die Schwierigkeiten bei der Anwendungen einer Fehleranalyse sind im Mittelspannungsbereich besonders groß. Das ist auch der Grund, aus dem es bei den bisherigen Arbeiten eine Bevorzugung der Hochspannungsnetze gegeben hat. Die Schwierigkeiten haben folgende Ursachen:

- **Mittelspannungsnetze** im Bereich der öffentlichen wie auch der industriellen Energieversorgung sind nach lokalen Anforderungen gebaut, die sich immer Laufe der Zeit verändert haben. Dieser Aufbau ist daher nicht global geplant, sondern mit historisch bedingten Ergänzungen versehen und vom Alter der Komponenten her sehr unterschiedlich. Dies spiegelt sich sowohl in den Betriebsmitteln als auch in der Sekundärtechnik wieder.
- Fernwirktechnisch sind zumeist nur Betriebspunkte erfaßt, die einfach und kostengünstig an Fernmeldeleitungen anzuschließen waren. Überwacht werden nur wenige Schaltfelder, die sich durch die Bedeutung oder die örtliche Lage auszeichnen. Der größte Teil der Schaltfelder bleibt unbeobachtet. Dies ist ein wesentliches Merkmal der Mittelspannungsnetze.
- Mittelspannungsnetze sind in der Sekundärtechnik auf der Netzschutzebene sehr unterschiedlich ausgerüstet. Aus Kostengründen wird der einfachste Schutz eingesetzt, der den Anforderungen für diesen Netzpunkt genügt, z.B. bei Netzstrahlen ein einfacher Überstromschutz, eventuell noch mit einer Zeitstaffelung. Vom schutztechnischen Standpunkt aus wäre ein anderer Schutz nicht notwendig, für die Fehlerortung aber ergibt das eine Erschwerung der Aufgaben.
- Die hohe Zahl der Schutzgeräte und die nicht immer klar zusammenhängende Netzstruktur führt zu **Fehl- oder Überreaktionen** des Netzschutzes. Einmal ist das ein Problem des Netzbetriebs. Umschaltmaßnahmen haben zu neuen Netzsituationen geführt, auf die der Schutz nicht optimal angepaßt wurde. Eine weitere Möglichkeit ist auch eine Einstellung des Schutzes auf eine möglichst

schnelle und sichere Reaktion. Falsche Reaktionen und Überreaktionen sind daher nicht der Ausnahmefall, sondern der Betriebsfall. Dies ist nicht mit einer Situation in einem Hochspannungsnetz vergleichbar.

Die Schutzfunktionen, die an ein Fehlerortungssystem Meldungen abgeben können, sind im Mittelspannungsnetzen gleichartig wie in Hochspannungsnetzen, jedoch mit deutlich eingeschränkter Informationsqualität. Folgende Schutzfunktionen werden bei der Entwicklung der Regeln berücksichtigt:

- Differentialschutz, Distanzschutz, Überstromschutz, unverzögert/verzögert/mit Richtung,
- Überlastschutz, Erdschlußschutz, verzögert/mit Richtung,
- Spezialschutzarten wie Buchholzschutz

Die Fehleranalyse ist in mehrere Teilaufgaben zerlegt.

- a) Anregung der Fehleranalyse
- b) Ausfilterung der für eine Schutzreaktion signifikanten Meldungen
- c) Bestimmung zeitlich zusammenhängender Meldungsgruppen
- d) Bestimmung örtlich zusammenhängender Meldungsgruppen
- e) Analyse der Meldungsgruppen nach
 - Bestimmung eines Fehlerortes oder eines Fehlergebiets
 - Fehlfunktion des Schutzes (Unterfunktion bzw. Überfunktion)
 - Fehlfunktion des Schaltfeldes
- f) Kombination der Teilergebnisse

Mit der oben beschriebenen Aufteilung wurde eine erste Version einer wissensbasierten Fehleranalyse entwickelt. Da in Mittelspannungsnetzen andere Voraussetzungen als in Hochspannungsnetzen vorliegen, ist ein neuer Lösungsweg angestrebt worden. Dazu wurde eine einfache, möglichst unabhängige Beschreibung der Schutzsystemmeldungen zugrunde gelegt. Dies bedeutet einerseits eine Einschränkung, ermöglicht andererseits aber die Übertragung der Fehleranalyse auf andere Fernwirk- und Netzschutzsysteme. Der Expertensystemprototyp wird zur Zeit um eine Meldungsgruppenbestimmung zur Vorverarbeitung ergänzt. Ebenso werden neue Gewichtungsfaktoren zur abschließenden Bewertung der Teilergebnisse eingeführt. Da die Fehleranalyse auch unter dem Aspekt einer sicherheitsrelevanten Softwarekomponente zu sehen ist, werden die implementierten Regeln im Sinne fehlervermeidender Maßnahmen

men behandelt. Als Grundlage umfangreicher Tests ist dabei ein Programm zur Generierung von Meldungsmustern ein wesentliches Hilfsmittel.

F. Eickhoff, W. Hoffmann

3.3.4 Netzüberwachung mit Hilfe einer Höchstlastoptimierung

Für alle Abnehmer elektrischer Energie setzen sich die Gesamtkosten der elektrischen Energie aus dem verbrauchsabhängigen Anteil und dem leistungsabhängigen Anteil zusammen. Aus wirtschaftlichen Gründen ist natürlich ein möglichst niedriger Wert der Kosten anzustreben. Während bei öffentlichen Versorgungsunternehmen, die selber weiter Energie liefern, die möglichen Maßnahmen zu Einsparung beschränkt sind, sind bei Industrieunternehmen weitergehende Maßnahmen möglich. Ein Ausgleich zwischen Bezug und Abgabe im öffentlichen Bereich ist nur möglich, wenn das Energieversorgungsunternehmen Einfluß auf den Verbrauch nehmen kann (z.B. Heizungssteuerung) oder wenn es über eine eigene Energieerzeugung verfügt. Bei Industrieunternehmen gestaltet sich die Aufgabe der Energiekostenreduzierung einfacher. Der dem Verbrauch proportionale Anteil kann durch Schwachstellenanalyse und geeignete Maßnahmen in der Anlagenbetriebsweise oder in der Geräteausrüstung reduziert werden. Einsparmaßnahmen über Umrüstung auf Geräte mit günstigerem Wirkungsgrad greifen nur sehr langfristig. Die leistungsabhängige Komponente der Stromkosten ist durch den Spitzenwert des Verbrauchs bestimmt. Eine Voraussetzung für die Lastbegrenzung ist aber immer eine Kenntnis des Gesamtverbrauchs, der Einzelverbräuche und des aktuellen Einsparpotentials. Diese benötigten Informationen können durch ein Leitsystem innerhalb der elektrischen Energieversorgung geliefert werden. Zusammen mit einer geeigneten Auswertung und einer daran gekoppelten Auswahl von Einflußmaßnahmen läßt sich das bisherige Ergebnis eingesetzter Höchstlastoptimierungsanlagen deutlich verbessern.

Die Integration einer Höchstlastoptimierung HLO innerhalb einer Leittechnik in Schaltanlagen gestaltet sich einfach. Neben den Lastverbräuchen an der Übergabestellen wird der aktuelle Verbrauch auch bei ausgesuchten Großverbrauchern, die bei einer Höchstlastbegrenzung abgeschaltet werden können, bestimmt. Der Energiebezug, der sich für die Großverbraucher ergibt, stellt mit einer gewissen Unschärfe das mögliche aktuelle Abschaltpotential dieser Verbraucher dar. Diese Leistungsmessungen werden ebenso in Langzeitaufzeichnungen abgelegt.

Mit einem für die jeweilige Situation geeignetem Prognoseverfahren kann dann die Tendenz des Leistungsverbrauchs bestimmt werden. Die Höchstlastoptimierung besteht aus zwei Teilaufgaben. Dies ist zum einen die Lastprognose und zum anderen die Abschaltstrategie. Grundsätzlich kann dazu gesagt werden, daß immer die Eigenschaften des Prozesses die Art der anzuwendenden Prognoseart bestimmen. Ebenso entscheidend sind die Art der für die Prognose verwendeten Eingangsinformationen und die Anzahl der Meßstellen. Der zweite Aspekt ist dabei noch wesentlicher.

Die grundlegende Betriebsweise, Verbraucher möglichst in der leistungspreisfreien Zeit zu betreiben, wird allgemein praktiziert. Für eine Höchstlastoptimierung bieten sich einige ausgewählte Verbraucher an, die durch ihre Einbindung in einen Produktionsprozeß Reserven für eine Stillstandszeit bieten. Die Auswahl eines geeignet abzuschaltenden Verbrauchers ist aufgrund der Bewertung verschiedener Fakten vorzunehmen. Hier fließt die Erfahrung des Betriebspersonals mit ein. Die Untersuchung von Systemen zur Höchstlastoptimierung hat gezeigt, daß aufgrund der sehr komplex zu beschreibenden Abhängigkeiten bei einer Abschaltauswahl die Möglichkeiten nicht voll ausgenutzt werden. Die Aufgabe der HLO zeigt sich geeignet, mit einem wissensbasierten System gelöst zu werden.

Als erster Schritt zur Entwicklung einer wissensbasierten Höchstlastoptimierung wurde ein Regelwerk entworfen, in dem die bisherigen Strategien im wesentlichen nachgebildet wurden, jedoch unter der Berücksichtigung einer möglichen erweiterten Meßwerterfassung.

Für Zeiten mit Höchstlastbegrenzung sind drei unterschiedliche Vorgehensweisen entworfen worden. Dabei ist eine Reaktion nur für unerwartet große Lastveränderungen beabsichtigt und zwar als Notabschaltung, wenn entgegen dem üblichen Lastverbrauch bereits sehr früh die Grenzen der geplanten Leistung erreicht werden (Strategie A). Die weiteren Abwurfstrategien (Strategie B und C) arbeiten aufgrund der von einer Lastprognose ermittelten Tendenzen. Sie beinhalten zwei Reaktionsmuster für den Fall, daß die Prognose ein Überschreiten der vereinbarten Höchstlast vorhersagt. Wird nur ein Erreichen oder geringes Überschreiten erwartet, erfolgt nicht unmittelbar eine Abschaltung, sondern es wird eine verbrauchsabhängige Liste von möglichen Abschaltpunkten bestimmt, die erst nach Stabilisieren der Prognose in Schaltvorschläge umgesetzt wird. Hier wird insgesamt immer zuwenig Abschaltleistung vorgegeben. Die dritte Handlungsstrategie (Strategie C) erstellt ebenfalls eine Liste von Abschaltpunkten, die zusammen die erforderliche Abschaltleistung ergeben, beginnt jedoch schneller mit den Abschaltungen und berücksichtigt die volle erforderliche Abschaltleistung.

Die Strategien werden abhängig von der prognostizierten Größe der Überschreitung aktiviert.

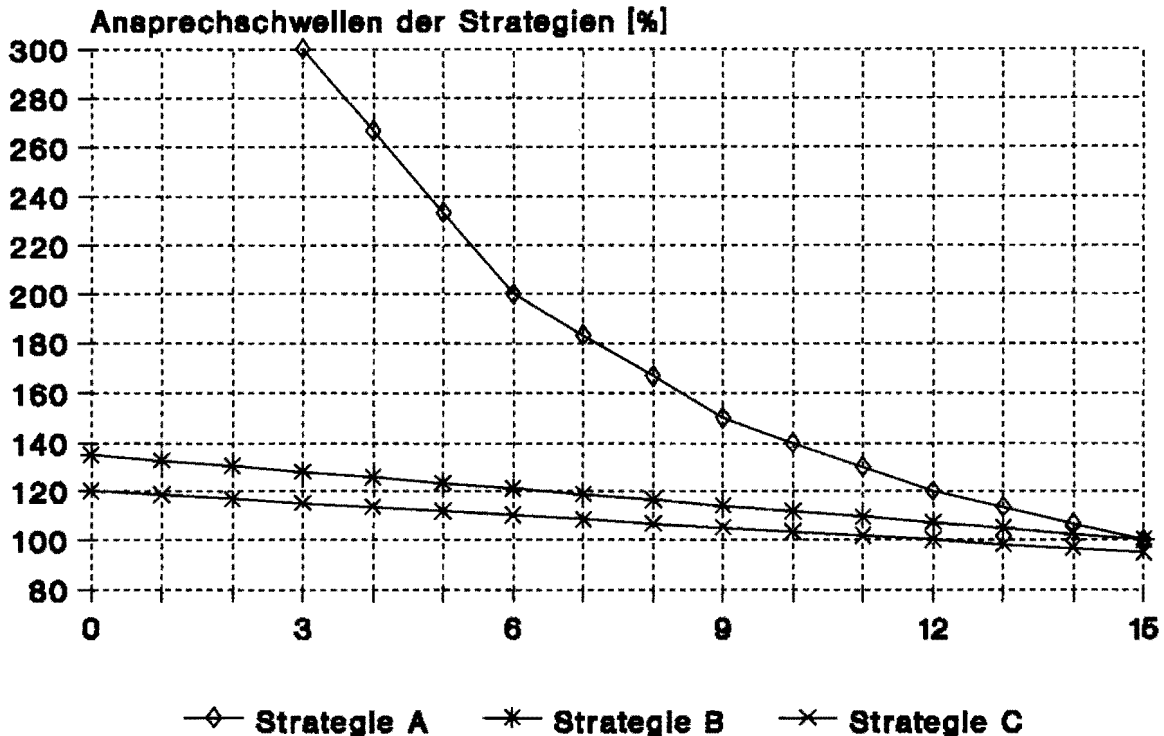


Bild 3.15: Ansprechschwellen der ersten Version einer Höchstlastoptimierung

Bild 3.15 zeigt die Ansprechbereiche der drei Strategien, wobei zu beachten ist, daß Strategie C mit einer Sicherheitsreserve von 5 % implementiert wurde (daher 95 % Endwert). Die Strategien B und C berücksichtigen eine Prioritätsliste der Abschaltmaßnahmen. Diese Liste wird in Abhängigkeit der Abschalthäufigkeiten modifiziert, um Akzeptanzproblemen bei den Verbrauchern zu begegnen.

Das Problem bei der Entwicklung einer Höchstlastoptimierung ist die Prüfung der möglichen Verfahren anhand realistischer Modelle. Ein wesentlicher Schwerpunkt bei der Entwicklung der Regeln zu einer Höchstlastoptimierung liegt in der Erstellung eines geeigneten Simulationsmodells. Daran schließt ein Prognoseprogramm als eigenständiges Modul an. Durch die strikte Trennung von Simulations- und Prognoseprogramm können auch unterschiedliche Prognoseverfahren getestet werden. Die Ausgabedaten des Prognoseprogramms werden an die eigentliche Höchstlastoptimierung übergeben, die wiederum für den Simulator Abschaltbefehle angeben kann.

Entscheidend für die Entwicklung dieses Werkzeugs ist folgender Gedanke. Ein Prognoseverfahren und eine Höchstlastoptimierung können nicht anhand von aufge-

zeichneten Daten, sondern nur interaktiv innerhalb einer Simulation getestet werden. Da eine Prognose ohne eine Höchstlastoptimierung wenig sinnvoll ist, muß bei dem Prognosealgorithmus immer das Eingreifen von steuernden Maßnahmen berücksichtigt werden.

Die ersten Versuche haben gezeigt, daß eine HLO vorteilhaft über ein wissensbasiertes System zu realisieren ist. Dieser erste Ansatz wird um die Berücksichtigung weiterer Entscheidungsfaktoren ergänzt, um verschiedene Vorgehensweisen bei der Auswahl von Maßnahmen und bei der Einschätzung ihrer Notwendigkeit realisieren zu können. Dies entspricht dem realen Einsatz einer HLO, bei dem sich ändernde Bewertungsfaktoren für abzuschaltende Verbraucher und weitere situations- und anwendungsspezifische Kriterien zu berücksichtigen sind.

F. Eickhoff, W. Hoffmann

4. VORTRÄGE

4.1 Beiträge für das Kolloquium

- 31.01.1990 Dipl.-Ing. H. Slomski, Universität Dortmund,
"Optimale Einsatzplanung thermischer Kraftwerke unter Berücksichtigung langfristiger Energiebedingungen"
- 13.02.1990 Dipl.-Ing. W. Hoffmann, Universität Dortmund,
"Wissensbasiertes System für die Bewertung und Verbesserung der Netzsicherheit elektrischer Energieversorgungssysteme"
- 28.02.1990 Dipl.-Ing. A. Kubbe, Universität Dortmund,
"Analyse des transienten Verhaltens elektrischer Verteilungsnetze und Lasten"
- 30.05.1990 Prof. Dr. H. Glavitsch
"Algorithmische und regelbasierte Verfahren für die Sicherheitsrechnung elektrischer Netze"
- 07.11.1990 Dipl.-Ing. Ch. Dörnemann, Universität Dortmund,
"Betriebsmittelbezogene Lastmodellierung für die Berechnung in Verteilungsnetzen"

4.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 22.01.1990 W. Hoffmann
"Expertensysteme in der Netzsicherheitsüberwachung", Vortrag beim DFG-Kolloquium, Saarbrücken
- 19.02.1990 E. Handschin
"Digitale Meßwertverarbeitung in der elektrischen Energieversorgung", Vortrag beim AK-TR Seminar, Deidesheim
- 23.07.1990 W. Hoffmann
"Expertensysteme in der Netzbetriebsführung", Vortrag bei den Stadtwerken in München

- 17.05.1990 Th. Stephanblome
"Der Einfluß supraleitender magnetischer Energiespeicher auf die Kurzzeitdynamik elektrischer Energieversorgungssysteme", Vortrag beim Arbeitskreis Supraleitung in Forschung und Praxis, Hilden
- 11.09.1990 E. Handschin
"Informationstechnische Anforderungen in elektrischen Netzen", Vortrag beim deutsch-ungarischen Symposium an der TH Budapest
- 11.09.1990 W. Horenkamp
"Störwerterfassungssysteme - Hardware", Vortrag beim deutsch-ungarischen Symposium an der TH Budapest
- 11.09.1990 D. Blume
"Störwerterfassungssysteme - Software", Vortrag beim deutsch-ungarischen Symposium an der TH Budapest
- 24.09.1990 E. Handschin
"Expertensystem für die Kraftwerksleittechnik", Vortrag beim VDEW, Frankfurt
- 08.10.1990 Ch. Dörnemann
"Netzberechnung in Mittel- und Niederspannungsnetzen mit Hilfe betriebsmittelbezogener Lastmodellierung", Vortrag beim 9. ETG-Fachforum, Essen
- 31.10.1990 W. Hoffmann
"Netz Sicherheitsberechnung für die elektrische Energieversorgung", Vortrag beim ZEDO-Workshop, Universität Dortmund
- 31.10.1990 F. Eickhoff
"Fehleranalyse in Mittelspannungsnetzen", Vortrag beim ZEDO-Workshop, Universität Dortmund
- 14.11.1990 W. Hoffmann
"Entscheidungsunterstützendes System für die Netz Sicherheitsüberwachung", Vortrag beim AK-TR Forum, Erlangen

5. NATIONALE UND INTERNATIONALE BEZIEHUNGEN

- 09.01.1990 E. Handschin und Mitarbeiter
Besuch von Frau Prof. Pavella, Universität Liège, am Lehrstuhl EV
in Dortmund
- 12.01.1990 E. Handschin, W. Hoffmann
Gespräch mit Herrn Küssel, ABB Ladenburg, über den Einsatz von
Expertensystemen in der Netzsicherheitsüberwachung
- 19.01.1990 E. Handschin, D. Blume, W. Horenkamp
Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen, über die Aus-
wertung von Störungsdaten
- 22.01.- E. Handschin und Mitarbeiter
23.01.1990 Teilnahme am DFG-Kolloquium "Neue leit- und schutztechnische
Verfahren", Saarbrücken
- 26.01.1990 E. Handschin, F. Eickhoff, M. Jaspert
Sitzung des Arbeitskreises StBV in Duisburg
- 31.01.1990 E. Handschin, H. Slomski, J. Handke
Demonstration der am Lehrstuhl EV Dortmund entwickelten Softwa-
re zur lang- und kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung vor Mitar-
beitern der VEW
- 05.02.1990 D. Blume, W. Horenkamp
Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen und GSE, über
die Parametrierung von Störwerterfassungsgeräten
- 13.02.1990 E. Handschin, D. Blume, Ch. Dörnemann, W. Horenkamp
Gespräch mit den Herren Dr. Reißing, Niemand und Kämmerer,
VEW Arnsberg, über Netzrückwirkungen
- 13.02. - E. Handschin, Th. Stephanblome, U. Schlücking
14.02.1990 Besprechung mit den Herren Meslier, Logeay und Meyer, im EdF
Forschungszentrum, über Netzdynamik und Netzsimulation

- 19.02.-
21.02.1990 E. Handschin
Teilnahme am AK-TR Seminar über "Digitale Meßwertverarbeitung in der elektrischen Energieversorgung" in Deidesheim
- 21.02.1990 E. Handschin, W. Hoffmann
Besuch von Herrn Dr. Reuter, Elektromark Hagen, am Lehrstuhl EV in Dortmund
- 07.03.1990 E. Handschin, D. Blume, Ch. Dörnemann, W. Horenkamp
Besprechung mit den Herren Atrops und Holtmann, VEW Dortmund, über den Einfluß von Blindstromkompensationsanlagen in Netzen
- 13.03.1990 Ch. Dörnemann
Besuch bei Herrn Nagel, HEW Hamburg, zur Information über das "Netzbetriebsmittel-Informationssystem (NEBIS)" der HEW
- 21.03.1990 D. Blume, F. Reyer
Besprechung mit den Herren Speck und Atrops, BASF Ludwigshafen, über eine neue Software zur Parametrierung von Störwert-erfassungssystemen
- 23.03.-
24.03.1990 E. Handschin
Teilnahme am ESKOM-Symposium über EMS 2000 in London
- 28.03.1990 J. Handke, U. Schlücking
Teilnahme am Seminar "DEC-Windows", Fa. Digital Equipment Köln
- 11.04.1990 E. Handschin, F. Eickhoff, W. Horenkamp
Besprechung mit den Herren Danke und Schneider, Fa. Bender, über Messungen an einem Erdschlußschutzgerät, am Lehrstuhl EV in Dortmund
- 17.04.1990 E. Handschin, D. Blume, W. Horenkamp
Besprechung mit Herrn Dr. Schwarz, ABB Mannheim, über Meß-technik in der elektrischen Energieversorgung

- 18.04.1990 E. Handschin, Ch. Dörnemann
Gespräch mit Herrn Dr. Pels-Leusden, AVU Gevelsberg, über den
Blindleistungsbedarf in Verteilungsnetzen, am Lehrstuhl EV in Dort-
mund
- 18.04.- E. Handschin
20.04.1990 Leitung der Sitzung der CIGRE WG 39.06 "Dispatch Training Simu-
lator" in Arnheim
- 18.04.1990 W. Hoffmann
Besuch von Herrn Elzermann, Bergbauforschung Essen, am Lehr-
stuhl EV in Dortmund zur Vorführung der Dortmunder Expertensy-
stem-Shell
- 23.04.- E. Handschin, W. Hoffmann
24.04.1990 Vorbereitung des AKTR-Forums "Expertensysteme in der Netzbe-
triebsführung" bei der FGH, Mannheim
- 02.05.1990 E. Handschin
Besprechung mit den Herren Kube und Bicker, Fa. Ritter, Dortmund
- 02.05.1990 W. Hoffmann
Teilnahme am Symposium "Expertensysteme" des VDI, Düsseldorf
- 08.05.1990 E. Handschin, D. Blume, Ch. Dörnemann, W. Horenkamp
Besprechung mit den Herren Dr. Reißing und Niemand, VEW Arns-
berg, über die Messung von Netzurückwirkungen
- 10.05.- E. Handschin
11.05.1990 Besprechung mit den Herren Dr. Kaufmann und Dr. Schaffer, TWS
Stuttgart, über Netzleittechnik in Verteilungsnetzen
- 11.05.1990 D. Blume, U. Schlücking
Besprechung mit den Herren Feld und Henning, Gesellschaft für
Transputertechnik Dortmund, über Möglichkeiten der Kooperation
- 15.05.1990 J. Handke
Besprechung mit den Herren Jergas und Repkewitz, Deutsche Bun-
desbahn Frankfurt, über langfristige Kraftwerkseinsatzplanung

- 16.05.- Th. Stephanblome
17.05.1990 Teilnahme an der Sitzung des Arbeitskreises "Supraleitung in Forschung und Praxis", Hilden
- 17.05.1990 E. Handschin
Teilnahme an der Sitzung des DAK CIGRE-Studienkreises SC-39 in Aachen
- 18.05.1990 E. Handschin
Grubenfahrt auf Schachtanlage Haard 2
- 21.05.- E. Handschin, Th. Stephanblome, U. Schlücking
23.05.1990 Teilnahme an der VDI/VDE Fachtagung über "Netzregelung", Baden-Baden
- 23.05.1990 E. Handschin, Th. Stephanblome
Abschlußbesprechung mit den Herren Dr. Jüngst und Dr. Maurer, Kernforschungszentrum Karlsruhe, zum Projekt "Moderne Automatisierungskonzepte für SMES"
- 25.05.1990 W. Hoffmann
Erfahrungsaustausch mit Herrn Küssel, ABB Ladenburg, über den gemeinsamen Expertensystem-Feldversuch
- 01.06.1990 E. Handschin
Besprechung mit Herrn Mitschel, Consulektra Hamburg
- 05.06.- D. Blume, W. Horenkamp
08.06.1990 Besprechung mit Prof. Ban und Mitarbeitern, TH Budapest, über Störwerterfassung in elektrischen Netzen
- 07.06.1990 K.-D. Tesch
Besuch des Seminars "Windkraftanlagen in Netzen der öffentlichen Stromversorgung", VDE Bezirksverein Rhein-Ruhr, Dortmund
- 12.06.- Ch. Dörnemann
13.06.1990 Besuch bei der TWS Stuttgart, zur Besprechung des Einsatzes des Programms "Niederspannungsnetzberechnung mit Hilfe betriebsmittelbezogener Lastmodellierungen"

- 19.06.1990 E. Handschin
Teilnahme am ABB-Seminar "PC-Netzberechnung" in Heidelberg
- 22.06.1990 F. Eickhoff, W. Hoffmann
Gespräch mit Herrn Dr. Lang, Stadtwerke Bochum, über das Expertensystem für die Fehlerortbestimmung in Verteilungsnetzen
- 26.06.1990 E. Handschin, J. Handke
Besprechung mit den Herren Direktor Linke, Sanders und Rosendahl, VEW Dortmund, über langfristige Kraftwerkseinsatzplanung
- 28.06.1990 E. Handschin, Ch. Dörnemann
Gespräch mit Herrn Dr. Freund und Mitarbeitern, TWS Stuttgart, über das Projekt "Betriebsmittelbezogene Lastmodellierung"
- 28.06.1990 D. Blume
Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen, über den Beitrag zum ETG-Fachforum
- 23.07.1990 E. Handschin, W. Hoffmann
Besuch der Stadtwerke München
- 02.08.90 E. Handschin, F. Eickhoff, W. Hoffmann
Teilnahme am Hochschultag zum Thema "Expertensysteme in der elektrischen Energieversorgung", Duisburg
- 15.08.1990 D. Blume, W. Horenkamp, F. Reyer
Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen, zum VDE-Kongress
- 16.08.1990 W. Hoffmann
Gespräch mit Herrn Marks, MakroTec Dortmund, über Expertensystementwicklung
- 21.08.1990 D. Blume, W. Horenkamp
Durchführung von Oberschwingungsmessungen mit Herrn Niemand, VEW Arnsberg, in einer 110/10kV-Station

- 26.08.-
01.09.1990 E. Handschin
Teilnahme an der CIGRE-Konferenz in Paris
- 04.09.1990 E. Handschin, F. Eickhoff, J. Handke, W. Horenkamp
Besuch der Herren Mäver und Tietze, Consulectra Hamburg, am
Lehrstuhl EV in Dortmund
- 04.09.-
09.09.1990 E. Handschin und Mitarbeiter
Präsentation meßtechnischer Systeme auf der Fachmesse "Elek-
trotechnik 90" in Dortmund
- 07.09.1990 E. Handschin, Ch. Dörnemann
Präsentation der "Betriebsmittelbezogenen Lastmodellierung" bei
der VEW Bezirksdirektion Dortmund
- 10.09.-
12.09.1990 E. Handschin, D. Blume, W. Horenkamp
Beteiligung am deutsch-ungarischen Symposium "Störwerterfas-
sung in elektrischen Netzen", an der TH Budapest
- 13.09.1990 E. Handschin, Ch. Dörnemann
Gespräch mit Herrn Nordieker, Bernische Kraftwerke, Bern Schweiz,
über die Lastberechnung in Verteilungsnetzen am Lehrstuhl EV in
Dortmund
- 13.09.1990 J. Handke
Beprechung mit den Herren Niessen, Orzesko, Jergas, Repkewitz,
Loher und Kree, Deutsche Bundesbahn Frankfurt, über langfristige
Kraftwerkseinsatzplanung
- 20.09.1990 E. Handschin
Präsentation zum DFG-Schwerpunktprogramm "Neue leit- und
schutztechnische Verfahren in der elektrischen Energieversorgung",
Bonn
- 25.09.1990 E. Handschin, D. Blume, W. Horenkamp, F. Reyer
Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen, den Herren
Balzereit und Hohmann, GSE München, zur Realisierung einer
Schnittstelle zwischen Erfassung und Auswertung von Meßwerten
mit einem Störwerterfassungssystem

- 26.09.1990 D. König
Teilnahme an der FGE-Tagung zum Thema "Die elektrische Energieversorgung in den 90er Jahren" in Aachen
- 27.09.1990 U.Schlücking, Th. Stephanblome
Besuch von Herrn Heiß, EAM Kassel, am Lehrstuhl EV in Dortmund
- 04.10.1990 E. Handschin
Teilnahme an der JOULE-Sitzung über Windkraftanlagen in Amsterdam
- 07.10.- D. Blume
09.10.1990 Besprechung mit Herrn Hohmann, GSE München, bei der BASF Ludwigshafen, zur Erstellung eines Pflichtenheftes zur Software-schnittstelle zwischen den Erfassern und der Zentrale des Störwert-erfassungssystems
- 08.10.- E. Handschin, D. Blume, Ch. Dörnemann, W. Horenkamp
10.10.1990 Teilnahme am VDE-Kongreß in Essen
- 12.10.1990 F. Eickhoff, W. Hoffmann
Besuch von Prof. Styczynski (Breslau), Präsentation und Diskussion über Möglichkeiten gemeinsamer Aktivitäten auf dem Gebiet des Expertensystemeinsatzes, am Lehrstuhl EV in Dortmund
- 15.10.1990 Ch. Dörnemann
Gespräch mit den Herren Hormann und Labohm, VEW Bezirksdirektion Dortmund, über Lastberechnung in Niederspannungsnetzen
- 18.10.1990 E. Handschin
Besuch der Universität der Bundeswehr, Prof. Heuck in Hamburg
- 19.10.1990 W. Hoffmann
Teilnahme an dem Gensym-Seminar "Realzeit Expertensystem in der Prozeßsteuerung" in Düsseldorf

- 19.10.1990 F. Eickhoff
Besuch des Kongresses "Business Benefits of ExpertSystems",
London
- 25.10.1990 E. Handschin, D. Blume, W. Horenkamp, F. Reyer
Besprechung mit Herrn Speck, BASF Ludwigshafen, über die
Schnittstelle zwischen der Erfassung-Auswertung der SWE
- 26.10.1990 W. Hoffmann, D. Blume
Besuch der Fa. Siemens, Karlsruhe, Vorstellung des neuen Oszillo-
store-Systems durch Herrn Jungbauer, Dr. Hirte und Herrn Klein
- 30.10.1990 E. Handschin, W. Horenkamp, Th. Stephanblome
Besprechung mit den Herren Dr. Eichner, Wolf, Berger und
Dillmann, PSI Aschaffenburg, über Netztrainingssimulatoren und
Online-Untersuchungen von Störungen
- 31.10.1990 E. Handschin, F. Eickhoff, W. Hoffmann
Präsentation der Arbeiten auf dem Gebiet der Expertensysteme für
die Mitglieder des Zentrums für Expertensysteme Dortmund (ZEDO)
- 05.11.- D. König
09.11.1990 Teilnahme am Seminar "Systemmanagement", Fa. Digital Equip-
ment, Köln
- 06.11.1990 W. Hoffmann
Erfahrungsaustausch mit Herren Haider, Stadtwerke München und
Küssel, ABB Ladenburg, über den gemeinsamen Feldversuch
- 14.11.1990 E. Handschin, W. Hoffmann
Teilnahme am AK-TR Forum "Expertensysteme in der Netzbe-
triebsführung, Erlangen
- 15.11.1990 E. Handschin
Leitung der AK-TR Sitzung in Erlangen

- 20.11.1990 E. Handschin, U. Schlücking, Th. Stephanblome
Besuch der Herren Meslier, Meyer und Logeay, EdF Paris, am
Lehrstuhl EV in Dortmund
- 05.12.1990 E. Handschin
Teilnahme an der Sitzung des FGH-Forschungsbeirates in Mann-
heim
- 06.12.1990 E. Handschin
Teilnahme an der Sitzung des DAK CIGRE SC-39 in Duisburg
- 19.12.1990 E. Handschin, W. Hoffmann
Teilnahme am ZEDO-Workshop des Lehrstuhls Fertigungsvorberei-
tung, Universität Dortmund

6. VERÖFFENTLICHUNGEN UND BERICHTE

6.1 Veröffentlichungen

E. Handschin, H. van Meeteren, G. Schaffer, J. Waight : "Implementation and Integration of a Dispatcher Training Simulator", CIGRE Session 1990, paper 39-303, Paris 1990

In the recent past much attention has been focused on the design and use of system control centre dispatcher training simulators (DTS) in the electric utility industry. Study committee SC 39 established a working group (39.06) with objectives to review the present state of the art in this field and to outline the perspectives for future development. The object of this paper is to address the topics of implementation and integration of a DTS within a modern Energy Management System (EMS).

E. Handschin, W. Hoffmann : "Die Bedeutung von Expertensystemen für Planung und Betrieb elektrischer Energieversorgungssysteme", Bull. SEV/VSE 81(1990)3, Februar 1990

Expertensysteme zeigen neue Wege zur Optimierung des Computereinsatzes in der elektrischen Energieversorgung auf. Ausgehend von einer Analyse der Aufgaben der elektrischen Energieversorgung werden die potentiellen Anwendungsbereiche von Expertensystemen herausgearbeitet. Die Autoren stellen das Prinzip von Expertensystemen dar und erläutern Grundbegriffe der Wissensdarstellung in technischen Systemen. Die Möglichkeiten und Grenzen heutiger Expertensysteme werden kritisch beleuchtet.

E. Handschin, P. Stöber, K.-P. Jüngst, P. Komarek, W. Maurer : "Supraleitende magnetische Energiespeicher (SMES) in der elektrischen Energieversorgung", Elektrizitätswirtschaft, Jg. 89(1990), Heft 3

Der Einsatz supraleitender Energiespeicher in der elektrischen Energieversorgung vereint drei für den Betrieb wichtige Aspekte: relativ große motorische sowie generatorische Energiereserve, sehr kurze Zugriffszeit und geringe Verluste. Der Aufsatz verbindet die energietechnischen Anforderungen mit den physikalischen und bautechnischen Bedingungen. Die Verfasser beschreiben das elektrotechnische Verhalten der Speichereinheit im Energieversorgungssystem. Anhand von Simulationsergebnissen

des dynamischen Verhaltens zeigen sie die Verbesserung der Störsicherheit deutlich auf. Basierend auf der geforderten Speicherkapazität erläutern sie den physikalischen Aufbau des Supraleiters und der Spule und vergleichen ihn mit alternativen Varianten des SMES. Abschließend schätzen sie die Kosten der SMES-Einheit.

E. Handschin, H. Wohlfarth : "Maßnahmen zur Verbesserung der Kurzzeitstabilität in elektrischen Energieversorgungssystemen", Bull. SEV/VSE 81(1990)7, April 1990

Die vorliegende Arbeit zeigt die grundsätzliche Wirkung von Pendeldämpfungsgeräten (Power System Stabilizer, PSS). Ausgehend von den vorhandenen Eingangssignalen Drehzahl, Frequenz, elektrische Wirkleistung und Beschleunigungsleistung wird die Tauglichkeit des PSS unter drei verschiedenen Betriebsbedingungen (Schaltmaßnahmen, Auswirkungen von Netzfehlern, Teilnetzbildung) geprüft. Dabei zeigt sich, daß der PSS mit der Beschleunigungsleistung als Eingangssignal im Hinblick auf Dämpfung und Spannungsabweichung die günstigsten Eigenschaften aufweist.

E. Handschin, P. Stöber : "Spannungsabhängigkeit der Lasten und Auswirkung auf die Spannungsstabilität", 2. GMA/ETG-Fachtagung "Netzregelung", Baden-Baden, 22.-23.05.1990, VDI-Berichte 801, VDI-Verlag S. 31-51

Das dynamische Verhalten elektrischer Netze wird maßgeblich durch die Spannungsabhängigkeit der Lasten mitbestimmt. Gleichzeitig werden durch die Lasten die Wirk- und Blindleistungsvorgänge miteinander gekoppelt. Die Untersuchung transienter Spannungsschwankungen fordert die Betrachtung des Systemverhaltens, eine geeignete Modellierung für die Simulation wird beschrieben.

Im ersten Schritt werden Spannungsschwankungen in Beziehung zum Lastverhalten gesetzt. Dieses erklärt den Selbstregeleffekt des Netzes. Im zweiten Schritt werden die Rückwirkungen des Lastverhaltens auf die dynamischen Wirkleistungsvorgänge erläutert. Beide Effekte können nur schwer voneinander getrennt werden, da sie sich nicht linear überlagern. Von großer Bedeutung ist die zuverlässige Parametrierung der Lastmodelle, da sie vom Verbraucherverhalten abhängig ist. Daher wird das Lastverhalten in den Parameterräumen der Wirk- und Blindlastparameter betrachtet. Die Nachweise basieren auf den relativen Wirkungen von Parameterschwankungen.

E. Handschin, H. Wohlfarth : "Dämpfung von Netzpendelungen durch Maßnahmen am Turbosatz", 2. GMA/ETG-Fachtagung "Netzregelung", Baden-Baden, 22.-23.05.1990, VDI-Berichte 801, VDI-Verlag, S. 203-222

Der vorliegende Beitrag stellt eine vergleichende Gegenüberstellung der heute im praktischen Einsatz befindlichen PSS-Typen dar und erläutert ihre konzeptbedingten Vor- und Nachteile. Grundsätzliche Zusammenhänge werden in dieser Arbeit mit Hilfe des Einmaschinenproblems erläutert. Für die Praxis sind diese Ergebnisse jedoch auf das Mehrmaschinenmodell zu erweitern. Neben dieser Unterteilung bei der Vorgehensweise werden lineare Modelle benutzt, um das dynamische Verhalten analytisch bewerten zu können. Die Verifikation der Ergebnisse wird mit Hilfe von Simulationen mit vollständigen, nichtlinearen Modellen durchgeführt. Ausgangspunkt ist dabei der Generator, beschrieben durch seine elektromagnetischen und -mechanischen Gleichungen und die Einrichtungen der zugehörigen Spannungs- und Turbinenregelung mit jeweils unterschiedlichem Modellierungsgrad. Im einfachsten Fall des linearen Einmaschinenproblems konzentriert sich die Modellierung auf die Bewegungsgleichung der Maschine und die stark vereinfachten Rückkoppelungen des Spannungsregler- und PSS-Kreises zur Anwendung elementarer Stabilitätskriterien. Im komplexen Mehrmaschinenmodell mit nichtlinearen Einflußgrößen ist die möglichst umfassende Simulation im Zeitbereich des Gesamtsystems erforderlich.

Ch. Dörnemann, H. Freund, E. Handschin : "Netzberechnung in Mittel- und Niederspannungsnetzen mit Hilfe einer betriebsmittelbezogenen Lastmodellierung", Elektrizitätswirtschaft, Jg. 89(1990), Heft 22

Nur an wenigen Punkten der Verteilungsnetze können die Belastungen der Betriebsmittel mit vertretbarem Aufwand erfaßt werden. Mit Hilfe einer statischen Estimationsmethode werden aus gezielten Messungen und der Kenntnis der Verbrauchsdaten typische Verbrauchskurven berechnet, die das elektrische Verhalten verschiedener Kundengruppen widerspiegeln. Auf dieser Basis ist eine betriebsmittelbezogene Lastmodellierung an beliebigen Betriebsmitteln in Abhängigkeit der Verbraucherzusammensetzung unter Berücksichtigung externer Einflüsse wie der Temperatur möglich. Die so gewonnenen Belastungsverläufe dienen zur Unterstützung der Planung und des Betriebs der Verteilernetze.

E. Handschin, Th. Stephanblome: "Effects on supraconducting magnetic energy storage on power system control", CIGRE panel discussion. Impact of supraconducting technology on the future power system technology, Proceedings of the 1990 Sessions, Paris

The important task for secure power system operation is the maintenance of real and reactive power balance between production and consumption and this task is emphasised in weak or islanded systems with the requirements. The SMES role in the allocation of reserve can be characterised by very high efficiency and very quick response times. Studies have been made of SMES performance during system disturbances where the SMES has to compensate for the loss of transmission capacity by absorbing real and reactive power. The performance of a SMES at the consumer level with a load of 500 MW and energy fluctuations of the order of 15 - 300 kWh over a time range of up to one minute have also been studied.

Further studies are necessary to established SMES requirements in different system states such as quasi steady-state, islanded and interconnected. A systematical analytical approach is necessary to investigate the influence of SMES on power system dynamics. This can best be done by constructing models in such a way that it becomes possible to conduct the investigations with methods of system theory, special synthesis of controller in the state space and the optional choice of SMES location by calculation of the eigenvalues. The goal of these investigations is to develop an optimal SMES system with fulfils several requirements simultaneously and to produce a reliable feasibility study for using SMES in power systems.

6.2 Forschungsberichte

W. Horenkamp: "Technische Beschreibung CMOS32", EV 9012

Ch. Dörnemann: "Betriebsmittelbezogene Lastmodellierung zur Unterstützung der Niederspannungsnetzberechnung", EV 9031

F. Eickhoff: "Beschreibung eines Netzbildeditors für Personalcomputer", EV 9033

6.3 Diplomarbeiten

H. Prein: "Leittechnisches Konzept für die Energieversorgung im Bergbau", EV 9007

M. Müller: "Entwicklung und Realisierung eines zweistufigen Estimationsalgorithmus", EV 9010

K. Beckmann: "Expertensystem als Hilfsfunktion zur Steuerung der Energieversorgung im Bergbau", EV 9014

M. Rogge: "Wirtschaftliche Lastflüßaufteilung mit Hilfe von Gradientenverfahren", EV 9016

F. Reyer: "Entwicklung eines Softwarepaketes zur rechnergestützten Analyse von Meßdatensätzen", EV 9023

R. Luttmann: "Entwicklung einer automatischen Parametrierung für eine Meßeinrichtung auf der Basis von Netzdatenbanken", EV 9024

M. Weidlich: "Wissensbasierte Fehlermeldungsanalyse in Energieversorgungsnetzen", EV 9027

E. Gerulat: "Entwicklung einer Echtzeitdatenablage für ein programmierbares Meßdatenerfassungssystem", EV 9036

F. Scharf: "Vorbereitung und Durchführung von Feldversuchen mit einem wissensbasierten System zur Ausfallbewertung", EV 9041

A. Koel: "Entwicklung eines Meßgerätes zur Bewertung von Netzurückwirkungen", EV 9042

St. Kramer: "Entwicklung eines rechnergestützten Systems zur Auswertung der Stromverbrauchsdaten", EV 9038

R. Koerber: "Entwicklung und Realisierung eines Netzsimulators mit graphisch interaktiver Benutzerführung", EV 9048

B. Linnerz: "Optimierungsmöglichkeiten innerhalb einer Bergwerksenergieversorgung durch den Einsatz eines digitalen Netzleit- und Schutzsystems", EV 9045

M. Nicolai: "Einsatz einer Höchstlastoptimierung innerhalb eines Bergwerksnetzleit-systems", EV 9044

F. Munk: "Entwicklung neuer Regelstrategien für einen SMES in der elektrischen Energieversorgung", EV 9049

A. Terglane: "Robustes Lastflußprogramm für die Bewertung von Ausfallvarianten in elektrischen Energieversorgungsnetzen", EV 9047

6.4 Studienarbeiten

M. Weidlich: "Implementierung von Regeln zur Fehleranalyse in Energieversorgungsnetzen", EV 9001

B. Linnerz: "Funktionsvergleich eines Netzknotenrechners mit einer SPS", EV 9002

R. Koerber: "Erstellung einer graphisch interaktiven Benutzeroberfläche", EV 9003

Th. Seelig: "Optimierung der Wissensbasis eines Expertensystems", EV 9005

J. Ritzl: "Realisierung einer Klartextdarstellung für die Binärinformation", EV 9006

V. Petsch: "Untersuchung verschiedener Verfahren zur berührungslosen Messung", EV 9009

F. Scharf: "Optimierung der Wissensbasis eines Expertensystems für die Erarbeitung von Präventiv- und Abhilfemaßnahmen", EV 9011

J. Garitz: "Dynamische Reserveuntersuchungen in einem Industrienetz", EV 9013

B. Klich: "Simulated Annealing als Optimierungsstrategie in der kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung", EV 9015

V. Vogel: "Einhaltung der Spannungsgrenzwerte im Niederspannungsnetz nach IEC 38", EV 9017

R. Brüggemann: "Überprüfung der Eignung der Waveform-Relaxations-Methode für die dynamische Simulation des Kurzzeitverhaltens elektrischer Netze", EV 9018

Th. Fabian: "Entwicklung eines Lastflußprogramms mit Berücksichtigung der automatischen Transformatorstufung zur Spannungsregelung", EV 9021

K.-D. Schaum: "Die Bedeutung eines SMES für die elektrische Energieversorgung - aktuelle Untersuchungen und Perspektiven", EV 9022

A. Hanke: "Verarbeitung heuristischen Wissens in der elektrischen Energieversorgung", EV 9029

E.-J. Schulze: "Benutzeranleitung für die VAX-Rechneranlage unter dem Betriebssystem VMS", EV 9030

P. Schories: "Einfluß der Blindleistungskompensation in Mittelspannungsnetzen", EV 9032

B. Korte: "Bereitstellung von Wirkleistungsreserve durch den Einsatz eines SMES", EV 9039

M. Schäfen: "Grundlagen einer rechnergestützten Bedienerhilfe bei Schalthandlungen", EV 9046

K. Herrmann: "Aufbau eines Schutzrelais auf Basis einer PC - Entwicklungsumgebung", EV 9050

R. Mönig: "Vergleich unterschiedlicher numerischer Lösungsverfahren bei der Simulation der Kurzzeitdynamik elektrischer Energieübertragungssysteme", EV 9051

6.5 Programmbeschreibungen

M. Weidlich: "UNETZ; Wissensbasierte Fehlermeldungsanalyse in Energieversorgungsnetzen", EVP 9001

R. Koerber: "Erstellung einer graphisch interaktiven Benutzeroberfläche", EVP 9002

H. Prein: "BERGAUS; Ausfallbewertung für Bergbaunetze", EVP 9003

K. Beckmann: "BNFS; Bergbaunetz-Fehlersimulation", EVP 9004

H. Slomski; J. Handke: "POWER; Power Optimization with Energy Restrictions",
EVP 9005

Th. Fabian: "Lastflußberechnung mit lokaler Spannungsregelung durch unter Last
stufbare Transformatoren", EVP 9006

K.-D. Schaum: "DIURNAL; Berechnung einer optimalen SMES-Größe aufgrund von
erzeugten Tageslasten", EVP 9007

Th. Stephanblome: "Simulation supraleitender magnetischer Energiespeicher
(SMES) in Mehrmaschinensystemen", EVP 9008

M. Weidlich: "Wissensbasierte Fehlermeldungsanalyse in Energieversorgungsnet-
zen", EVP 9009

A. Hanke: "Verarbeitung heuristischen Wissens in der elektrischen Energieversor-
gung", EVP 9010

Ch. Dörnemann: "Betriebsmittelbezogene Lastmodellierung", EVP 9011

F. Scharf: "Optimierung der Wissensbasis eines Expertensystems für die Erarbei-
tung von Präventiv- und Abhilfemaßnahmen", EVP 9012

E. Gerulat: "Entwicklung einer Echtzeitsimulation für ein programmierbares Meß-
datenerfassungsgerät", EVP 9013

7. Promotionen

Hoffmann, Wolfgang: "Wissensbasiertes System für die Bewertung und Verbesserung der Netzsicherheit elektrischer Energieversorgungssysteme"

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. J. Verstege

Tag der mündlichen Prüfung: 29.01.1990

Aufbauend auf einer Analyse der Aufgaben der Netzbetriebsführung wird das Konzept eines Expertensystems zur Entscheidungsunterstützung in Fragen der Netzsicherheitsüberwachung vorgestellt. Das Expertensystem zielt auf die Integration existierender algorithmischer Methoden der Netzbetriebsführung und des heuristischen Expertenwissens erfahrenen Betriebsführungspersonals. Als Voraussetzung der Realisierung des wissensbasierten Konzepts erfolgt die Formulierung der Anforderungen an eine rechneraugliche Darstellung heuristischen Fachwissens aus der Sicht der elektrischen Energieversorgung. Eine geeignete Darstellungsform heuristischer Aussagen sowie ein allgemeingültiger Prozeß zur Auswertung der Regeln werden in der Arbeit vorgestellt. Die Realisierung zweier Prototypen für die wissensbasierte Bewertung von Ausfällen und für die Erarbeitung von Präventiv- und Abhilfemaßnahmen dient dem Nachweis der Leistungsfähigkeit und der Allgemeingültigkeit des realisierten Lösungsansatzes.

Slomski, Herbert: "Optimale Einsatzplanung thermischer Kraftwerke unter Berücksichtigung langfristiger Energiebedingungen"

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. J. Voß

Tag der mündlichen Prüfung: 12.02.1990

Vertragliche Vereinbarungen über langfristige Lieferbedingungen elektrischer Energie oder Primärenergie erfordern die Ausdehnung des Optimierungszeitraums für die Kraftwerkseinsatzplanung auf bis zu einem Jahr. Es wird ein Verfahren beschrieben, das dieses Problem in zwei Stufen löst. Stufe 1 besteht aus einer Energieeinsatzplanung für ein Jahr auf Basis der gemischt ganzzahligen linearen Programmierung unter Berücksichtigung langfristiger Energiebedingungen. Stufe 2 bestimmt den optimalen Kraftwerkseinsatz für eine Woche auf Basis der Lagrange'schen Relaxation unter Berücksichtigung der Energievorgaben aus Stufe 1. Die besonderen Merkmale der Verfahren bestehen in Stufe 1 in der unterschiedlich genauen Modellierung der

Verbraucherlast im Nah- und Fernbereich des Optimierungszeitraums und der Berücksichtigung von Reservebedingungen. In Stufe 2 werden u.a. Energiebedingungen, Leistungsänderungsgeschwindigkeiten und Leistungseinspeisungen während der Anfahrvorgänge mit berücksichtigt.

Kubbe, Andreas: "Analyse des transienten Verhaltens elektrischer Verteilungsnetze und Lasten"

1. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. E. Handschin
2. Gutachter: Prof. Dr.-Ing. D. Peier

Tag der mündlichen Prüfung: 02.03.1990

Zur Untersuchung der spannungs- und frequenzabhängigen Charakteristik von elektrischen Verteilungsnetzen und Lasten im Kurzzeitbereich wird ein Meßsystem entwickelt, das die Messung des vollständigen Drehstromsystems in Spannung und Strom realisiert und einen das sinusförmige Signal repräsentierenden, ruhenden Zeiger jeweils aus zwei Integralwerten gewinnt, die durch zeitliche Verschiebung von einer Viertelperiode eine Phasendifferenz von 90 aufweisen. Die Messung wird in bezug auf die Oberschwingungsdämpfung optimiert. Das Gesamtsystem ist mikrorechnergestützt für eine selbsttätige Betriebsweise ausgelegt, erkennt transiente Vorgänge und realisiert eine simultane Langzeitmessung (Lastmessung).

Durch statistische Auswertung des transienten Lastverhaltens nach Spannungsänderungen werden Parameterbereiche für die Spannungsabhängigkeit von Wirk-, Blindleistung und Strom angegeben. In diesem Zusammenhang wird die relative Spannungsabhängigkeit der Blindleistung q_u , die durch Anwesenheit von Kompensationseinrichtungen beeinflusst wird, unter Verwendung verschiedener Definitionen betrachtet und anhand von Netzmessungen bewertet. Das spannungsabhängige Verhalten der Last wird in Hinblick auf lineare und exponentielle, dynamische und statische Modellierung untersucht.

Der Einfluß des Verteilungsnetzes wird durch Auswertung des transienten Lastverhaltens und des Langzeitverhaltens in verschiedenen Spannungsebenen identifiziert. Durch Betrachtung von Ausgleichsvorgängen in symmetrischen Komponenten werden Forderungen für den Aufbau einer Spannungs-, Frequenz- und Leistungsmessung zur Identifikation der Spannungs- und Frequenzabhängigkeit der Lasten aufgestellt.

Dörnemann, Christoph: "Betriebsmittelbezogene Lastmodellierung für die Berechnung in Verteilungsnetzen"

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

Tag der mündlichen Prüfung: 30.11.1990

In den Verteilungsnetzen wird der Zustand des Netzes im Normalbetrieb durch die Belastung an den Betriebsmitteln charakterisiert. Diese meist unbekannt GröÙe kann aufgrund der Vielzahl der Betriebsmittel nicht durch kontinuierliche Messungen ermittelt werden. Auf der Basis eines verbraucherorientierten Wirkleistungsmodells bietet die betriebsmittelbezogene Lastmodellierung die Möglichkeit, diese Verhältnisse zu berechnen.

Im ersten Teil stützt sich das Verfahren auf die Analyse der Lasten an den einzelnen Betriebsmittel, wobei gleichartige Verbraucher in Gruppen zusammengefaßt werden, deren Abnahmeverhalten in einer gruppenspezifischen, typischen Verbraucherkurve angegeben werden kann. Netzmessungen auf der einen, die zugehörige Verbraucherstruktur und die typischen Verbraucherkurven auf der anderen Seite werden in einem linearen, statischen Modell verknüpft. Da für jeden Tageszeitpunkt eine getrennte Berechnung erfolgt, sind die typischen Verbraucherkurven als zeitdiskrete Wertefolge gegeben, die unter Berücksichtigung der typischen Einflüsse für die vier Jahreszeiten und die drei Tagestypen Werktag, Samstag und Sonntag/Feiertag ermittelt werden. Durch den Bezug auf die Daten des elektrischen Jahresenergieverbrauchs der einzelnen Verbrauchergruppen wird ein Wirkleistungsmodell beschrieben.

Im zweiten Schritt wird unter Berücksichtigung verbraucherspezifischer Temperaturmodelle eine Lastberechnung unter Kenntnis der Verbraucherstruktur an beliebigen Betriebsmitteln vorgestellt. Beispiele für den Einsatz in Planung und Betrieb von Mittel- und Niederspannungsnetzen zeigen, daß die erzielte Genauigkeit ausreicht, um sicher den Verlauf von Lastganglinien als Zustandsbeschreibung in Verteilungsnetzen angeben zu können.