

LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG

UNIVERSITÄT DORTMUND

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



JAHRESBERICHT 2000

Herausgegeben vom

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

44221 Dortmund

Telefon: (0231) 755-2396

Telefax: (0231) 755-2694

E-Mail: Edmund.Handschin@udo.edu

REDAKTION: Dipl.-Ing. D. König, Dipl.-Ing. Ch. Becker

Vorwort

Um die universitäre Arbeit transparent machen zu können, sind große und nachhaltige Anstrengungen erforderlich. Ein Teil dieser Aufgabe kann durch die regelmäßige Veröffentlichung des Jahresberichtes erfüllt werden. Allerdings tun wir dies auch mit der Absicht, den Dialog innerhalb und außerhalb der Hochschulen zu erleichtern. Besondere Bedeutung haben dabei die einzelnen Forschungsprojekte, deren Bearbeitung ohne die großzügige Förderung durch universitäre Mittel oder Unterstützung durch externe Finanzierungen nicht möglich wäre. Es ist uns deshalb ein wichtiges Anliegen, mit diesem Jahresbericht auch über die Verwendung der uns anvertrauten Mittel Rechenschaft abzulegen.

Auch im vergangenen Jahr haben die strukturellen Veränderungen im Bereich der elektrischen Energietechnik zu vielen neuen Projektideen geführt, von denen einige in konkreten Projekten untersucht werden. Gleichzeitig ist aber auch darauf zu verweisen, dass der Jahresbericht natürlich kein Ersatz für wissenschaftliche Veröffentlichungen sein kann. Auch der Besuch von Konferenzen und Tagungen gibt zahlreiche Gelegenheiten, sich mit Fachkollegen ausführlich zu unterhalten. Dabei ist weniger die Anzahl der Veranstaltungen als vielmehr deren richtige Auswahl von größter Bedeutung. Der enorme Zeitdruck, der mit der zeitnahen Bearbeitung aktueller Projekte verbunden ist, stellt alle Beteiligten vor große Verantwortung. Dabei spielt der enge Dialog zwischen Wissenschaft und Wirtschaft für den erfolgreichen Abschluss eines Vorhabens eine zentrale Rolle. Ich würde mich freuen, wenn der vorliegende Bericht einen Beitrag in dieser Richtung leisten kann.

Für die gute Zusammenarbeit und die zahlreichen interessanten Kontakte des vergangenen Jahres möchte ich mich auch im Namen aller Mitarbeiter sehr herzlich bedanken. Ich hoffe, dass wir auch im kommenden Jahr darauf bauen können.

E. Handschin

Inhaltsverzeichnis

1	Personal.....	1
2	Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen	2
3	Lehrbetrieb	5
	3.1 Vorlesungen	5
	3.2 Seminare.....	6
	3.3 Praktika.....	7
	3.4 Projektgruppen	8
	3.5 Exkursionen.....	9
4	Forschungs- und Entwicklungsarbeiten	10
	4.1 Informationstechnische Verfahren für die Planung und Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme	10
	4.2 Modellierung und Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen	29
	4.3 Schutz- und Leittechnik	58
5	Vorträge	72
	5.1 Beiträge für das Kolloquium.....	72
	5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern.....	72
6	Veröffentlichungen	75
	6.1 Veröffentlichungen	75
	6.2 Forschungsberichte	77
	6.3 Diplomarbeiten.....	78
	6.4 Studienarbeiten.....	78
	6.5 Programmbeschreibungen.....	78

1 Personal

Lehrstuhlinhaber:	Univ. Prof. Dr.-Ing. E. Handschin		
Sekretariat:	Frau I. Gasthaus	(bis 31.10.2000)	
	Frau M. Waldhoff	(ab 02.11.2000)	
Lehrbeauftragte:	Dr.-Ing. G. Traeder (RWE Energie AG)		
	Dr.-Ing. L. Jendernalik (RWE Energie AG)		
Akademische Gäste:	Dipl.-Ing. A. L'Abbate, Politecnico di Bari, Italien		
	Dr.-Ing. X.-P. Zhang, NARI, Ministry of Electric Power, China		
	Dipl.-Ing. A. Sarasua, Universidad Nacional de San Juan, Argentinien		
	Dipl.-Ing. F.A. Sinning, Pontificia Universidad Católica de Chile		
	Frau Dr.-Ing. A. Glazunova Energy Systems Institute ESI, Irkutsk, Russia		
	Wiss. Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. D. König	Dipl.-Ing. Ch. Becker
		Dipl.-Ing. J. Brosda	Dipl.-Ing. W. Feilhauer
Dipl.-Ing. C. Leder		Dr.-Ing. C. Lehmköster	
Dipl.-Ing. L. Müller		Dr.-Ing. Chr. Rehtanz	
Dipl.-Ing. F. Uphaus		Dipl.-Ing. Th. Wiesner	
Technische Mitarbeiter:		Frau H. Giersberg	Dipl.-Ing. W. Horenkamp
	Frau R. Meier	Herr K.-D. Tesch	
Studentische Hilfskräfte:	A. Dewald	H. Eloundou	Ch. Fricke
	M. Gravermann	E. Hauptmeier	S. Meier
	H. Neumann	M. Recktenwald	S. Rudzinski
	M. Schmale	M. Schulze-Herding	M. Wiesner

2 Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen

IDE - Zentrum für Interdisziplinäre

Dortmunder Energieforschung e.V.

Universität Dortmund

Emil-Figge-Str. 68

44227 Dortmund

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

Zentrum für innovative Energieumwandlung

und -speicherung E.U.S. GmbH

Munscheidstr. 14

45886 Gelsenkirchen

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

Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V. ZEDO
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20
44227 Dortmund

Es ist die satzungsgemäße Aufgabe des ZEDO (Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V.), Forschungs- und Entwicklungsvorhaben auf dem Gebiet neuer Techniken der Informationsverarbeitung zu fördern und den Transfer entsprechender Forschungsergebnisse in betriebliche Anwendungen sicherzustellen. Unter den von ZEDO aktuell bearbeiteten Entwicklungsprojekten sind mehrere, die auf Forschungsergebnissen des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgung basieren.

Energy Systems Institute ESI
Russian Academy of Sciences
Lermontov Street 130
Irkutsk, 664033, Russia

Mit dem ESI verbindet den Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung seit Jahren eine intensive Zusammenarbeit und ein reger wissenschaftlicher Austausch. Forschungsschwerpunkte stellen Untersuchungen zur Verwendung neuer Informationsverarbeitungstechnologien und Untersuchungen zum Einsatz von SMES in Energieversorgungsnetzen dar. Im Berichtszeitraum arbeitete Frau Dr. Glazunova als wissenschaftlicher Gast an unserem Lehrstuhl.

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

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

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

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

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

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

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

3 Lehrbetrieb

3.1 Vorlesungen

Elektrische Energietechnik I (WS)

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

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

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

Elektrische Energietechnik II (SS)

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

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

Inhalt: Berechnung elektrischer Energieversorgungssysteme im stationären und dynamischen Zustand; Schutztechnik; Wirtschaftlichkeit.

Energieübertragungssysteme I (WS)

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

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

Energieübertragungssysteme II (SS)

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 8. Semester.

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

Elektrizitätswirtschaft (SS)

Prof. Dr.-Ing. E. Handschin

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 8. Semester.

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

Energieversorgung (WS)

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

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 7. Semester.

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

Verfahren der Computational Intelligence in der elektrischen Energieversorgung

(WS)

Dr.-Ing. Ch. Rehtanz

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

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

Aufbau und Netzbetrieb von Windkraftanlagen (SS)

Dr.-Ing. Ch. Rehtanz

Wahlpflichtvorlesung für Studenten der Fachrichtung Energietechnik im 8. Semester.

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

3.2 Seminare

Innovative Energieversorgung (SS)

Dr.-Ing. Ch. Rehtanz

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

Informationstechnik in der Energieversorgung (WS)

(Dipl.-Ing. C. Leder, Dipl.-Ing. F. Uphaus)

Inhalt: Informationssysteme für Betriebsführung und Planung elektrischer Energieversorgungssysteme, Informationssysteme für den Energiehandel, Anforderungen an künftige IT-Lösungen, Nutzung neuer Technologien.

3.3 Praktika

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

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

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

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

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

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

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

3.4 Projektgruppen

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

Änderung der Stromverteilung im Niederspannungsnetz bei Einsatz von dezentralen Energieversorgungsaggregaten: Für die Prognose von Stromverteilungsänderungen im Niederspannungsnetz aufgrund eines vermehrten Einsatz von dezentralen Energieversorgungsaggregaten (DEVA) ist die Kenntnis zeitlich eng gestaffelter Lastganglinien einzelner Kundengruppen von grundlegender Bedeutung. Bisherige Untersuchungen stützten sich ausschließlich auf Strombetragslinien über ein Mittelungsintervall von 15 min. Für aktuelle Betrachtungen ist dieses jedoch nicht mehr ausreichend. In Zukunft wird es sich deshalb bei diesen Kennlinien vor allem um Wirk- und Blindleistungsverläufe direkt an den Verknüpfungspunkten handeln. In einer Projektgruppe sind hierfür Konzepte zur Erfassung und Bewertung von Wirk- und Blindleistungen dreiphasiger Drehstromnetze entwickelt worden.

Aufbau eines Brennstoffzellen-Prüfstandes: Für die Durchführung von Untersuchungen des elektrischen Verhaltens eines PEM-Stacks, insbesondere im Hinblick auf den stationären Einsatz zur Hausenergieversorgung, wurde im Labor für elektrische Energieversorgung ein Prüfstand eingerichtet. Im derzeitigen Ausbauzustand wird dieser mit Wasserstoff und Sauerstoff aus Hochdruckflaschen betrieben. Den hohen Anforderungen an die Bedienung und Visualisierung im Experimentalbetrieb entsprechend wurde ein Prozessvisualisierungskonzept erstellt, bei welchem wichtige Betriebsparameter wie Druck, Durchflussmengen, Temperaturen und elektrische Größen ständig aktualisiert und auf einem Display dargestellt werden können.

Schutzeinrichtung für den Betrieb von dezentralen Energieversorgungsaggregaten am öffentlichen Niederspannungsnetz: Der Anschluss von dezentralen Energieversorgungsaggregaten (DEVA) an das öffentliche Niederspannungsnetz unterliegt gewissen Anschlussbedingungen. Unter anderem ist die automatische Trennung der DEVA vom öffentlichen Netz im Fehler- und Wartungsfall (Inselnetze) sicherzustellen. Bestehende Systeme, wie z.B. die Einrichtung zur Netzüberwachung mit zugeordneten Schaltorganen in Reihe (ENS), sind technisch nicht in der Lage, aufgrund ihres Messprinzip bei lokal naher Installation mehrerer Geräte eine fehlerfreie Überwachung und Analyse durchzuführen. Aus diesem Grund wird eine Neuentwicklung durchgeführt, welche moderne Informationstechnik und konventionelle energietechnische Verfahren miteinander kombiniert.

3.5 Exkursionen

Besichtigung der Hauptschaltwarte der VEW in Dortmund, des G.u.D-Kraftwerks Gersteinwerk und der 380-kV-Umspannanlage in Werne-Stockum am 03. Februar 2000.

Besichtigung der übertägigen und untertägigen Stromversorgung im Rahmen einer Grubenfahrt auf dem Bergwerk Ost, Zeche Heinrich Robert/Monopol am 14. Februar 2000.

Begehung des Windenergie-Testfelds in Grevenbroich am 13. Juni 2000.

Befahrung des Braunkohle-Tagebaus in Inden und Besichtigung des Kraftwerks Weisweiler am 07. November 2000.

4 Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

4.1 Informationstechnische Verfahren für die Planung und Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme

4.1.1 Informationstechnik in der Energieversorgung

In den Energieversorgungsunternehmen werden unterschiedliche Informationssysteme zur Unterstützung der technischen und wirtschaftlichen Prozesse eingesetzt. So dienten Netzleitsysteme in der Vergangenheit in erster Linie dem sicheren und unterbrechungsfreien Netzbetrieb sowie der wirtschaftlichen Lastaufteilung der einspeisenden Kraftwerke. Kaufmännische Systeme unterstützten die Materialwirtschaft und die Verbrauchsabrechnung der im Versorgungsgebiet ansässigen Kunden. Mit der Liberalisierung der Elektrizitätswirtschaft werden neue Herausforderungen sowohl an die ehemals vertikal integrierten Energieversorger als auch die neuen Marktteilnehmer gestellt. Die sich durch die Entflechtung von Erzeugung, Übertragung und Verteilung sowie die neuen Marktstrukturen ergebenden Rahmenbedingungen führen zu einer Umgestaltung und Neuordnung der Geschäftsprozesse der betroffenen Unternehmen. Damit verbunden ist eine Neuorientierung der Informationsverarbeitung weg von den Insellösungen hin zu einem unternehmens- bzw. marktweiten Informationsmanagement. Dazu müssen vorhandene Systeme erweitert und neue Applikationen entworfen und integriert werden.

Neben der Erweiterungen bereits bestehender Systeme wie der Netzleittechnik oder Netzinformationssystemen werden zur erfolgreichen Marktteilnahme neue Softwareapplikationen im Bereich des Energiehandels mit einer engen Kopplung zu den technischen Systemen benötigt. Durch die Deregulierung werden die ehemals einfachen Strukturen des traditionellen Marktes durch ein komplexes Vertrags- und Handelswesen abgelöst. Zur Unterstützung der mit dieser Neuorientierung verbundenen neuen Geschäftsprozesse sind leistungsfähige Informationssysteme für Handel, Bilanzierung und Abrechnung in die IT-Umgebung der Marktteilnehmer zu integrieren. Diese Systeme müssen über Funktionen des Vertragsmanagement, des Risikomanagement etc. sowie Schnittstellen zu anderen Marktteilnehmern, der Börse und den technischen Informationssystemen verfügen. Bild 4.1 vergleicht die heutige Situation mit der früheren monopolistischen Struktur des deutschen Elektrizitätsmarktes.

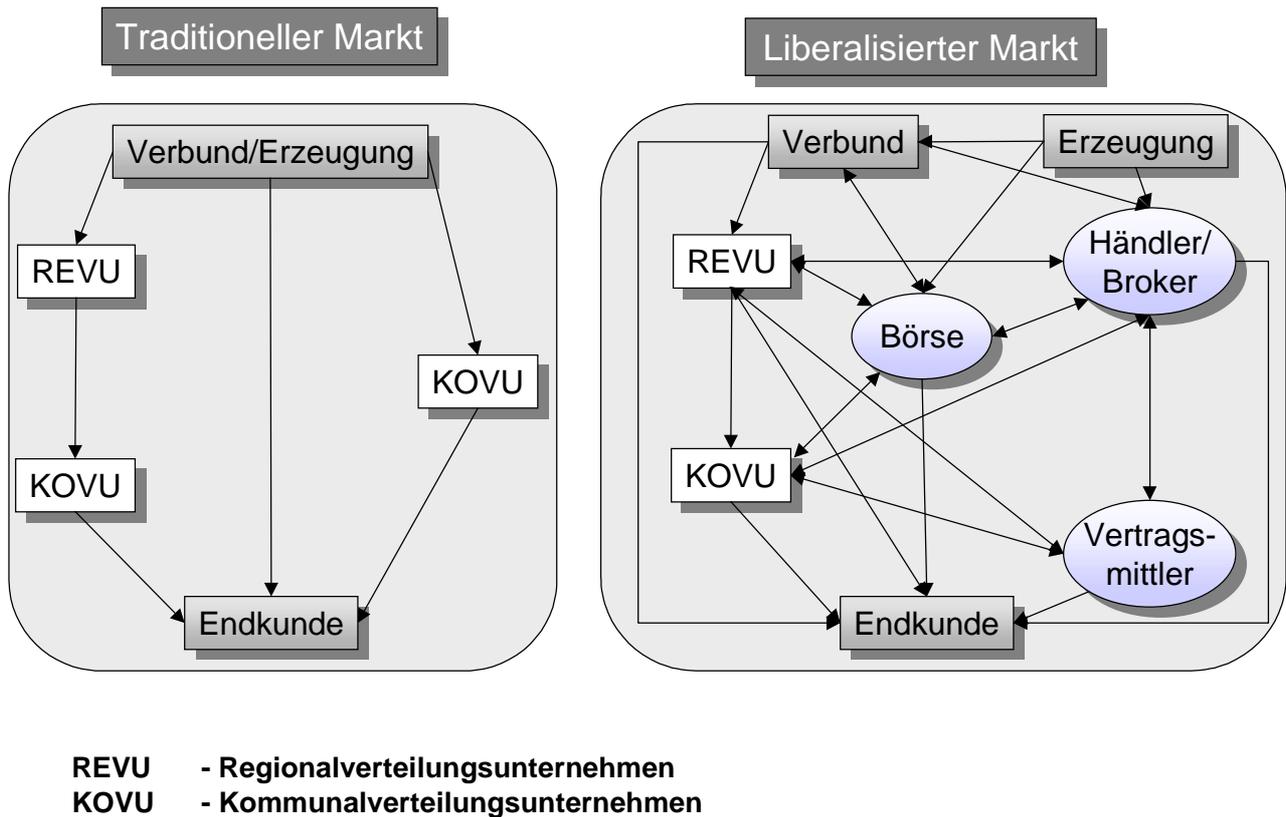


Bild 4.1: Gegenüberstellung der Strukturen eines traditionellen und eines offenen Elektrizitätsmarktes

Das durch die neuen Rahmenbedingungen ansteigende Daten- und Kommunikationsaufkommen fordert eine möglichst konsistente und redundanzfreie Datenhaltung und neue Konzepte zur Bewältigung eines intensiven Datenaustausches mit internen und externen Partner. Die Nutzung von Datenbanken, Data-Warehouse-Techniken sowie der Einsatz von Netzwerken, insbesondere des Internets als zentralem Kommunikationsmedium, bieten die Möglichkeit, die zuvor beschriebenen Forderungen an Datenhaltung und Kommunikation mittels Standardkomponenten oder bereits bestehenden Lösungen zu erfüllen. Dies spielt in Hinblick auf den steigenden Kostendruck innerhalb des Energieversorgungssektors eine immer wichtiger werdende Rolle. Ein Konzept zur zukünftigen Vernetzung der technischen und wirtschaftlichen Prozesse ist im folgenden Bild 4.2 dargestellt.

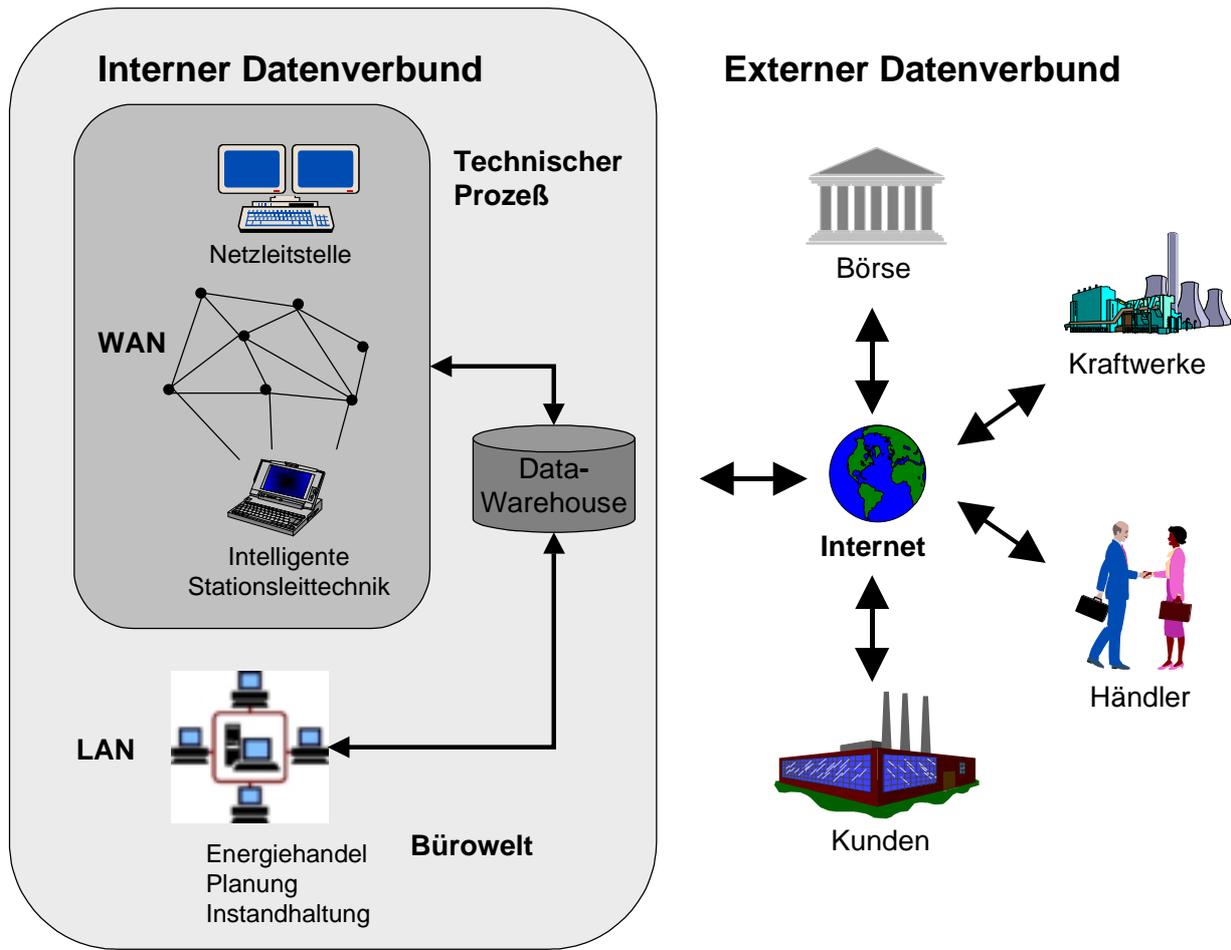


Bild 4.2: Netzwerktechnologien zum internen und externen Datenaustausch

Um eine reibungslose Integration und Verbindung der einzelnen Softwarelösungen zu gewährleisten, müssen die Systemschnittstellen eindeutig definiert und festgelegt werden. Zusätzlich muss ein Zugriffsrechts- und Sicherheitskonzept erarbeitet werden, damit die ausgetauschten Daten nur autorisierten Marktteilnehmern zur Verfügung stehen. Die hohe Dynamik des offenen Energiemarktes erfordert zusätzlich die leichte und schnelle Anpassung von Softwarelösungen an neue Rahmenbedingungen. Die Anforderungen an zukünftige IT-Lösungen lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Offene Systemarchitektur
- Flexibilität hinsichtlich neuer Rahmenbedingungen
- Standardisierte Schnittstellen zu anderen Systemen
- Konsistente Datenhaltung
- Zugriffsrechtskonzepte.

Neben den vorgestellten Forderungen an zukünftige IT-Lösungen für den offenen Energiemarkt wird das heute noch nicht absehbare Innovationspotential der Informationstechnologien im Bereich datenintensiver Anwendungen wie Multimedia oder komplexer Visualisierungsmethoden neue Anwendungen ermöglichen. Die ständig steigenden Speicherkapazitäten, Übertragungsraten und bessere Performance werden auch die vollständige Nachbildung der technischen und wirtschaftlichen Prozesse in Bereichen mit hohen Anforderungen an Aufschalt- und Verarbeitungszeiten interessant machen. Dabei sind besonders Anstrengungen für die benutzerfreundliche Darstellung komplexer Systemzusammenhänge zu unternehmen. Die kurzen Innovationszyklen in der Informationstechnik erfordern für künftige Entwicklungen einen modularen Lösungsansatz, damit partielle Verbesserungen ohne große Schwierigkeiten implementiert und integriert werden können. Dies gilt sowohl für den Software- als auch den Hardwarebereich, um bei der kontinuierlichen Weiterentwicklung den Anschluss und damit die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber anderen Wettbewerbern nicht zu verlieren.

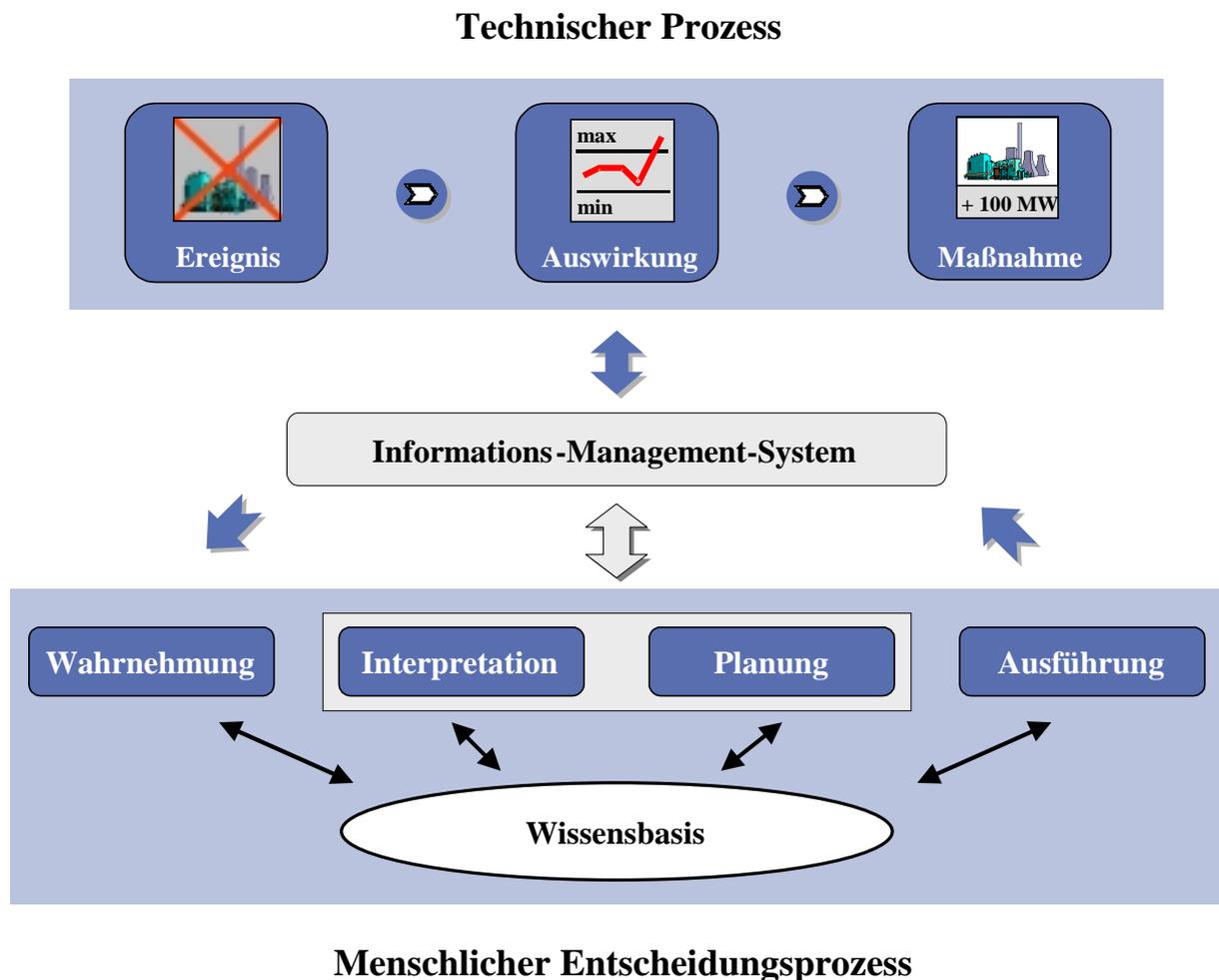
F. Uphaus

4.1.2 Ein neues Visualisierungskonzept für die Netzführung auf Basis einer vorausschauenden Zustandsbestimmung

Die Visualisierung elektrischer Energieübertragungssysteme (EÜS) besteht heute ausschließlich aus einer betriebsmittelorientierten Abbildung der Realität. Die topologische Anordnung der Betriebsmittel wird als Knoten-Zweig-Diagramm dargestellt. Die Messwerte an einzelnen Punkten und deren lokale Grenzverletzung werden numerisch oder farbkodiert eingeblendet. Aufgabe des Bedieners in der Netzleitstelle ist die Bewertung der Betriebssituation und die Auswahl eventuell notwendiger Maßnahmen. Dabei muss er sich allein auf sein Wissen und seine Erfahrungen stützen.

Im veränderten Umfeld der Elektrizitätswirtschaft wird bei einer hohen Systemlast sowie flexibleren Netzzuständen eine manuelle Analyse des Betriebsverhaltens nicht mehr ausreichen. Des Weiteren wird eine Ausdehnung der Netze auf Grund von Firmenfusionen die Überwachung einer sehr großen Anzahl von Einzelwerten erschweren. Um den zuverlässigen Betrieb des EÜS auch unter den beschriebenen schwierigeren Randbedingungen sicherzustellen, ist anstelle einer einfachen Mensch-Maschine-Schnittstelle, die das Überwachen und Steuern des EÜS ermöglicht, ein innovatives Informations-

Management-System (IMS) erforderlich. Das IMS orientiert sich an menschlichen Denkweisen und unterstützt eine intelligente Prozesslenkung. Bild 4.3 zeigt den technischen Prozess dargestellt als Wirkungskette sowie das etablierte Modell des menschlichen Entscheidungsprozesses. Vermittelnd tritt dabei das IMS in Erscheinung.



Menschlicher Entscheidungsprozess

Bild 4.3: Menschlicher Entscheidungsprozess im Kontext mit dem technischen Prozess

Während eine herkömmliche Mensch-Maschine-Schnittstelle lediglich die kognitiven Funktionen "Wahrnehmung" und "Ausführung" durch Messwertanzeige und Aufnahme von Benutzerkommandos unterstützt, stellt das IMS hochwertige Zustandsinformationen und situationsabhängige Handlungsvorschläge zur Verfügung. Dadurch werden direkt die beiden anspruchvollsten kognitiven Funktionen "Interpretation" und "Planung" unterstützt. Die Interpretation des technischen Prozesses als kausale Abfolge von Ursache, Wirkung und Maßnahme entspricht der menschlichen Sichtweise auch auf alltägliche Prozesse. Deshalb wird diese Wirkungskette als Grundlage für die Darstellung im Visualisierungssystem verwendet. Die Umsetzung des IMS führt zu einem veränderten Ablauf nach dem Eintritt von Ereignissen (Bild 4.4). Intelligente Verfahren unterstützen das Wissen und die

Erfahrungen des Leitstellenpersonals. Dadurch wird die korrekte Bewertung neuer Situationen ermöglicht und die Auswahl von Maßnahmen verbessert.

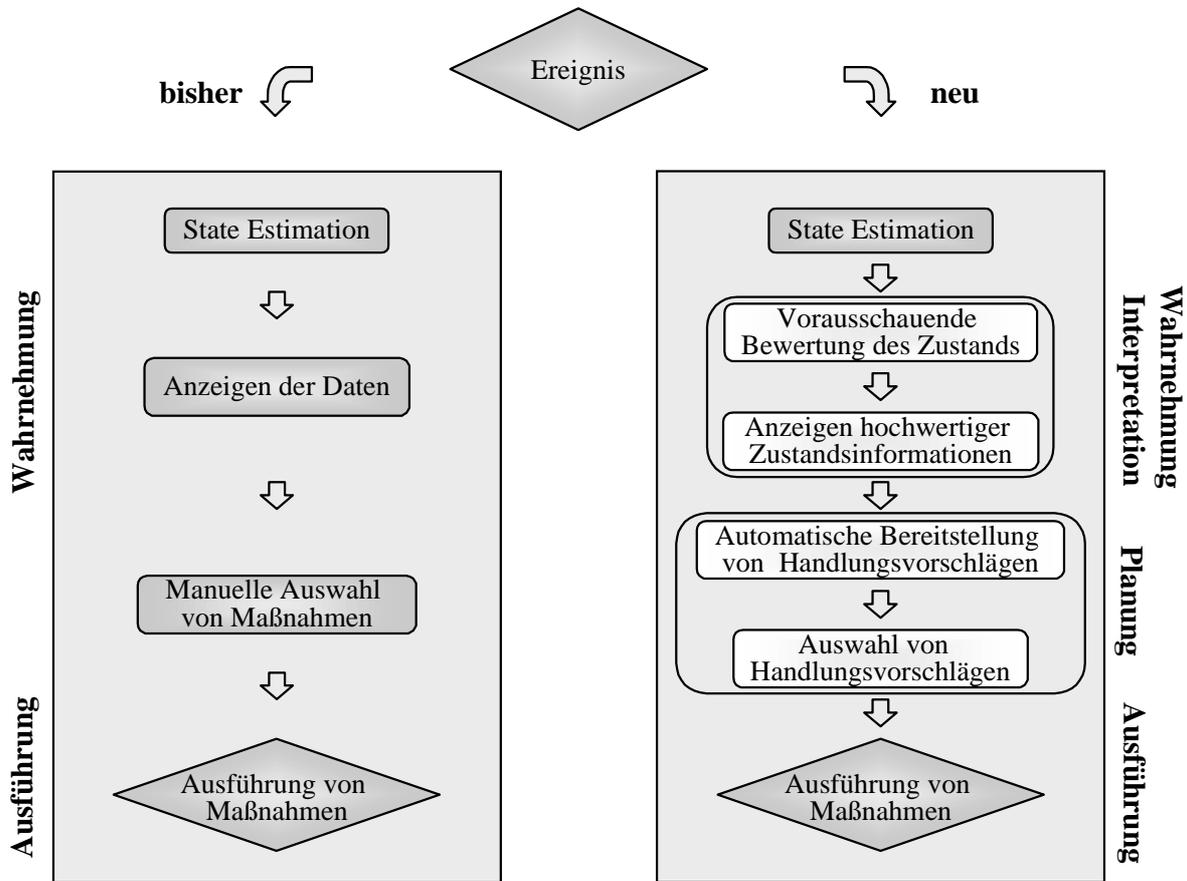


Bild 4.4: Ablauf nach Eintritt des Ereignisses mit bisherigem und neuem Konzept

Die Umsetzung der kausalen Wirkungskette in einem Visualisierungssystem ist in Bild 4.5 dargestellt. In der Leitwarte kann diese Ansicht auf ein eigenes Display aufgeschaltet werden. Die drei Ebenen Ursache, Wirkung, Maßnahme werden durch drei Bereiche wiedergegeben. Die Darstellung der einzelnen Aspekte geschieht über farbkodierte Symbole, denen intelligente Indikatoren zugrunde liegen. Die Symbole und Farbkodierung ermöglichen eine sichere Orientierung und ein schnelles Erkennen von kritischen Situationen. Der Zugriff auf Detailinformationen in bekannter Weise bleibt durch einen hohen Grad an Interaktivität möglich, ist allerdings nicht notwendigerweise erforderlich.

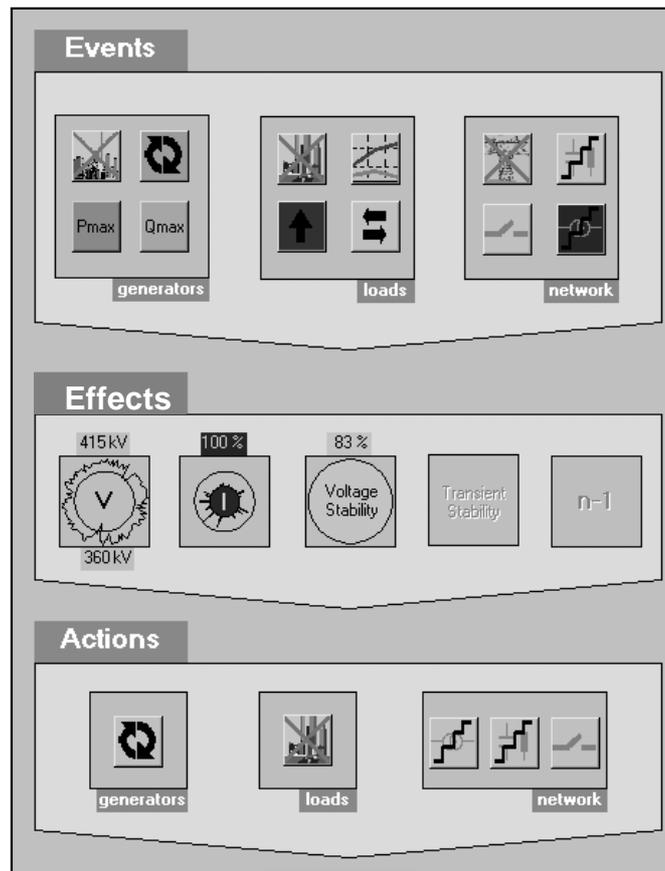


Bild 4.5: Umsetzung der kausalen Wirkungskette im IMS

Die automatische Bereitstellung von hochwertigen Zustandsinformationen erfordert eine Betrachtung des EÜS als Ganzes und verbietet die Interpretation als eine Vielzahl von Einzeldaten. Beim Eintreten eines Ereignisses (KW-Ausfall, Lastanstieg usw.) muss der Betriebspunkt eines EÜS verschiedene Grenzen einhalten (Spannungsband, therm. Grenzstrom, Spannungsstabilität usw.). Der Abstand zu den jeweiligen Grenzen lässt sich durch Zustandsindikatoren beschreiben. Die Verfahren zur Bestimmung der Indikatoren arbeiten teils analytisch und teils mit innovativen Methoden z.B. Neuronalen Netzen (siehe auch Kapitel 4.1.3). Letztere machen auch komplexe Analysen in kurzer Zeit möglich. Um einen vorausschauenden Betrieb zu ermöglichen, muss die Bewertung eines Betriebszustandes nicht nur für den momentanen Zeitpunkt, sondern auch im Hinblick auf die höchste zu erwartende Belastung durchgeführt werden. Dazu ist es notwendig, auf Basis einer knotenbezogenen Lastprognose die zu erwartenden Indikatoren zu bestimmen. Bild 4.6 zeigt die kompakte Darstellung der Indikatoren. Für die thermische Belastung und das Spannungsband werden zusätzlich Kiviat-Diagramme angezeigt, die dem Betrachter ein Gefühl für die Gesamtheit der Werte geben.

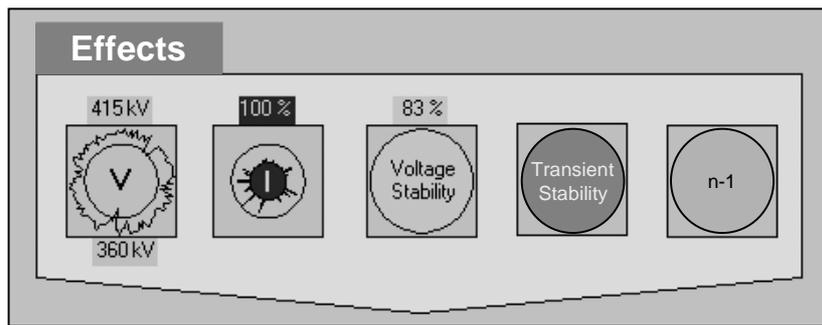


Bild 4.6: Kompakte Darstellung der Zustandsindikatoren im IMS

Wenn das IMS auf Grundlage der Indikatoren eine kritische Situation erkennt, werden dem Bedienpersonal automatisch Handlungsvorschläge zur Verfügung gestellt, die durch einfache Anwahl ausgeführt werden können. Für die Ermittlung der erforderlichen Maßnahmen werden automatische Verfahren verwendet, die im Hintergrund des Systems laufen. Als einfache Methode sei hier die Anwendung von Sensitivitäten für die Festlegung von Maßnahmen zur Spannungshaltung zu nennen. Als weiteres Beispiel können Verfahren der Computational Intelligence zur präventiven Optimierung von Handlungen zur Erhaltung der Spannungsstabilität verwendet werden.

Das so realisierte IMS ermöglicht dem Bediener eine vorausschauende Prozesslenkung anstelle einer reinen Überwachung und Reaktion. Ein frühzeitiges, kontrolliertes Agieren ersetzt ein kurzfristiges Reagieren. Ein hochausgelasteter aber dennoch sicherer Betrieb wird gewährleistet.

C. Leder

Dieses Forschungsvorhaben wird von der Deutschen Forschungsgemeinschaft gefördert.

4.1.3 Computational Intelligence zur schnellen Bestimmung effektiver Handlungsmaßnahmen für den Netzbetrieb

Aus ökonomischen Gründen strebt ein Netzbetreiber zur Erzielung hoher Durchleitungsentgelte die maximale Auslastung seiner Übertragungskapazitäten an. Eine hohe Belastung bedeutet aber einen Betrieb nahe der Stabilitätsgrenze, deren Überschreitung zum Ausfall von Betriebsmitteln oder einem Blackout von Netzbereichen führen kann. Deshalb ist es erforderlich, dem Netzbetrieb fortlaufend hochwertige Informationen über den Abstand des momentanen Betriebspunktes zur Stabilitätsgrenze zur Verfügung zu stellen und im Falle einer kritischen Situation gezielte Handlungsvorschläge anzubieten.

Die zu berücksichtigenden Grenzen des Betriebsbereichs werden durch die folgenden Teilaspekte bestimmt, die unabhängig voneinander Gültigkeit besitzen:

- Einhaltung der Spannungsminima und -maxima an allen Knoten
- Belastung aller Betriebsmittel unterhalb ihres thermischen Grenzstroms
- Gewährleistung der Spannungsstabilität
- Einhaltung der transienten Stabilität im Störfall
- Einhaltung der statischen Stabilität

Um die (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten, müssen die genannten Grenzen auch beim Ausfall eines beliebigen Betriebsmittels eingehalten werden.

Während die Überprüfung von Spannungsband und thermischer Belastung mit einfachen arithmetischen Operationen möglich ist, sind die herkömmlichen Verfahren zur Bestimmung der Spannungsstabilität, der transienten Stabilität und der (n-1)-Sicherheit sehr zeitintensiv. Abhilfe kann dabei der Einsatz von Neuronalen Netzen schaffen. Sehr gute Ergebnisse wurden bereits mit der Anwendung eines speziellen Neuronalen Netzes, der Selbstorganisierenden Merkmalskarte (SOM), zur schnellen Analyse und Visualisierung der Spannungsstabilität erzielt. Das Verfahren erlaubt die Abbildung der möglichen Arbeitspunkte eines Energieübertragungssystems auf eine überschaubare Anzahl repräsentativer Zustände. In einer Anlernphase auf Basis simulatorisch erzeugter Lerndatensätze organisieren sich diese Zustände innerhalb einer zweidimensionalen Karte. Nach der Bewertung der repräsentativen Zustände mittels analytisch bestimmter Stabilitätsindikatoren erlaubt die Darstellung der SOM als farbige Karte eine schnelle Einordnung des momentanen Arbeitspunktes innerhalb des gesamten Betriebsbereichs insbesondere seinen Abstand zur Stabilitätsgrenze.

Die so ermöglichte schnelle Analyse der Spannungsstabilität ist nur dann von Bedeutung, wenn effektive Maßnahmen zur Verfügung stehen, um kritische Situationen zu entschärfen. Die Auswahl der wirkungsvollsten Handlungen wird bisher auf Basis des Wissens und der Erfahrungen des Leitstellenpersonals getroffen. Im dynamischen Marktumfeld und bei einer hohen Systemlast können jedoch Situationen eintreten, mit denen die Mitarbeiter keine Erfahrungen haben und die schnelle Reaktionen erfordern. Diese neuen Situationen sind nicht ohne die Unterstützung des Netzleitsystems zu bewältigen.

Eine Weiterentwicklung des Verfahrens der SOM ermöglicht die Online-Bereitstellung von Handlungsempfehlungen für das Leitstellenpersonal. Bild 4.7 zeigt den Ablauf der Offline-Vorbereitung des Verfahrens und der Online-Anwendung im laufenden Betrieb.

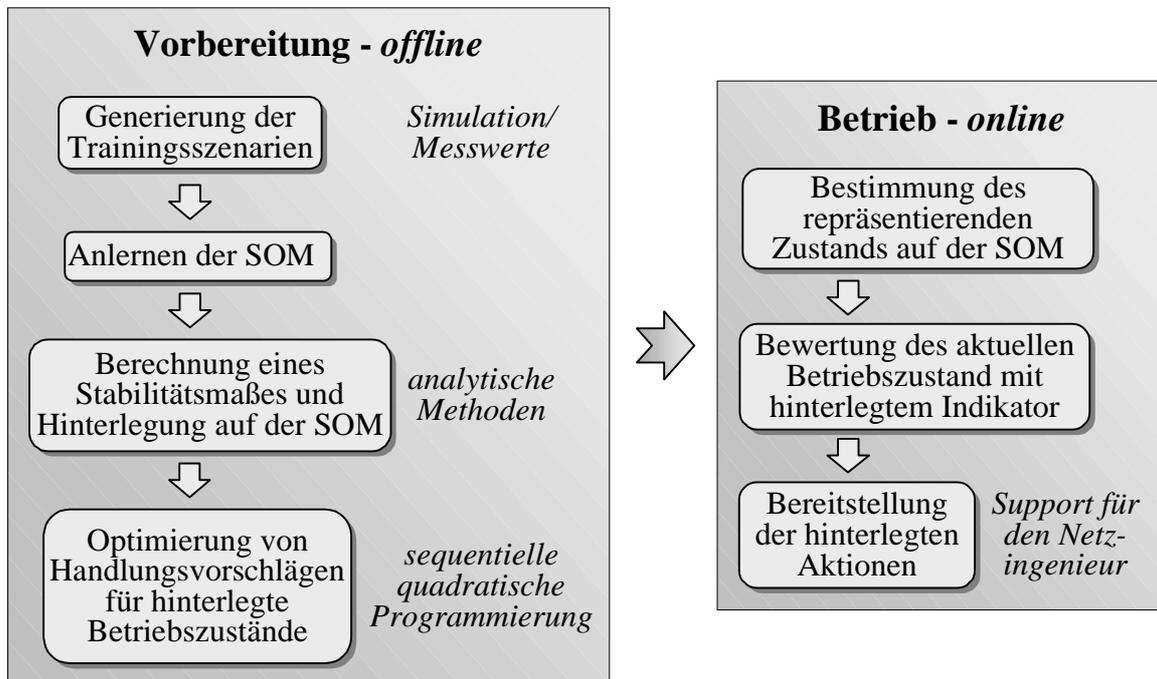


Bild 4.7: Training und Betrieb der SOM zur Bestimmung von Stabilität und Maßnahmen

Nach der Generierung von Trainingsszenarien unterschiedlichster Betriebszustände, d.h. variierendem Lastniveau, verändertem Einspeisemuster sowie der Einbeziehung einzelner Betriebsmittelausfälle, beginnt das Anlernen der SOM. Nachdem Training wird den einzelnen repräsentativen Zustandsvektoren, die nun den gesamten Betriebsbereich abdecken, mittels eines zeitintensiven analytischen Verfahrens ein Stabilitätsindikator zugewiesen. Des Weiteren werden den einzelnen Zuständen Handlungsvorschläge hinterlegt, die eine Erhöhung der Stabilität bewirken.

Als Reaktionen auf den drohenden Verlust der Spannungsstabilität steht dem Netzbetreiber folgendes Portfolio an Maßnahmen zur Verfügung:

- Veränderung der Trafostufensteller
- Zuschalten und Stufung von Kompensationsanlagen
- Topologieveränderungen
- Lastabwurf (begrenzt)
- Veränderung des Einspeisemuster (begrenzt).

Zur Bestimmung der Maßnahme bzw. der Gruppe von Maßnahmen, die für den einzelnen Betriebszustand am sinnvollsten ist, wird eine Optimierung durchgeführt. Den Ausgangszustand für die Optimierung bilden die repräsentativen Zustandsvektoren der SOM. Auf dieser Grundlage werden mit dem Verfahren der Sequentiellen Quadratischen Programmierung (SQP) die Maßnahmen ausgewählt, die den geringsten Eingriff in den Prozess erfordern und dabei ein Mindestmaß an Stabilität gewährleisten. Die Optimierung wird für jeden einzelnen Zustand durchgeführt und ihr Ergebnis auf der SOM hinterlegt. Damit ist die Vorbereitung des Verfahrens beendet.

Der Einsatz des fertigen Werkzeugs im Betrieb erfolgt in drei Stufen. Mittels eines einfachen Vektorvergleichs wird zu dem aktuellen Betriebszustand derjenige aus den repräsentativen Zuständen der SOM ermittelt, der ihm am ähnlichsten ist. Aufgrund dieser Ähnlichkeit kann angenommen werden, dass sowohl der zugehörige Stabilitätsgrad als auch die hinterlegten Handlungsvorschläge auf den aktuellen Zustand übertragen werden können. So kann dem Leitstellenpersonal unmittelbar, d.h. im Zeitbereich weniger Sekunden, angezeigt werden, ob ein Betriebszustand kritisch oder unkritisch bezüglich der Spannungsstabilität zu bewerten ist. Wird ein Zustand als kritisch erkannt, kann sich das Personal die hinterlegten Handlungsvorschläge anzeigen lassen und als Unterstützung von eigenem Wissen und Erfahrungen zur Prozesslenkung verwenden. Damit das Verfahren eine vorausschauende Prozesslenkung ermöglicht, wird die Zustandsbewertung nicht nur für den aktuellen Betriebszustand, sondern auch den der höchsten zu erwartenden Last durchgeführt. Grundlage dafür ist eine knotenbezogene Lastprognose.

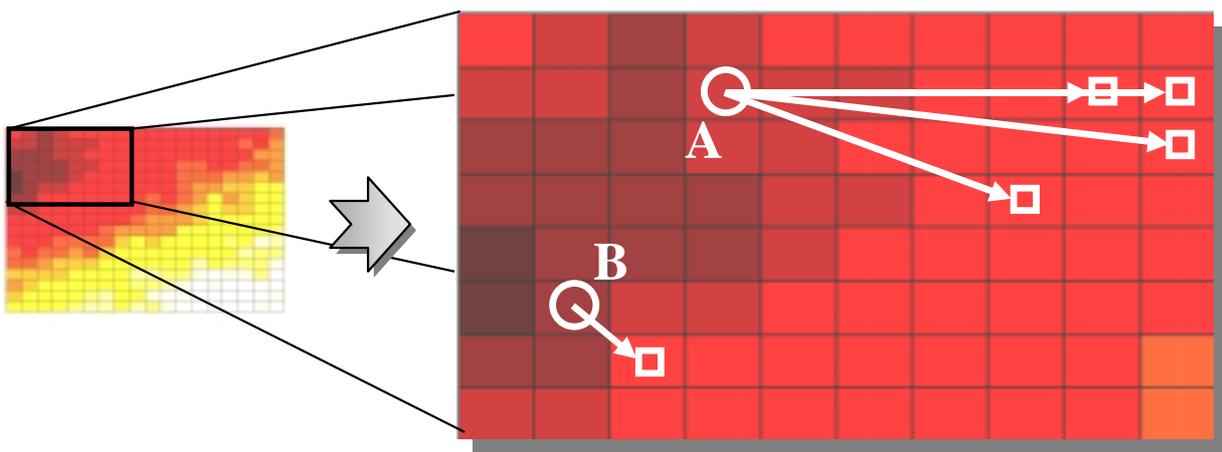


Bild 4.8: Anzeige der Stabilitätsverbesserung durch die hinterlegten Maßnahmen

Bild 4.8 zeigt, wie sich der Betriebszustand des EÜS nach Durchführung der hinterlegten Handlungsmaßnahmen verbessert. Zur Validierung des Verfahrens wurde eine Anzahl von mehreren Testzuständen verwendet. Einige wurden dem mit Kreis A markierten Feld zuge-

ordnet und die anderen dem mit Kreis B markierten. Nach der Durchführung der Handlungsmaßnahmen, in diesem Fall eine Veränderung des Einspeisemusters, springen die Markierungen zu helleren, d.h. stabileren, Feldern (markiert durch Quadrat). Die Aufgliederung der Zustände ist darauf zurückzuführen, dass die Ausgangszustände unterschiedlich sind und diese Unterschiede nach der Ausführung der Maßnahmen zu einer veränderten Zuordnung führen.

Die auf der SOM hinterlegten Handlungsvorschläge müssen dem Netzleitstellenpersonal als direkt ausführbare Handlung bereitgestellt werden. Als wichtige Randbedingungen sind in der Praxis die möglichen Maßnahmen genau zu spezifizieren. Dabei müssen sowohl Kosten als auch Zugriffsmöglichkeiten Berücksichtigung finden.

C. Leder

Dieses Forschungsvorhaben wird in Zusammenarbeit mit dem ZEDO - Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V. im Auftrag der RWE Net AG durchgeführt.

4.1.4 Untersuchung unterschiedlicher Maßnahmen zum Netzengpass-Management

Als Folge der europaweiten Liberalisierung des elektrischen Energiemarktes steigt der Energieaustausch sowohl zwischen den einzelnen Ländern als auch innerhalb Deutschlands an. Dadurch kann es zu starken Änderungen des Lastflusses im europäischen Netz kommen. Diese zeitlich bedingten Änderungen werden hauptsächlich durch Schwankungen bei Angebot und Nachfrage im europaweit liberalisierten Markt hervorgerufen. Die Wahrscheinlichkeit eines zeitlich begrenzten Netzengpasses steigt dadurch insbesondere auf den Kuppelleitungen zwischen einzelnen Ländern an. Aus diesem Grunde müssen geeignete Maßnahmen zum Netzengpass-Management (NEM) ergriffen werden. Auftretende Netzengpässe können durch geeignete wirtschaftliche Signale an Energiehändler und Netzbetreiber vermindert werden. Die bestehenden Maßnahmen zum NEM in verschiedenen Ländern werden in diesem Beitrag exemplarisch unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten vorgestellt.

Laut dem deutschen Gridcode2000 (Kap.3.3 (1)) liegt ein Netzengpass vor, wenn das operative (n-1) Kriterium unter Berücksichtigung des Lastflusses im Netz nicht erfüllt werden kann.

Die Funktionsweise der im Folgenden vorgestellten Verfahren wurde exemplarisch an einem Testnetz unter der Simulationsumgebung *Matlab*® und der *Matlab Optimization Toolbox*® mittels einer Lastflussberechnung und einer Optimierung getestet

Es gibt drei Verfahren des NEM, die in Deutschland Anwendung finden. Sie bieten zur Aufteilung der zur Verfügung stehenden Netzkapazitäten eine in erster Linie punktuelle Lösung an. Das Netz wird hierbei nicht berücksichtigt. Während beim Verfahren *first-come-first-serve* die Kapazitätsreservierungen solange angenommen werden bis die gesamte Leitungskapazität ausgeschöpft ist, werden beim *Pro-Rata-Verfahren* zunächst alle Anfragen gesammelt und anschließend anteilig bedient. Beim dritten Verfahren, der *Auktion*, werden die Angebote der Größe nach gesetzt und solange bedient, bis die gesamte zur Verfügung stehende Netzkapazität vergeben ist. Bei der Auktion kann der Netzbetreiber Erträge erwirtschaften und ist bisher noch nicht verpflichtet, dies in der Netznutzungsgebühr zu berücksichtigen. Da dieses Verfahren nur eine punktuelle Lösung erbringt, kann es bei entsprechender Konstellation vorkommen, dass an einer anderen Stelle im Netz dadurch wieder ein Netzengpass verursacht wird.

Das *Market-Splitting*, ein Verfahren, das in Norwegen und bei der Leipzig Power Exchange (LPX) in Deutschland Anwendung findet, ist ein börsenbasiertes Verfahren. Seine Grundlage liegt im Wesentlichen in einer Aufteilung des gesamten Netzbereiches in unterschiedliche geographische Zonen in der Art und Weise, dass ein Engpass immer zwischen zwei Zonen liegt.

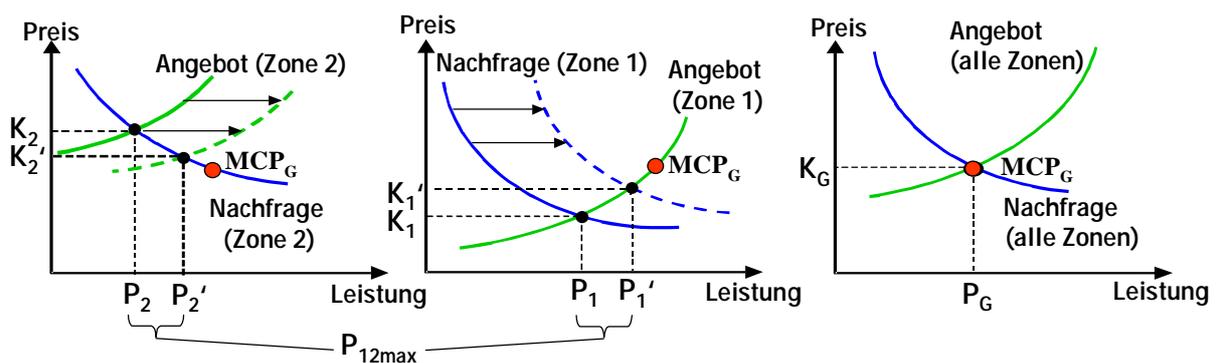


Bild 4.9: Bestimmung des Marktpreises beim Market Splitting (Netzengpassgefahr)

Für die einzelnen Zonen wird zunächst ein individueller gebietsinterner Marktpreis ermittelt (s. Bild 4.9), der von Zone zu Zone erheblich variieren kann. Durch das Einbringen preisunabhängiger Angebote in ein Gebiet mit Leistungsdefizit (Verschieben der Angebotskurve für diese Zone nach rechts) sowie das gleichzeitige Einbringen der preisunabhängigen Nachfragen in eine Zone mit Leistungsüberschuss (Verschieben der Nachfragekurve für

diese Zone nach rechts) werden die Marktpreise der einzelnen Zonen zu einem Marktpreis für den gesamten Spot-Markt angepasst. Kann der Marktpreis einer Zone nicht an den gesamten Marktpreis angepasst werden, so würde bei einer weiteren Erhöhung des Energieaustausches zwischen den Zonen ein Netzengpass vorliegen. Um dies zu verhindern, gilt in diesem Falle für jede Zone ein eigener Marktpreis. Dieses Verfahren kann nur dann effektiv arbeiten, wenn im Netzengpassfall die physikalisch-bilateralen Verträge auch über den Spot-Markt gehandelt werden müssen (Norwegen). Es werden positive langfristige Investitionssignale gesetzt. Darüber hinaus ist dieses Verfahren bedingt verursachergerecht, da nur die betroffenen Gebiete einen erhöhten Preis zahlen müssen.

Das Verfahren des *Countertrade* findet am Ausgleichsmarkt in Schweden Anwendung. Es basiert auf dem Kauf und Verkauf von Energie am Ausgleichsmarkt zur unmittelbaren Behebung der Netzengpässe. Der Markt wird wiederum in geographische Zonen eingeteilt, so dass der Engpass zwischen den Zonen liegt. Gebote an den Ausgleichsmarkt werden nach Abschluß des Spot-Marktes abgegeben. Bei den Angeboten handelt es sich um Treppenfunktionen, die um den Marktpreis zentriert sind (s. Bild 4.10). Die Angebote im ersten Quadranten geben an, wie viel der Netzbetreiber einem Erzeuger zur Erhöhung der Last zu zahlen hat, während die linke Seite den Betrag angibt, den der Netzbetreiber von den Erzeugern für die Senkung der Leistung bekommt. Zur Behebung eines Engpasses versucht der Netzbetreiber nach dem Prinzip der geringsten Kosten, Energie in der Defizitzone anzukaufen und gleichzeitig Energie in der Überschusszone zu verkaufen.

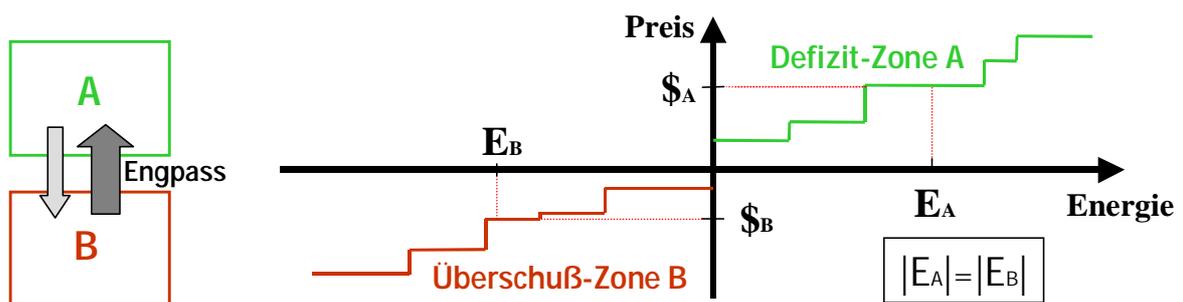


Bild 4.10: Countertrade

Dem Netzbetreiber entstehen dabei Kosten, da der Ankauf der Regelleistung einen höheren Preis fordert als beim Verkauf wieder eingenommen werden kann. Diese Kosten werden dann auf alle Marktteilnehmer umgelegt. In einem stark vermaschten Netz führt diese Art

des NEM zu Problemen, da hier der Einfluss der Kraftwerke auf das Netz nicht richtig wiedergegeben wird. Es könnte zum Beispiel der Einspeiser, von dem die Energie eingekauft wurde nur einen sehr geringen Einfluss auf das tatsächlich überlastete Betriebsmittel haben.

Als weitere NEM-Verfahren finden die auf einem Optimal Power Flow (OPF) basierenden Verfahren Anwendung. Hier ist zunächst das *Verfahren der knotenspezifischen Preise* zu nennen. Es findet in den USA im sog. PJM-Markt, dem Markt der US-Bundesstaaten Pennsylvania, Maryland, New Jersey, Delaware, Virginia und dem District of Columbia, Anwendung. Während ohne Auftreten eines Netzengpasses im gesamten Netz ein Preis existiert, werden beim Auftreten eines Netzengpasses die knotenspezifischen Preise zur Berechnung der wirtschaftlichsten Lastaufteilung mittels OPF benutzt. Die knotenspezifischen Preise werden im Wesentlichen von der Nachfrage, der wirtschaftlichen Lastaufteilung, den aktuellen physikalischen Lastflüssen, den verfügbaren flexiblen Erzeugungseinheiten sowie den Einschränkungen des Übertragungsnetzes bestimmt. Als weiteres Verfahren, das auf einem OPF basiert, ist das *Verfahren des Redispatch* zu nennen. Es wird zonenintern im kalifornischen Markt angewandt. Die Kraftwerke geben hier wie beim Countertrade Angebote am Ausgleichsmarkt für eine Erhöhung bzw. Verringerung ihrer Erzeugungsleistung ab.(s. Bild 4.10) Im Falle eines Netzengpasses wird mittels eines OPF eine wirtschaftliche Lastaufteilung basierend auf Angeboten und Einschränkungen im Netz durchgeführt. Das Verfahren der knotenspezifischen Preise hat folgende Vorteile: Es werden positive langfristige Signale für Neuinvestitionen sowohl für das Netz als auch für die Erzeuger und großen Lasten gegeben. Das Verfahren ist als einziges wirklich verursachergerecht. Jedoch ist es für den Netzbetreiber möglich, mit diesem Verfahren Gewinne zu erwirtschaften.

Das NEM ist bei Anwendung der oben beschriebenen Verfahren mit vielen technischen und wirtschaftlichen Prozessen der deregulierten Elektrizitätswirtschaft verknüpft. Es kann deshalb nicht losgelöst von anderen Vorgängen im Elektrizitätsmarkt betrachtet werden und ist stark von der Gestaltung des Elektrizitätsmarkt abhängig. Es ist daher eine kombinierte technisch/wirtschaftliche Lösung für das Netzengpassproblem erforderlich, die zusätzlich auch noch verursachergerecht sein soll und die besonderen Merkmale des jeweiligen Elektrizitätsmarktes berücksichtigen muss. Hinsichtlich der oben genannten Punkte erscheint das technisch-orientierte Verfahren der knotenspezifischen Preise (OPF-basiertes Verfahren) besonders geeignet. Der Markt, in den dieses Verfahren integriert wird, muss aber noch in wirtschaftlicher Hinsicht um so genannte Hedging-Instrumente (z.B. Contract

for Differences) ergänzt werden. Damit wird das Risiko eines hohen knotenspezifischen Preises im Netzengpassfall gemildert.

J. Brosda

EV 0023

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

4.1.5 Intelligente Betriebszustandsdiagnose elektrischer Betriebsmittel

Zur Diagnose von Betriebsmitteln in der elektrischen Energieversorgung kommen heute zwei grundsätzlich verschiedene Verfahren zur Anwendung. Zum einen werden Diagnoseverfahren eingesetzt, bei denen sich das Betriebsmittel nicht in Betrieb befindet. Während einer Revision werden vor Ort oder im Werk des Herstellers durch visuelle Inspektion oder geeignete Prüfverfahren Parameter bestimmt, die Rückschlüsse auf den Zustand des Betriebsmittels zulassen. Zum anderen werden einige Betriebsmittel im laufenden Betrieb durch ein Online-Monitoring-System überwacht, dessen Daten die Grundlage für eine kontinuierliche Bewertung des Betriebsmittelzustandes bilden.

Beide Verfahren liefern eine große Anzahl von Eingangsgrößen, die einen weiten Bereich in Bezug auf ihren informationstechnischen Gehalt abdecken. Dabei müssen Sensorsignale, die z. B. ein Monitoring-System liefert, mit qualitativen Aussagen, z. B. von einem Monteur nach einer visuellen Inspektion, zu einer Gesamtdiagnose verknüpft werden. Die zu Diagnosezwecken verfügbaren Eingangsgrößen sind mit sehr unterschiedlichen Unsicherheiten behaftet. Bei den Sensorsignalen resultieren sie aus Ungenauigkeiten im Sensor oder der weiteren Messwertverarbeitung. Bei qualitativen Aussagen ist eine Zuordnung zu einem Zahlenwert nur bedingt möglich. Bei der großen Anzahl von Eingangsgrößen besteht die Möglichkeit, dass Fehler in der Messwernerfassung vorliegen, die zu widersprüchlichen Aussagen führen. Außerdem werden nicht alle Eingangsgrößen zum selben Zeitpunkt erfasst, so dass der zur Verfügung stehende Datensatz unvollständig bzw. inkonsistent sein kann.

Heute wird bereits eine Vielzahl von Parametern an den Betriebsmitteln der elektrischen Energieversorgung erfasst. Neben Strom- und Impedanzmessungen können auch Temperatur, Geräusentwicklung oder Vibrationen erfasst und zur Onlinediagnose des Betriebsmittelzustandes verwendet werden. Außerdem können optische Sensoren oder eine Ölanalyse zum Einsatz kommen. Am Beispiel des Leistungstransformators werden im folgenden einige Überwachungsverfahren beschrieben und mögliche Rückschlüsse auf den Zustand des Transformators dargestellt.

Eine Onlineüberwachung des Isolieröls ermittelt den Feuchtigkeitsgehalt und die im Öl gelösten Gase. Die dielektrischen Eigenschaften des Öls werden erheblich beeinträchtigt, sobald der Feuchtigkeits-Sättigungsgrad 100% erreicht und sich damit freies Wasser oder Eis bilden kann. Aus den im Öl gelösten Gasen lassen sich Rückschlüsse auf den Zustand des Aktivteils ziehen. Insbesondere können Hinweise auf Teilentladungen, Lichtbögen und thermische Fehler abgeleitet werden.

Eine weitere Diagnosetechnik ist die Bestimmung und Auswertung der Hot-Spot-Temperatur. Die Hot-Spot-Temperatur kann entweder näherungsweise durch Berechnungsverfahren oder durch verschiedene Messverfahren bestimmt werden. Sie ist maßgebend für die Beanspruchung der Wicklungsisolation und damit für den Lebensdauerverzehr eines Transformators.

Aus der Übertragungsfunktion des Transformators lassen sich Rückschlüsse auf den mechanischen Zustand des Aktivteils ziehen. Die Messung kann offline, z. B. nach einer mechanischen Beanspruchung durch einen Kurzschluss oder online erfolgen. Die Auswertung erfolgt entweder durch einen Vergleich mit früheren Messungen oder durch Nachbildung des Frequenzverhaltens des Transformators durch ein Rechenmodell. Eine Veränderung der Übertragungsfunktion weist auf eine Veränderung am Aktivteil hin, die durch das Rechenmodell z. T. lokalisiert werden kann.

Im Folgenden wird ein neues Konzept zur intelligenten Zustandsdiagnose vorgestellt, das alle verfügbaren Einzelinformationen zu einer umfassenden Diagnose verarbeitet, die zur Bestimmung des Instandhaltungsbedarfs nach Art und Zeit verwendet werden soll.

Zunächst werden die gewonnenen Messwerte weiterverarbeitet, um zum einen Störungen, z. B. durch Rauschen oder fehlerhafte Sensoren, zu eliminieren und zum anderen die große Datenmenge mit geeigneten Verfahren zur Komplexitätsreduktion auf belastbare Diagnoseinformationen zu reduzieren. Über ein Kommunikationsnetz, z. B. LAN, WAN oder Internet, wird der Datenvektor einem robusten Estimationsverfahren zugeführt. In

einem ersten Schritt wird, sofern nicht im Rahmen der Datenvorverarbeitung bereits geschehen, jedes Element des Datenvektors auf seinen Informationsgehalt in Bezug auf den Zustand des Betriebsmittels hin untersucht. Bezüglich des Vorliegens einer bestimmten Alterungs- oder Abnutzungserscheinung lassen sich Hinweise, die dafür oder dagegen sprechen, und solche, die keine Aussage erlauben, finden. Im zweiten Schritt wird für jedes Element des Datenvektors ein Qualitätsmaß bestimmt. Dazu müssen die Datenquelle, z. B. visuelle Inspektion oder die Genauigkeit des verwendeten Meßsystems, der zulässige Wertebereich des Elementes sowie bestehende Zusammenhänge mehrerer Elemente, z. B. Primär- und Sekundärstrom eines Transformators, berücksichtigt werden. Der Datenvektor kann nun unter Berücksichtigung der Qualität der einzelnen Informationen zu einer zuverlässigen Diagnose verknüpft werden, um daraus den Instandhaltungsbedarf der Betriebsmittel nach Art und Zeit zu bestimmen (Bild 4.11).

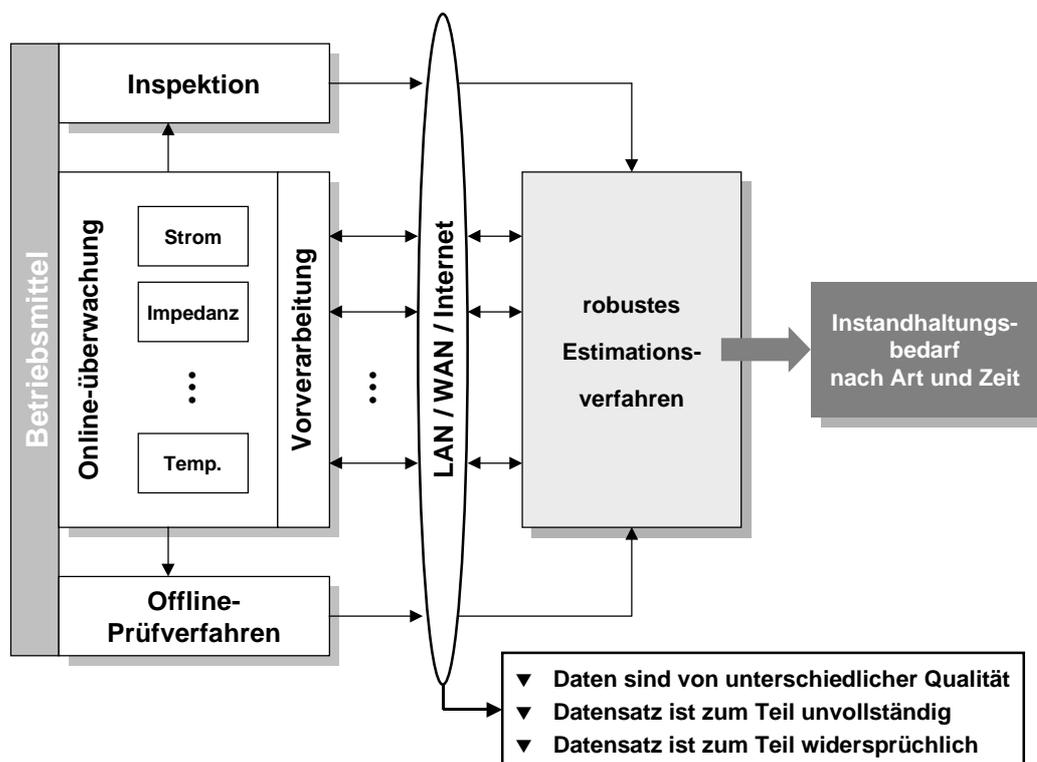


Bild 4.11: Systemlösung zur intelligenten Zustandsabschätzung

Das Verfahren darf nicht durch die Unvollständigkeit oder Widersprüchlichkeit des Datensatzes beeinträchtigt werden. Die Evidenztheorie bietet einen theoretischen Lösungsansatz, um dieses komplexe Problem bearbeiten zu können. Als wesentlicher Aspekt für die Praxis-tauglichkeit ist zu berücksichtigen, dass das System sowohl für ältere Betriebsmittel, die in

der Regel mit wenig Sensortechnik ausgerüstet sind, als auch für neue Betriebsmittel mit einer Vielzahl von Betriebs- und Diagnoseinformationen zuverlässig und robust arbeitet.

Diese Systemlösung zur intelligenten Zustandsabschätzung ist Bestandteil eines umfassenden Systems zur Instandhaltungsplanung in Netzen der elektrischen Energieversorgung. Die Schnittstellen werden so spezifiziert, dass das Verfahren auf der einen Seite mit Systemen zur Messwerterfassung kombiniert werden kann. Auf der anderen Seite werden die Ergebnisse des Verfahrens, der Instandhaltungsbedarf nach Art und Zeit, als Eingangsdaten für ein bereits bestehendes System zur Instandhaltungsplanung verwendet (Bild 4.12).

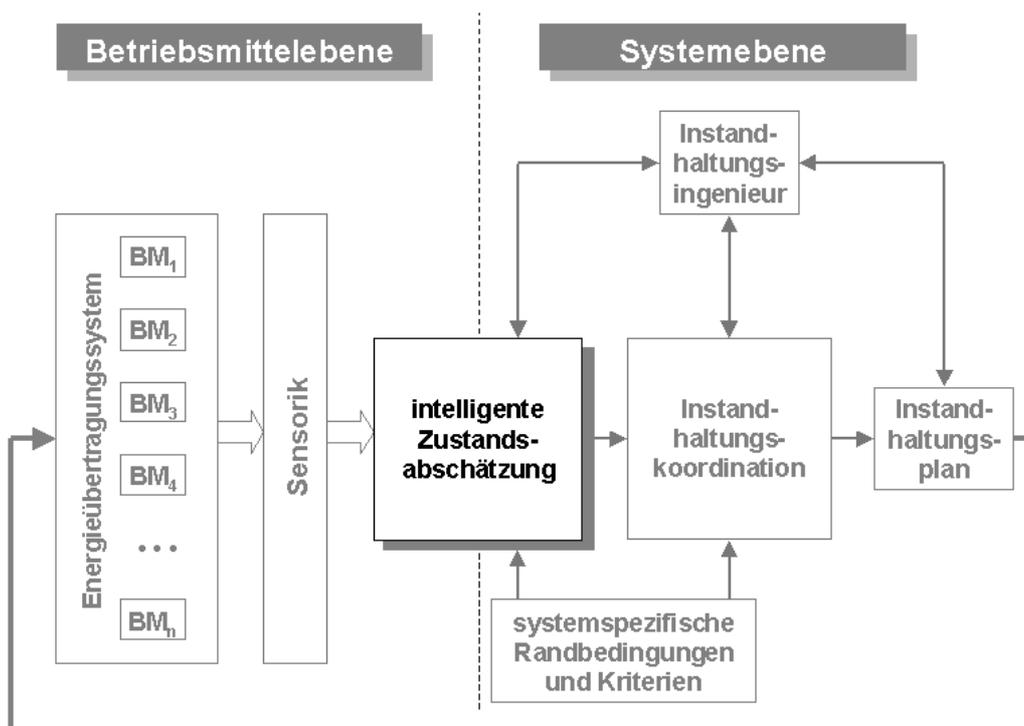


Bild 4.12: Einbettung in die Instandhaltungsplanung

W. Feilhauer

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) im Rahmen des Schwerpunktprogramms „Zustandsbewertung von Betriebsmitteln und Anlagen der elektrischen Energieversorgung“ gefördert.

4.2 Modellierung und Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in elektrischen Energieversorgungssystemen

4.2.1 Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien in Verteilungsnetzen

Betrachtet man den Lebenszyklus von Infrastruktureinrichtungen, so lassen sich drei typische Phasen erkennen: die „Errichtungsphase“ mit hohen Gründungsinvestitionen, die „Verwaltungsphase“ mit hohem Betriebsaufwand und die Erneuerungsphase mit ihren hohen Ersatzinvestitionen.

Für elektrische Verteilungsnetze zeigt ein Blick auf bestehende Altersstrukturen, dass für viele typische Verteilungsnetze mit Erreichen der technisch erwarteten Lebensdauer von Netzkomponenten der Übergang von der Verwaltungs- zur Erneuerungsphase stattfinden wird. Man darf hierbei im Grundsatz davon ausgehen, dass bestehende Infrastruktureinrichtungen, wie z.B. elektrische Verteilungsnetze, in vergleichbarer Struktur und Errichtungsdichte auch zukünftig benötigt werden. Es gilt also zukünftig, nicht die Netze optimiert zu betreiben oder instand zu halten, sondern zusätzlich die anstehende Erneuerung der Verteilungsnetz-Infrastruktur zu bewältigen, ohne dabei die Versorgungsqualität deutlich zu reduzieren und ohne das von Anlagen ausgehende Risiko zu erhöhen. Bei massivem Kostendruck infolge der Liberalisierung des Stromwettbewerbes ist dies für Netzbetreiber eine zusätzliche anspruchsvolle Aufgabe.

Insbesondere für Komponenten der Hoch- und Höchstspannungsebene - mit ihren spezifisch sehr hohen Investitionskosten - existieren bereits vielfältige moderne Verfahren, die eine Aussage zum Anlagenzustand, zum optimierten Wartungszeitpunkt oder zur Restlebensdauerprognose zulassen. Diese Verfahren erfordern üblicherweise eine Individualanalyse oder ein Monitoring solcher Komponenten. Leider ist bei solchen Verfahren bei Anwendung in Verteilungsnetzen wegen der Vielzahl der installierten Komponenten mit ihrem im Vergleich zu den HS- und HöS-Komponenten geringen spezifischen Investitionskosten ein engerer wirtschaftlicher Spielraum gegeben.

Um den zukünftigen Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf für elektrische Verteilungsnetze präziser prognostizieren zu können, werden daher aktuell Modelle und robuste Prognoseverfahren entwickelt, die speziell der „Massenproblematik“ in Verteilungsnetzen Rechnung tragen. Ziel dabei ist eine statistische Aussage zum erwarteten Aufwand für ein ausgewähltes Netzgebiet oder Kollektiv von Komponenten, nicht aber die Prognose für ein individuelles Betriebsmittel. Diese Prognosen beinhalten den zu erwartenden Wartungs- und Instandsetzungsbedarf und zusätzlich den Erneuerungsbedarf im ausgewählten Netzgebiet für den betrachteten Prognosezeitraum. Weiter werden mit diesen Modellen und Verfahren

die zu erwartende zeitliche Entwicklung des Störungs- und Schadensgeschehens in Abhängigkeit von der gewählten Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie prognostiziert.

Geeignete Ansätze hierzu lassen sich mittels der Stochastischen Prozesse, hier speziell der Theorie von Erneuerungsprozessen, entwickeln. Wichtige Eingangsgrößen hierzu sind z.B. die Altersstruktur des Anlagenbestandes, aber auch die Instandhaltungshistorie und die Netzstruktur. Um solche Prognoseverfahren zu ermöglichen, wurden zuerst verfeinerte statistische Modelle für die Veränderungsprozesse bei Eigenschaften zu ausgewählten Kollektiven von Verteilungsnetzkomponenten entwickelt. Solche Veränderungsprozesse kann man als stochastische Prozesse, die zufällig Schadensereignisse erzeugen, betrachten. Um eine Prognose der Wartungs- oder Erneuerungsmaßnahmen zu ermöglichen, ist es wichtig zu wissen, welche Qualität ein Ereignis hat, das infolge eines Veränderungsprozesses auftritt. Hier reicht die Aussage „Ausfall“ allein nicht aus, es wird daher präziser zwischen einem „Funktionsdefizit“ und einem „Fataler Fehler“ unterschieden. Wichtig ist weiter auch, welche Abhängigkeiten der Verlauf von Veränderungsprozessen im Bezug auf Wartungs- und Erneuerungsmaßnahmen zeigt.

Hieraus lässt sich eine Systematik von Veränderungsprozessen der Eigenschaften bei Betriebsmitteln elektrischer Verteilungsnetze entwickeln:

Infolge eines *Veränderungsprozesses 1. Ordnung* tritt ein „fataler Fehler“ auf. Der „fatale Fehler“ kann nur durch eine Erneuerung behoben werden. Der Verlauf des Veränderungsprozesses 1. Ordnung ist durch Wartungsmaßnahmen nicht beeinflussbar.

Infolge eines *Veränderungsprozesses 2. Ordnung* tritt ein „fataler Fehler“ auf. Der „fatale Fehler“ kann nur durch eine Erneuerung behoben werden. Der Verlauf des Veränderungsprozesses 2. Ordnung ist durch Wartungsmaßnahmen beeinflussbar.

Infolge eines *Veränderungsprozesses 3. Ordnung* tritt ein Funktionsdefizit auf. Das Funktionsdefizit kann durch eine Wartung bzw. Instandsetzung behoben werden. Der Verlauf des Veränderungsprozesses 3. Ordnung ist durch Wartungsmaßnahmen beeinflussbar.

Die in der Praxis beobachteten Veränderungsprozesse bei Eigenschaften von Betriebsmitteln zeigen für ein ausgewähltes Kollektiv mit vergleichbarer betrieblicher Beanspruchung charakteristische Verläufe, die statistisch beschrieben werden können. Üblicherweise finden bei Betriebsmitteln des Verteilungsnetzes zeitgleich mehrere Veränderungsprozesse verschiedener Ordnung statt; es müssen aber nicht alle Prozessordnungen zwingend auftreten. Die verschiedenen Prozesse sind über die spezifische Wirksamkeit der Wartungs- und Erneuerungsmaßnahmen für die Prozesse der anderen Ordnung sowie die Qualität der

Ereignisse miteinander gekoppelt. So startet z.B. eine Erneuerung die Prozesse aller drei Ordnungen vollständig neu.

Unter Beachtung der verschiedenen Ordnungen von Veränderungsprozessen und ihrer charakteristischen Verläufe sowie der Regeln und Mechanismen für die Prozesskopplungen wurde, basierend auf den Erneuerungsprozessen, ein komplexes numerisches Prognoseverfahren entwickelt.

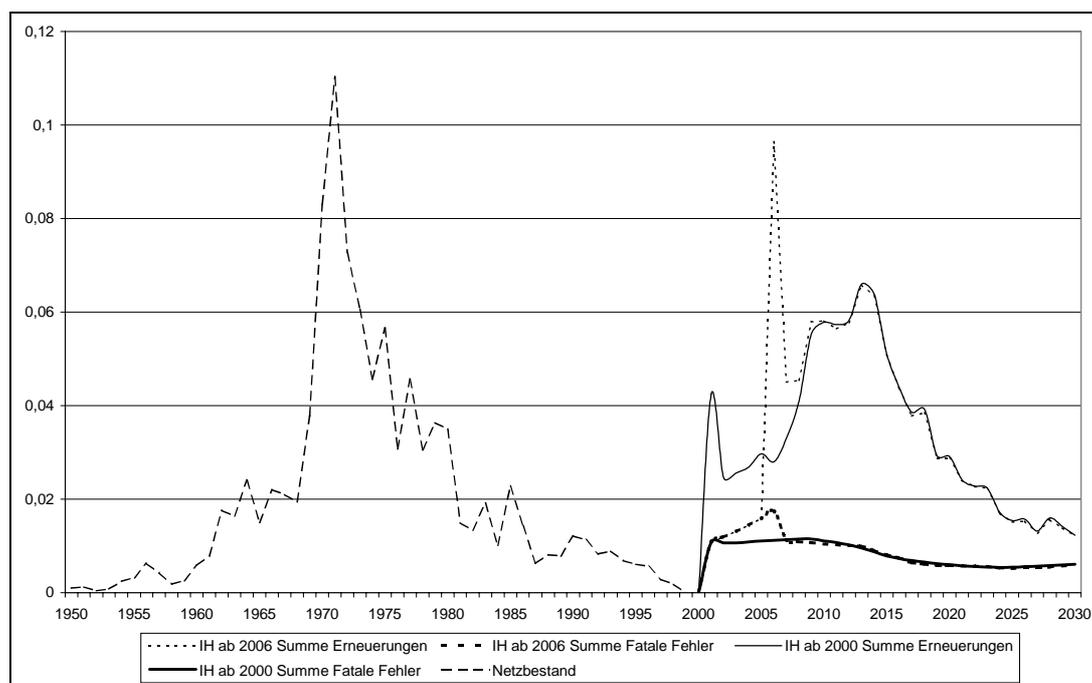


Bild 4.13: Altersstruktur, Prognose des Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarfes, erwartetes Fehlergeschehen

Mittels dieses Verfahrens lassen sich Prognosen durchführen, mittels derer sich die Konsequenzen für unterschiedliche Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien durchführen lassen. Im dargestellten Bild 4.13 ist der normierte Erneuerungsbedarf von Netzstationen in einem ausgewählten Netzbereich dargestellt. Aufgetragen sind neben der Altersstruktur des Netzes zum einen die erwarteten fatalen Fehler und die sich aus der Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie und dem Fehlergeschehen ergebenden Gesamt-Erneuerungen. Das Bild 4.14 zeigt hierzu die kumulierte Darstellung.

Im ersten Szenario (Kurvenschar „IH ab 2000“) fordert die Erneuerungsstrategie einen Austausch einer Netzstation nach einer Lebensdauer von 40 Jahren (± 2 Jahren). Die Instandhaltungsstrategie stellt eine zyklische Wartung der Netzstationen alle 8 Jahre (± 1 Jahr) sicher. Weiter wird infolge eines fatalen Fehlers eine ereignisorientierte Instandsetzung durchgeführt. Im zweiten Fall (Kurvenschar „IH ab 2006“) wird zunächst für einen

Zeitraum von 5 Jahren (2000 bis 2005) lediglich eine ereignisorientierte Instandhaltung durchgeführt. Danach wird wie im obigen ersten Szenario die Instandhaltung durchgeführt.

Der oft zitierte „Instandhaltungsberg“, ausgelöst durch verzögerte Erneuerung und Instandhaltung, lässt sich mittels dieses Prognoseverfahrens relativ genau quantifizieren. Es zeigt sich, dass eine solche Verschiebung von Erneuerungen signifikanten Einfluss auf das zu erwartende Fehlergeschehen hat. In der kumulierten Darstellung kann leicht nachvollzogen werden, dass unter der (sehr realistischen) Annahme einer zeitlich begrenzten, technisch wirtschaftlichen Lebensdauer von Netzkomponenten die absolute Anzahl von Erneuerungen nicht über die Zeit reduziert werden kann. Eine solche Verschiebung ist letztlich „nur geliehen“, der Preis ist ein erhöhtes Fehlerrisiko.

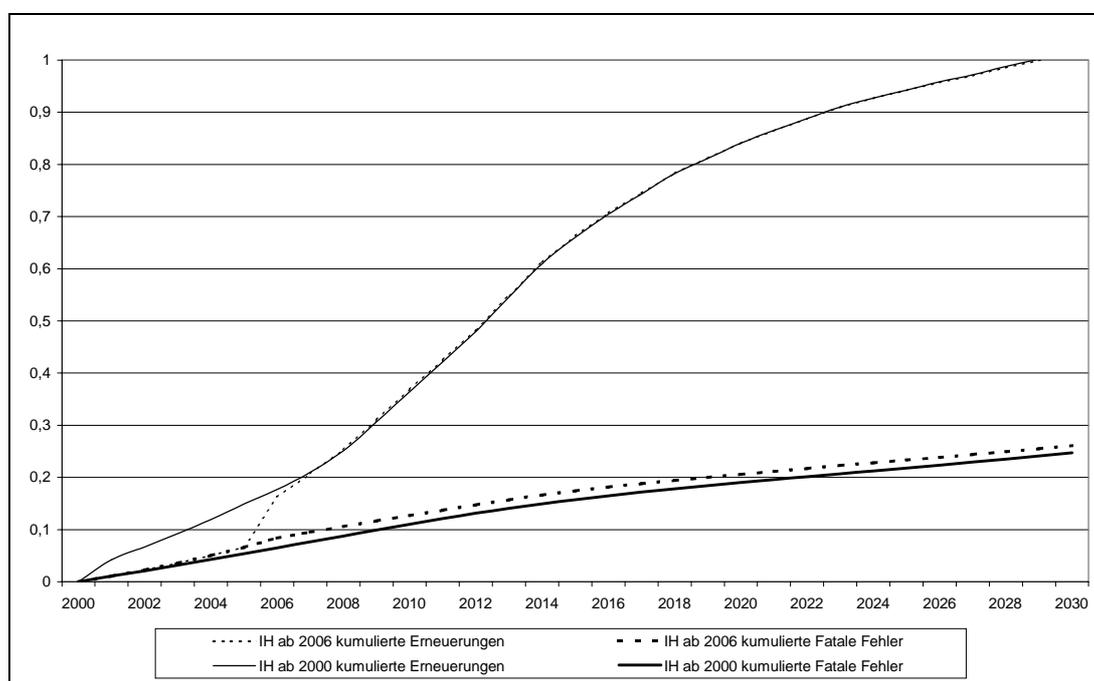


Bild 4.14: Prognose des Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarfes und erwartetes Fehlergeschehen - kumulierte Übersicht

Mittels des entwickelten Verfahrens lassen sich für bestehende Verteilungsnetze alternative Erneuerungs- und Instandhaltungsstrategien bewerten und der hieraus entstehende Aufwand sowie die damit einhergehenden Konsequenzen quantifizieren. Weiter lassen sich mit diesem Verfahren der spezifische Instandhaltungs- und Erneuerungsbedarf verschiedener Verteilungsnetze mit unterschiedlicher Historie bewerten und objektiviert vergleichen; es bietet so neue Ansätze für ein technisches Risikomanagement in Verteilungsnetzen.

Die oft diskutierte „technisch wirtschaftliche Lebensdauer“ von Netzkomponenten ist grundsätzlich keine absolute technische oder physikalische Größe. Im Kern handelt es sich bei der Festlegung dieser geforderten Lebensdauer ebenfalls um technisches Risiko-

management. Mittels des entwickelten Verfahrens lassen sich insbesondere auch die Konsequenzen von Lebensdauerverlängerungen genauer quantifizieren und somit objektivieren.

Dipl.-Ing Johannes Stürmer (RWE Net AG)

4.2.2 Hierarchische Regelung für FACTS zum Abbau von Betriebsmittelüberlastungen

Durch Fortschritte im Bereich der Leistungselektronik sind heute neue energietechnische Betriebsmittel, sog. FACTS-Geräte (FACTS = Flexible AC Transmission Systems), verfügbar. Sie ermöglichen erweiterte Regeleingriffe in elektrische Energieübertragungssysteme in Form von schneller und kontinuierlicher Kompensation und Schrägregelung. Sie können somit zur Leistungsflussregelung, Spannungsregelung und Verbesserung der statischen und transienten Stabilität eingesetzt werden. Aus diesen Eigenschaften resultieren für den Netzbetreiber bei geeigneter Auswahl und Platzierung der FACTS-Geräte folgende Anwendungen zur Ertüchtigung des Netzes:

- Vergrößerung der Übertragungsfähigkeit bestehender Systeme,
- Abbau von Netzengpässen,
- Einsatz von FACTS-Geräten als Alternative zu konventionellen Übertragungselementen,
- Minimierung von Netzverlusten,
- Reduzierung der Erzeugungs- und Übertragungskosten,
- Erhöhung der Ausfallsicherheit,
- Vermeidung von unerwünschten Kreisflüssen,
- Abschirmung von Netzbereichen gegen unerwünschte Transite durch den so genannten „elektronischen Zaun“,
- Einhaltung festgelegter Übergabeleistungen und Übertragungswege,
- Verbesserung des Spannungsprofils,
- Verbesserung der dynamischen Eigenschaften, wie transiente, statische und Spannungsstabilität.

Diese Anwendungen erlangen in liberalisierten Energieversorgungssystemen besondere Bedeutung. Vorhandene Netze wurden zumeist entsprechend den Anforderungen vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen errichtet. Die Netzbetreiber müssen ihre Netze

allen Erzeugern und Verbrauchern von elektrischer Energie in gleichem Maße diskriminierungsfrei und kostendeckend zugänglich machen. Dieses kann dazu führen, dass Anforderungen an die Netze bezüglich der Übertragungsleistungen und -wege für elektrische Energie gestellt werden, die nicht erfüllt werden können. Beispielsweise können in bestimmten Fällen Energielieferverträge aufgrund von Netzengpässen nicht ausgeführt werden.

Gemäß der oben formulierten vielfältigen Anwendungsgebiete können FACTS-Geräte in solchen Fällen Abhilfe schaffen, indem sie die Übertragungsfähigkeit an den Engpassstellen vergrößern oder den Leistungsfluss in andere Netzbereiche verschieben, so dass keine engpassbedingten Überlastungen entstehen können.

Der Unified Power Flow Controller (UPFC) ist ein universelles FACTS-Gerät, das zur Leistungsflussregelung, Spannungsregelung und Stabilitätsverbesserung einsetzbar ist. Sein Regelungssystem besteht im Wesentlichen aus jeweils einem Regler zur Wirk- und Blindleistungsflussregelung sowie einem Spannungsregler. Darüber hinaus können weitere Regler zur Beeinflussung der Stabilität installiert sein, die jedoch hier nicht betrachtet werden.

In vermaschten Systemen werden leistungsflussregelnde Betriebsmittel, wie z. B. der UPFC, typischerweise so eingebaut, dass sich der durch diese Betriebsmittel regelbare Scheinleistungsfluss durch parallel zum FACTS-Gerät liegende Übertragungselemente ausgleichen kann. Durch Vorgabe von Sollwerten für Wirk- und Blindleistungsfluss verschiebt sich der Leistungsfluss, der ohne FACTS-Geräte existieren würde, somit vom Regelungspfad auf einen Parallelpfad bzw. umgekehrt.

Mit „Regelungspfad“ wird in diesem Kontext *ein Leitungszug bezeichnet, der zwischen seinem Anfangs- und Endknoten ein leistungsflussregelndes Betriebsmittel (z. B. UPFC) enthält und nur an seinem Anfangs- und Endknoten Verzweigungen aufweist.*

Ein „Parallelpfad“ ist *ein zu einem Regelungspfad paralleler Leitungszug, der Anfangs- und Endknoten eines Regelungspfades miteinander verbindet, jedoch kein leistungsflussregelndes Betriebsmittel enthält und keine Zyklen durchläuft. Verzweigungen an den Knoten innerhalb eines Parallelpfades sind dabei erlaubt.*

Beide Definitionen werden durch die Darstellung in Bild 4.15 erläutert.

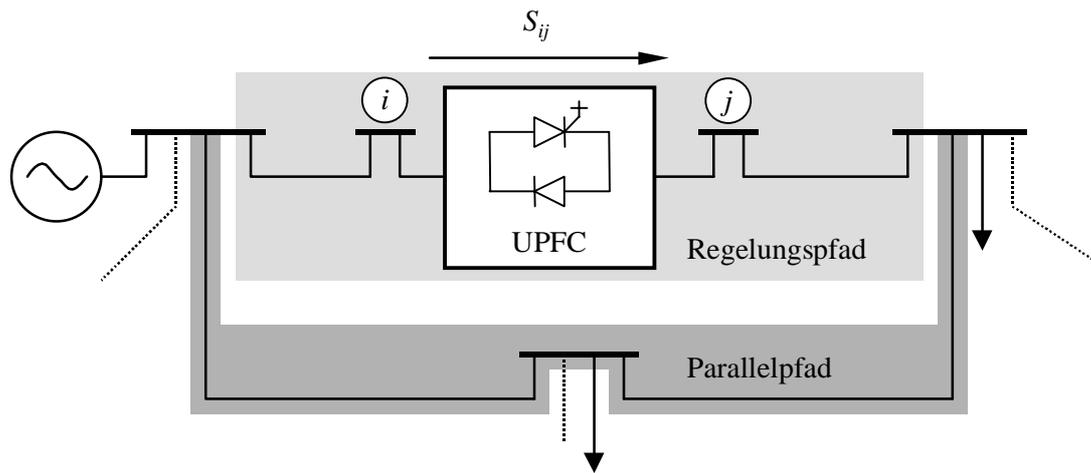


Bild 4.15: Erläuterung der Begriffe „Regelungspfad“ und „Parallelpfad“

Ein UPFC ist folglich in der Lage, den Scheinleistungsfluss über den zugehörigen Regelungspfad auszuregeln und dadurch gezielt den Leistungsfluss auf Parallelpfaden zu beeinflussen. Auf diese Weise können Überlastungen von Betriebsmitteln, die Bestandteil von Parallelpfaden eines UPFC sind, im laufenden Betrieb vermieden werden.

Im Rahmen des Forschungsprojektes „Autonome Regelungssysteme für FACTS“ ist ein hierarchisches Regelungskonzept entwickelt worden, das Betriebsmittelüberlastungen im Einflussbereich vorhandener FACTS-Geräte detektiert und diese automatisch und schnell abbaut.

Beispielhaft wird ein beliebiges Netz mit zwei vorhandenen UPFC schematisch betrachtet. Jeder UPFC ist zusätzlich zu den vorhandenen Arbeitspunktreglern auf der Stationsleitebene mit einer überlagerten Regelung versehen, mit der Überlastungen von Leitungen auf Parallelpfaden abgebaut werden können (siehe Bild 4.16). Diese überlagerten Regelkreise beinhalten Integralregler, die die Sollwerte der Wirkleistungsflüsse über die UPFC gezielt verändern, bis die Überlastungen abgebaut sind.

Wesentliches Element neben dem Integralregler ist ein autonomer Agent zur Handlungsbestimmung bei Überlast, der Teil des autonomen Regelungssystems ist. Er entscheidet darüber, ob es sinnvoll ist, die überlagerte Regelung zu aktivieren. Der autonome Agent detektiert dazu automatisch relevante Betriebsmittelüberlastungen und bestimmt anhand verschiedener Faktoren, ob ein Abbau der Überlastung durch den betreffenden UPFC möglich ist. Er wählt die größte Überlastung aus und ermittelt, ob der potentielle Ausregelvorgang möglich ist, ohne dass beispielsweise andere Betriebsmittel überlastet werden. Der autonome Agent überprüft außerdem, ob die Regelaufgaben anderer FACTS-

Geräte dadurch behindert werden können. Weiterhin bestimmt er näherungsweise die durch den Integralregler vorzunehmende Sollwertkorrektur des Wirkleistungsflusses nach Größe und Vorzeichen. Die eigentliche Aktivierung der Regelung geschieht durch Aufschalten der selektierten Komponente aus dem Vektor $[P_{max}-P_{ist}]$. Ein Zustandsautomat nimmt diese Aktivierung vor. Der Vektor p_{max} enthält die maximal zulässigen Wirkflüsse aller überwachten Betriebsmittel. Die ausgewählte Komponente dieses Vektors stellt somit die Differenz aus maximaler und momentaner Wirkleistung des am stärksten überlasteten Betriebsmittels dar. Die Kaskadenregelung regelt folglich den Wirkfluss über das überlastete Betriebsmittel auf den Maximalwert aus, indem sie den Wirkfluss über den UPFC gezielt beeinflusst.

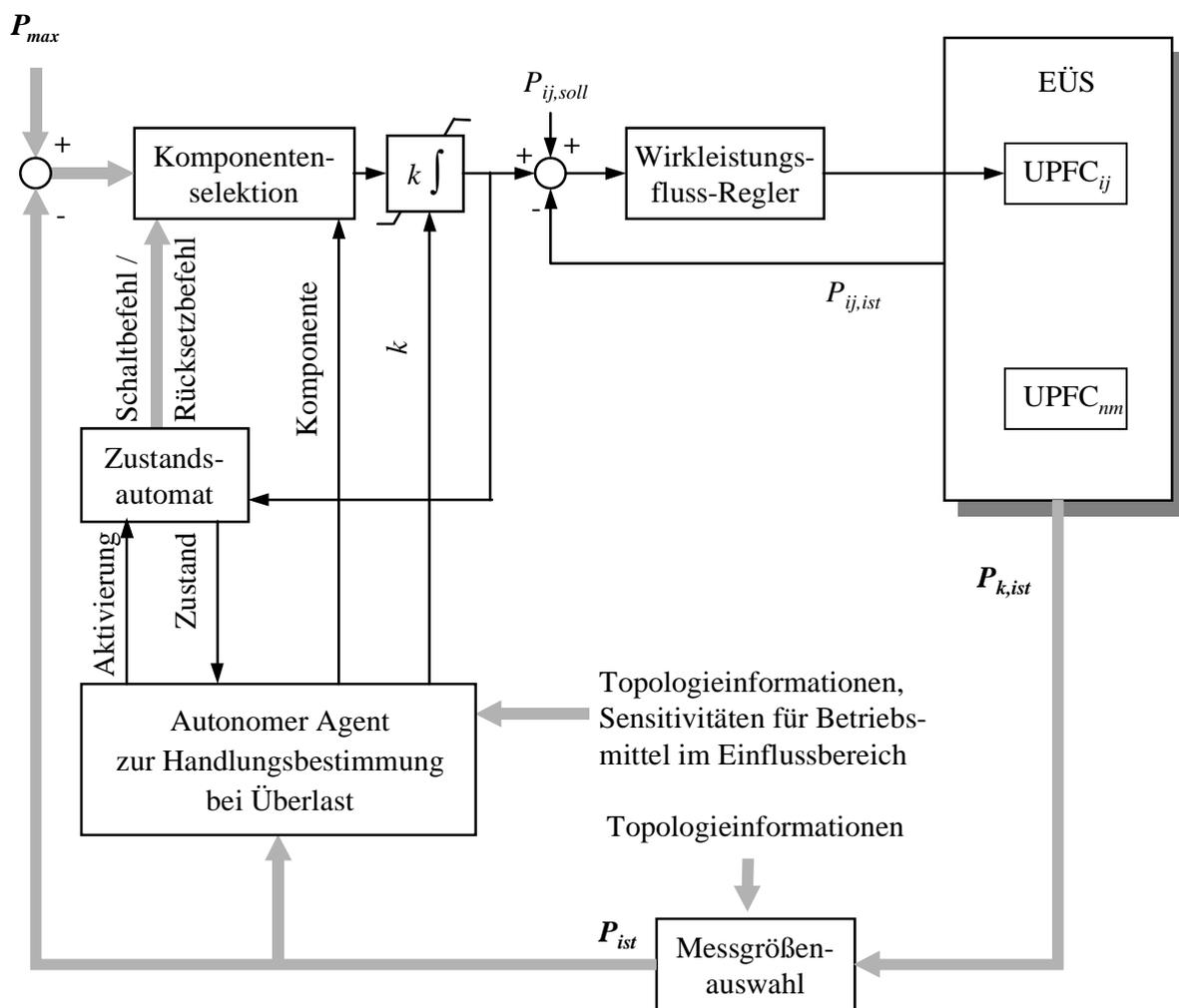


Bild 4.16: Kaskadenregelung für UPFC zum Abbau von Betriebsmittelüberlastungen (Stationsleitebene)

Die korrekte Funktionsweise dieser Kaskadenregelung bedingt zusätzliche globale Informationen, die von einer höheren Hierarchieebene zur Verfügung gestellt werden müssen.

Dies sind neben Topologieinformationen über Regelungs- und Parallelpfade auch die Einflüsse der UPFC auf die einzelnen Betriebsmittel im Einflussbereich des FACTS-Gerätes. Die intelligenten Agenten, die diese Funktionen übernehmen, sind auf der Netzleitebene angeordnet (siehe Bild 4.17).

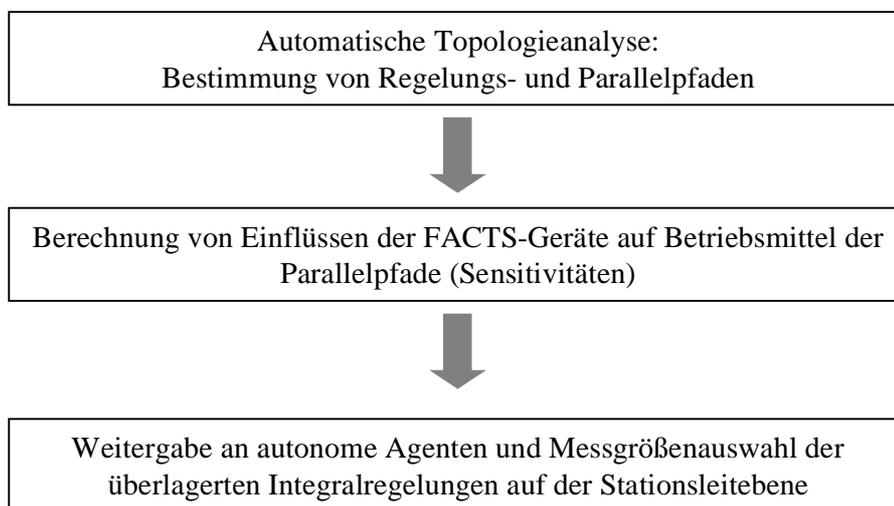


Bild 4.17: Erzeugung globaler Informationen auf der Netzleitebene

Sie bestimmen mittels einer automatischen Topologieanalyse die Regelungs- und zugehörigen Parallelpfade und quantifizieren mit Sensitivitäten die Einflüsse der FACTS-Geräte auf die Leistungsflüsse der parallelen Leitungen. Nach jeder Veränderung der Netztopologie, z. B. durch Schalthandlungen, werden diese Informationen aktualisiert und an die autonomen Agenten auf der Stationsleitebene weitergegeben. Dieses präventive Generieren der globalen Informationen schafft einen Geschwindigkeitsvorteil, da die Topologieanalyse bei größeren Netzen längere Rechenzeiten erfordert. So kann die hierarchische Regelung bei auftretenden Betriebsmittelüberlastungen unmittelbar und schnell reagieren, indem sie die dezentral verfügbaren globalen Informationen verwendet.

Abschließend soll die Wirkungsweise der entwickelten hierarchischen Regelung anhand des Ergebnisses einer dynamischen Simulation verdeutlicht werden (siehe Bild 4.18). Es wird die Höchstspannungsebene eines realen Netzes mit einem UPFC, vier Einspeisungen und drei Lasten in reduzierter Form zu Grunde gelegt. Durch eine Veränderung des Belastungszustandes zum Zeitpunkt $t = 0.5$ s gerät eine Übertragungsleitung in Überlast. Die überlastete Leitung wurde zuvor auf der Netzleitebene als Element eines Parallelpfades des UPFC identifiziert. Ohne den Einsatz der hierarchischen Regelung regelt der UPFC den konstanten P-Sollwert aus und reagiert nicht auf die Überlastung. Bei aktivierter hierar-

chischer Integralregelung des UPFC reagiert diese auf die Überlastung mit einer entsprechenden Erhöhung des P-Sollwertes. Sie regelt den Wirkfluss der Leitung auf den maximal zulässigen Wert $p_{max} = 0,62$ pu aus und baut dadurch die Überlastung innerhalb von ca. 2 Sekunden ab.

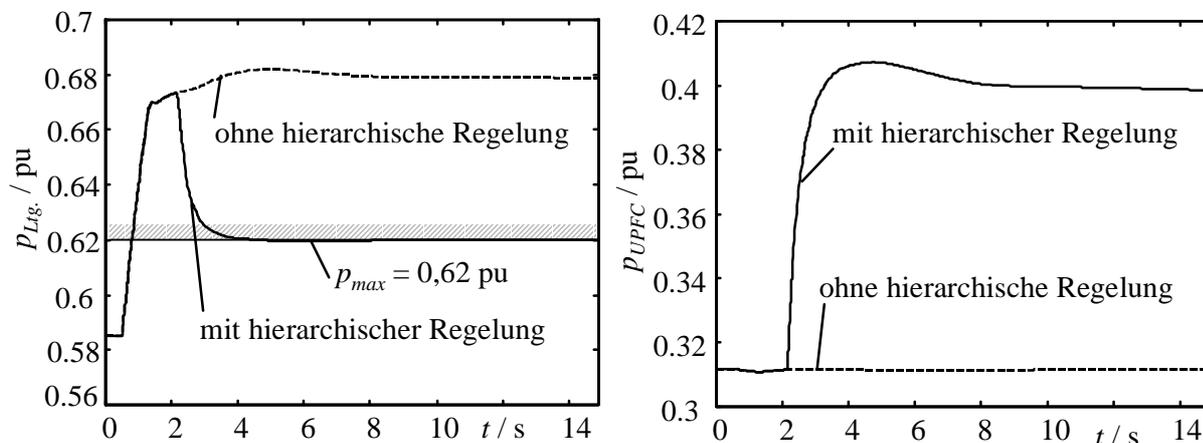


Bild 4.18: Ergebnisse der dynamischen Simulation: Verlauf der Wirkleistung über die überlastete Leitung (links) und Verlauf der Wirkleistung über UPFC

Das Simulationsergebnis belegt die korrekte Wirkungsweise der entwickelten Regelung. Die Überlastung wird zuverlässig abgebaut, indem der Wirkfluss nahezu ohne Überschwingen auf den zulässigen Maximalwert reduziert wird.

Das Verfahren wurde als Bestandteil des autonomen Regelungssystems für FACTS entwickelt und läuft automatisiert ab. Dadurch ist eine manuelle Überwachung der Betriebsmittel des Netzes, die im Einflussbereich leistungsflussregelnder FACTS-Geräte liegen, durch das Leitstellenpersonal hinsichtlich Überlastungen nicht notwendig.

C. Becker

Das Forschungsprojekt wurde durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

4.2.3 FACTS devices in liberalized power systems: an approach to loop flow problem

FACTS (Flexible AC Transmission System) devices are capable of electronically controlling power flowing along transmission lines, by independently handling electrical parameters as nodal voltage, nodal angular difference and line series impedance. The potentialities of FACTS devices can be utilized to provide options to rapidly control loop flows. A loop flow can be defined as the difference between the contracted power scheduled and the actual power flow, assuming zero inadvertent interchange, on a given transmission path (see Fig 4.19).

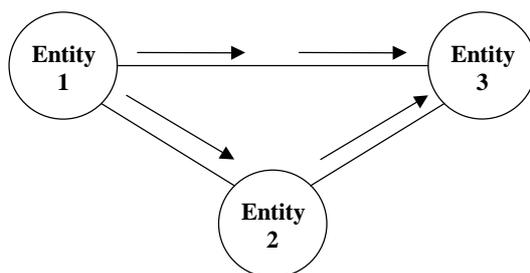


Fig 4.19: A loop flow (or parallel path flow): the scheduled power flow is directly between the entities 1 and 3, part of the actual flow is through the entity 2

Such flows in transmission networks result from physical laws: electricity moves following the path of least impedance, and not according to contractual paths. The consequence is that the supposed economics of the contract path may have little to do with the actual costs of the power transfer. Furthermore, these loop flows can affect third parties distant from the intended power flow, and these third parties may and often do incur costs without compensation.

A FACTS device like UPFC (Unified Power Flow Controller) offers a unique capability of independently regulating the real and reactive power flow (P and Q) on the transmission line, while also controlling the local bus voltage. In the UPFC model here utilized it is supposed that the two terminal voltages V_i and V_j are both equal to the unity ($V_i \cong V_j \cong 1$ p.u.): then, the UPFC scheme is equivalent to the one shown in Fig. 4.20 where

$$y_i = p_i - jq_i \tag{4.1}$$

$$y_j = p_j - jq_j \tag{4.2}$$

In this way, the UPFC can be inserted in the admittance matrix of a network: this admittance matrix will be directly dependent on the three parameters p_i , q_i , q_j .

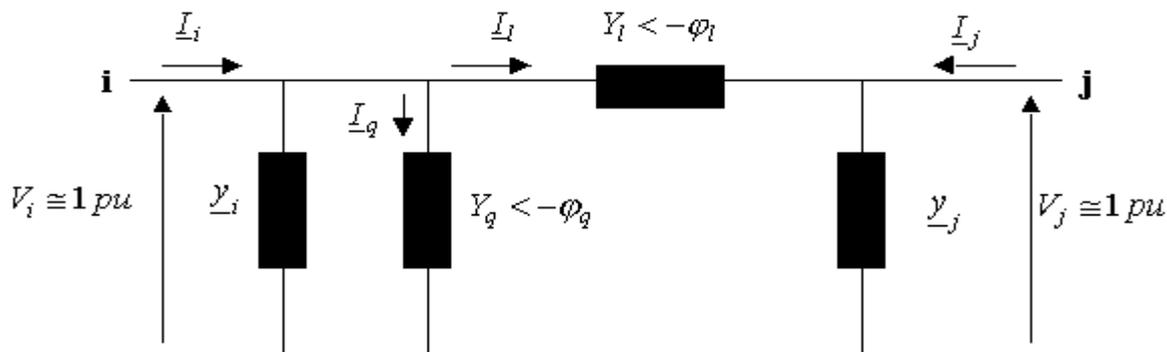


Fig. 4.20: UPFC equivalent scheme

The first step of the approach here proposed deals with network reduction to produce model equivalents. As any electrical network is uniquely described by its admittance matrix, the new matrix Y corresponds to a reduced equivalent network that consists of the retained nodes and equivalent branches linking them. Being utilities reluctant to give their network data to other entities, from the external viewpoint an utility's network will be represented by the substituting admittances of its network equivalent model as seen from the coupling nodes with other entities. The method here utilized derives from Gaussian elimination method, and the reduced circuit is called as a Ward equivalent.

The final scope is to calculate the set-point values of the operating FACTS devices in the system in order to avoid or limit the undesired loop flow through the network under study or through the neighboring systems. The operating sequence towards this objective can be here summarized: considered a system of networks, where some FACTS devices are present and set on an operating condition, after that load-flow analyses of complete and equivalent system result in an unscheduled power flow through one of the networks, it is necessary to change the set-point values of FACTS devices by focusing on the reduced system; an ISO (Independent System Operator), or another entity in the system, knowing all the data of equivalent networks of the system, will be able to calculate the new values (objectives) of equivalent admittances for the network having FACTS devices installed, in order to reduce the undesired loop flow in the system; these values are communicated to the operator of the network, where FACTS devices are present, and it, knowing location, amount and type of

FACTS devices, is able to calculate new set-point values and then can check the results on the real network.

The influence of FACTS devices on the substituting admittances will be characterized by an analytical relation of the dependence of these equivalent model parameters on the set-point values of the operating FACTS devices in a network. This mathematical expression is dependent on the type, the location and the amount of the FACTS devices installed in a network. In this case, operating is seen under the point of view of the operator whose network FACTS devices are installed in, and it will know which type, where and how many devices are present in the utility, obviously. Then, solving the system (c_{ij} are set-point values)

$$\underline{Y}_{objectives} = \underline{Y}(c_{ij}) \rightarrow c_{ij} \quad 4.3$$

the network manager can theoretically calculate the set-point values for the operating FACTS devices that give the possibility to avoid or to limit an undesired loop flow in the reduced system, and then in the real system.

Fig. 4.21 shows a system with four entities. This system could be simplified to one generator (entity 1) and one load (entity 2) connected through two utilities networks (entities 3 and 4) in parallel.

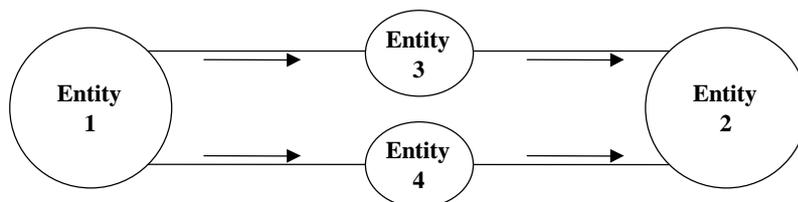


Fig. 4.21: A power flow between the entities 1 and 2 by two parallel ways through the entities 3 and 4

From an external point of view (that one of an ISO or other utilities, for example) the two parallel networks can be considered by their equivalents, that is, they are represented by the substituting admittances between the coupling nodes 1 and 2 (Fig. 4.22).

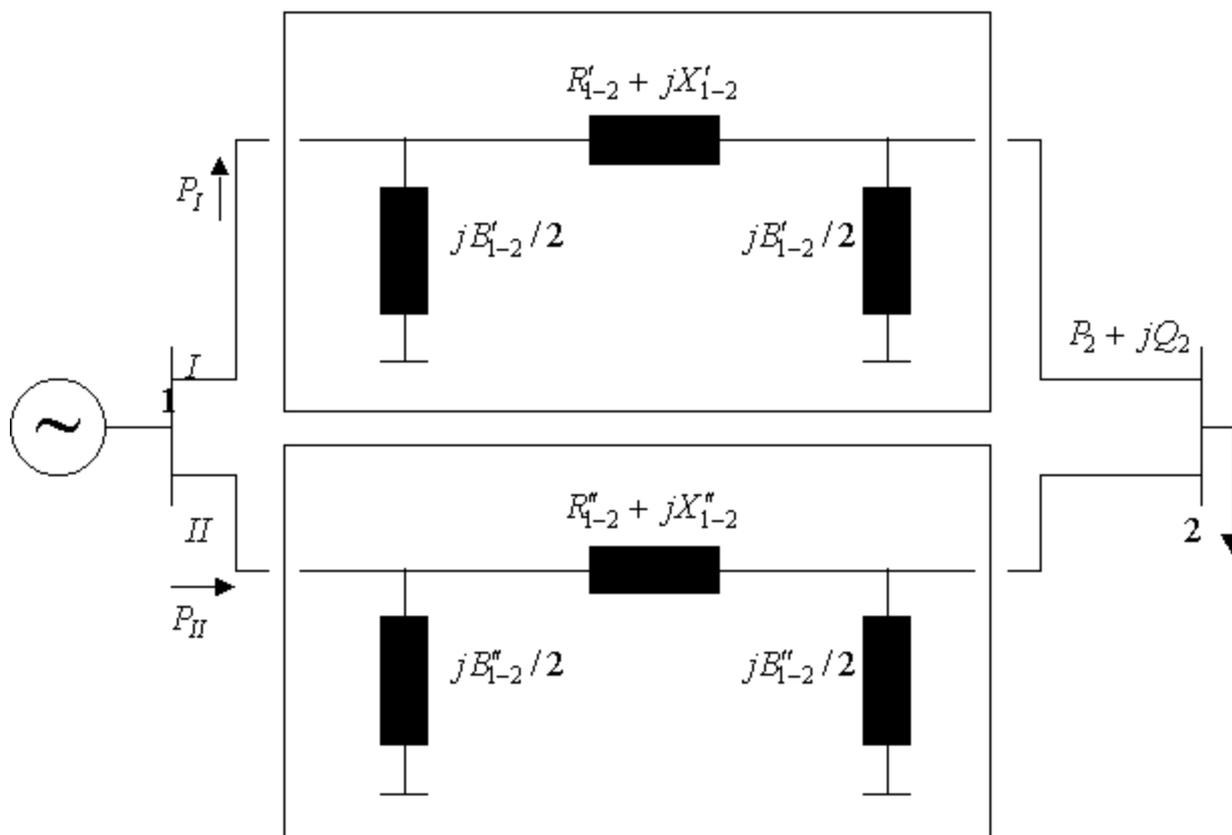


Fig. 4.22: Simplified scheme of Fig. 4.21

The parameters R'_{1-2} , X'_{1-2} , B'_{1-2} represent the network 3 reduced to the coupling nodes 1 and 2 on the branch I, analogously the parameters R''_{1-2} , X''_{1-2} , B''_{1-2} represent the network 4 between the two coupling nodes on the branch II. In the following the amount of the generated real power P_1 flowing from node 1 through the branches I and II will be referred to as P_I and P_{II} , respectively. This is the starting situation. Now, it is supposed that the amount of P_1 resulting from load-flow calculations is higher than the power flow level through branch I scheduled by the network 3 (loop flow through the entity 3). Then, the ISO (or another entity) and the operator of network 3 have to modify the situation in order to lower the power flow through the branch I to the scheduled amount. Here it can be supposed to neglect line resistances.

As it can be proved, by neglecting the real power losses, the changes in the results are little. Just for one moment the only branch II (Fig. 4.23), whose parameters will not change since FACTS devices are supposed to be installed in the entity 3, is considered.

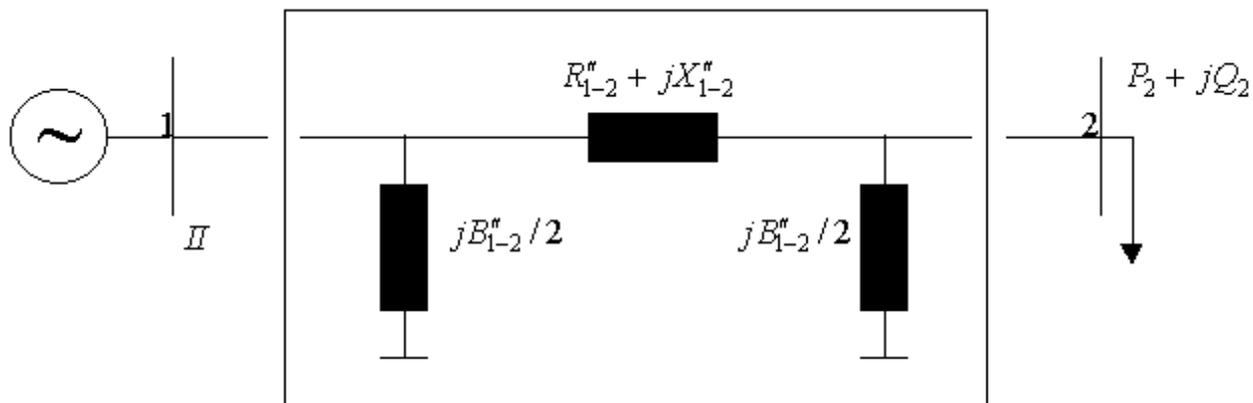


Fig. 4.23: Analysis with the only branch II

Operating this branch, the entity which has an overview of the system can calculate, by load-flow, the unknown quantities P_1 (desired amount), Q_1 , V_2 and ϑ_2 , by fixing the desired value for P_2 ($=P_{II}$), Q_2 and V_1 , ϑ_1 . Now, these data will be utilized to calculate the new values of the substituting admittances of the network 3 on the branch I. In fact, it is to be considered that the two branches are in parallel and have to operate at the same time; then, the values of V_2 , ϑ_2 (known by load-flow to achieve the desired amount of P_1), V_1 and ϑ_1 (fixed from starting operating conditions), as seen for the branch II, have to be considered for the branch I as well. In this way, if V_1 , ϑ_1 , V_2 , ϑ_2 are known and the amounts of P_1 , P_2 , Q_2 are decided for the only branch I, it is possible to calculate the desired values of the equivalent admittances for the network 3 reduced to the coupling nodes 1 and 2, by means of load-flow equations. By expressing the elements of the admittance matrix \underline{Y} in the load-flow equations as a function of the unknown parameters X'_{1-2} , B'_{1-2} of the branch I, it is possible to obtain the expressions of the equivalent line parameters (in p.u.), that are the objectives to be reached for branch I:

$$X'_{1-2} = (1/P_1) A_b V_1 V_2 \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad 4.4$$

$$B'_{1-2} = 2 \left(Q_2 / (V_2^2 A_b) + 1/X'_{1-2} - V_1/V_2 (1/X'_{1-2}) \cos(\delta_2 - \delta_1) \right) \quad 4.5$$

After calculating the new parameters for the branch I by equations (4), (5), the ISO (or another entity) communicates these data to the operator of the network 3, so that, by operating the FACTS devices installed in its network in the most appropriate way, it can achieve these values for the elements of the equivalent admittance matrix representing that network reduced to its coupling nodes. Setting the new values it has calculated, it is able to avoid or to limit the undesired loop flow through its reduced network, and then through the real one. All is done in real-time for situations to come in the following 10 minutes or hours. In the case of moving of the steady-state operating point of the network 4 away from the

optimal point, the entity 2 has to refund the entity 4 for the arising costs that the transit means. The methodology, here developed, if taking account of the real power losses, is valid under the hypothesis that considers the active power losses as constant in the two operating conditions.

The applications of this approach to big networks still present some analytical problems in achieving the equivalent matrix $Y(c_{ij})$: a way of by-passing these problems can consist in utilizing artificial neural networks. Also, in many cases, by practical FACTS set-points, it is not possible to reach all the targets simultaneously in the reduced network. Nevertheless, practical implementation of FACTS set-points, effective for some objectives, let operators reach the desired power flows in the real network, and this aspect is the most important result. The methodology utilizing reduction models represents an approximation of networks and is an operating approach useful for the first calculations of FACTS set-point values, before implementing them in real networks.

A. L'Abbate

Der wissenschaftliche Aufenthalt von Herrn A. L'Abbate an der Universität Dortmund wurde vom Deutschen Akademischen Austauschdienst (DAAD) gefördert.

4.2.4 Modellierung systemimmanente Schwingungen und wirkungsvoller Gegenmaßnahmen

Elektrische Energieübertragungssysteme zeigen ein stark nichtlineares Verhalten. Heutzutage führt die Verwendung komplexer FACTS-Geräte, automatisch stufbarer Transformatoren, großer Induktionsmotoren sowie der große Druck des liberalisierten Elektrizitätsmarktes in Richtung einer höheren Netzauslastung dazu, dass das nichtlineare Verhalten komplexer und unvorhersehbarer wird. Ein konkretes Beispiel hierfür ist die Anbindung des CENTREL-Netzes an den UCTE-Netzverbund.

Bei Störungen oder Schaltmaßnahmen in Netzteilbereichen des UCTE-Netzes traten bislang Schwingungen des betreffenden Netzbezirkes gegenüber dem übrigen Gesamtnetz auf, die gedämpft und unkritisch waren. Durch die Erweiterung hat sich die Schwingungscharakteristik dahingehend gewandelt, dass Netzteilbereiche gegeneinander bei geringer Dämpfung schwingen können. Ein im gegenwärtigen System dominanter Schwingungszustand besteht zwischen Spanien und Polen mit Leistungspendelungen durch den

deutschen Netzbezirk. Für den Fall eines Kraftwerksausfalls in Frankreich im Jahre 1997 ist dieses Verhalten in Bild 4.24 dargestellt.

Diese chaotischen und ungedämpften Schwingungen konnten durch dynamische Planungs- und Sicherheitsrechnungen nicht im voraus festgestellt werden. Solche Schwingungen können nicht nur großen Schaden im Netz verursachen sondern auch zu einem Spannungskollaps führen. Ziel dieses Forschungsprojektes ist die Entwicklung relevanter Modelle zur Nachbildung von Systemschwingungen in realen Energieübertragungsnetzen, um anschließend Gegenmaßnahmen zu deren Vermeidung zu entwerfen und zu analysieren. In diesem Bereich erlaubt die Bifurkationstheorie eine weitergehende Analyse des dynamischen Systems. Anhand der mathematischen Beschreibung mittels der Bifurkationstheorie sind die systemimmanenten Schwingungen getrennt von Schwingungen aufgrund unzureichender Regelungsanpassung zu analysieren.

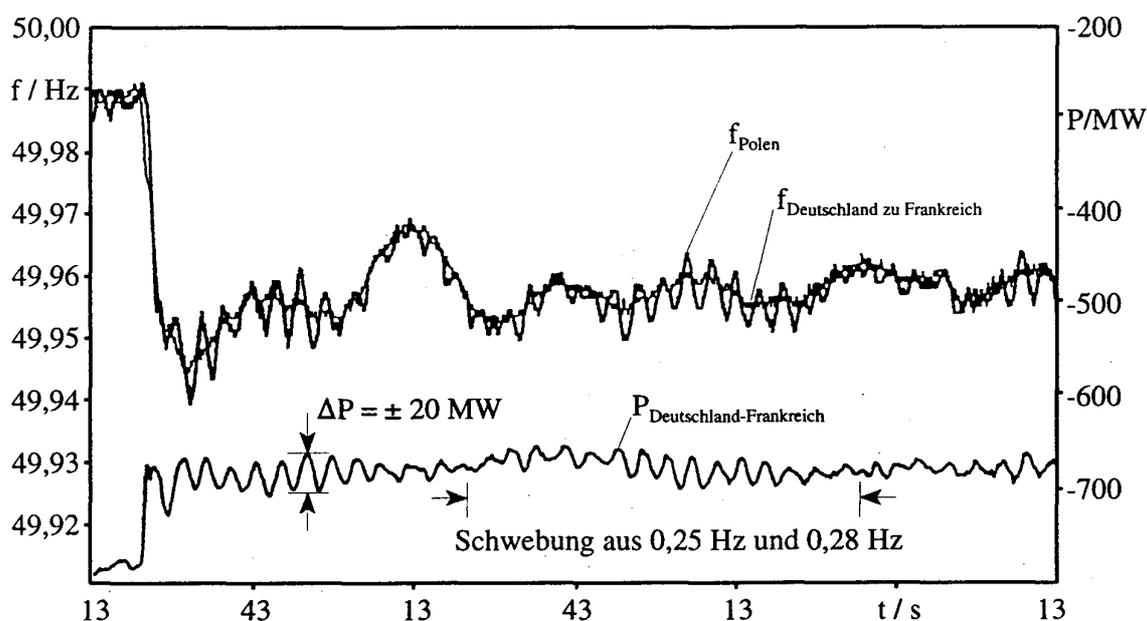


Bild 4.24: 1300-MW-Kraftwerksausfall in Frankreich am 23.01.97

Die ersten Untersuchungen an einem Beispielsystem ermöglichen die Synthese neuer Lastmodelle und die Untersuchung der sich ergebenden Eigenwerttrajektorien. Das besondere Augenmerk liegt dabei auf dem Auffinden von Hopf-Bifurkationspunkten (HB).

Einen weiteren Schwerpunkt der bisherigen Projektphase bildet die Entwicklung eines automatisierten Verfahrens, das für ein gegebenes Energieübertragungssystem die Voraussetzungen für das Auftreten eines HB ermittelt. Auf Grundlage dieses Verfahrens und bereits bestehender Analysewerkzeuge aus der am Lehrstuhl entwickelten Power System Toolbox für Matlab wurde eine Simulationsumgebung für weitere Tests und Forschungs-

arbeiten zusammengestellt. Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang die Implementierung neuer Lastmodelle. Allerdings konnte allein durch Parameteränderungen im neuen Lastmodell keine Schwingung, ähnlich der in Bild 4.24 dargestellten, hervorgerufen werden. Ungedämpfte Schwingungen traten nur bei Änderungen von Parametern der Bewegungsgleichung auf. Es lässt sich also keine HB nachbilden, sondern nur eine Schwingung, die aufgrund einer veränderten Parametrierung gefunden wurde. Aus diesen Ergebnissen ergibt sich, dass die Betrachtung des Lastmodells allein nicht zur Analyse der chaotischen Schwingungen herangezogen werden darf, sondern auch die Parameterwahl für die Bewegungsgleichung von Bedeutung ist. In diesem Zusammenhang sind die in der Literatur verfügbaren Erfahrungen mit Klein- oder Beispielnetzen zu berücksichtigen.

Als Schlussfolgerung wird eine wesentliche Veränderung der Leitungsparameter im Energieübertragungsnetz vorgeschlagen. Um diesen Test zu realisieren, ist eine Automatisierung des entwickelten Untersuchungsverfahrens in Vorbereitung.

A. E. Sarasua, C. Leder

Dieses Projekt wurde vom DAAD gefördert und wird zur Zeit am Instituto de Energía Eléctrica (San Juan Universität – Argentinien) unter der Leitung von Herrn Prof. Dr.-Ing. P. E. Mercado fortgesetzt. Die Untersuchungen werden von Herrn Prof. Dr.-Ing. E. Handschin weiter fachlich begleitet.

4.2.5 Wirtschaftlichkeitsanalyse von hybriden dezentralen Energieumwandlungsanlagen auf Basis von technischen Prozessmodellen

Durch die fortschreitende Entwicklung regenerativer Energieumwandlungsanlagen und der zunehmenden Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung aufgrund des Bestrebens nach einer ökologisch verträglicheren Energieumwandlung, wird in den nächsten Jahren die dezentrale Energieversorgung an Bedeutung gewinnen. Dies trifft insbesondere in den Fällen zu, wo regenerative Energieträger in geringen Mengen lokal auftreten oder eine Zentralisierung der Energieumwandlung auf Basis dieser Energieträger nicht sinnvoll erscheint. Eine richtige Dimensionierung der Komponenten einer dezentralen Energieumwandlungsanlage zur lokalen Energieversorgung ist daher von elementarem Interesse.

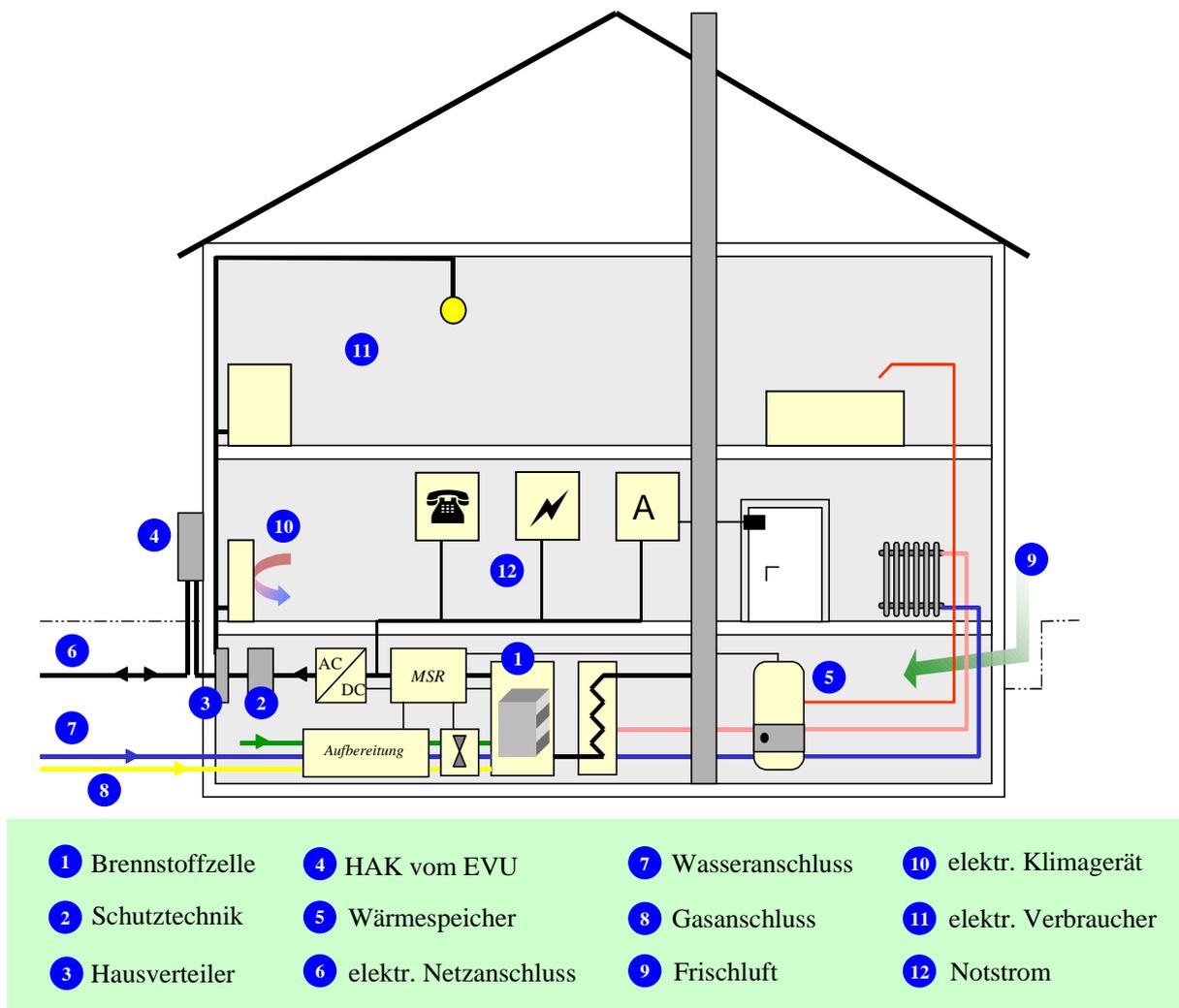


Bild 4.25: Hybride Energieversorgung eines Privathaushaltes

Zur dezentralen Versorgung eines Haushaltes mit Strom und Wärme stehen, nach Bild 4.25, die Komponenten Brennstoffzelle (FC), Photovoltaik-Anlage (PV), zusätzlicher Gasbrenner, Speichereinrichtungen für Strom und Wärme und die zugehörigen peripheren Einrichtungen zur Verfügung. Diese Anlagenteile beeinflussen sich gegenseitig, eine optimale Auslegung der einzelnen Komponentengrößen unterliegt zahlreichen gekoppelten Randbedingungen. Es ist ein mathematisches Modell entwickelt worden, welches die Verzahnung der einzelnen Systemteile miteinander berücksichtigt und eine Lösung des Optimierungsproblems ermöglicht (Bild 4.26).

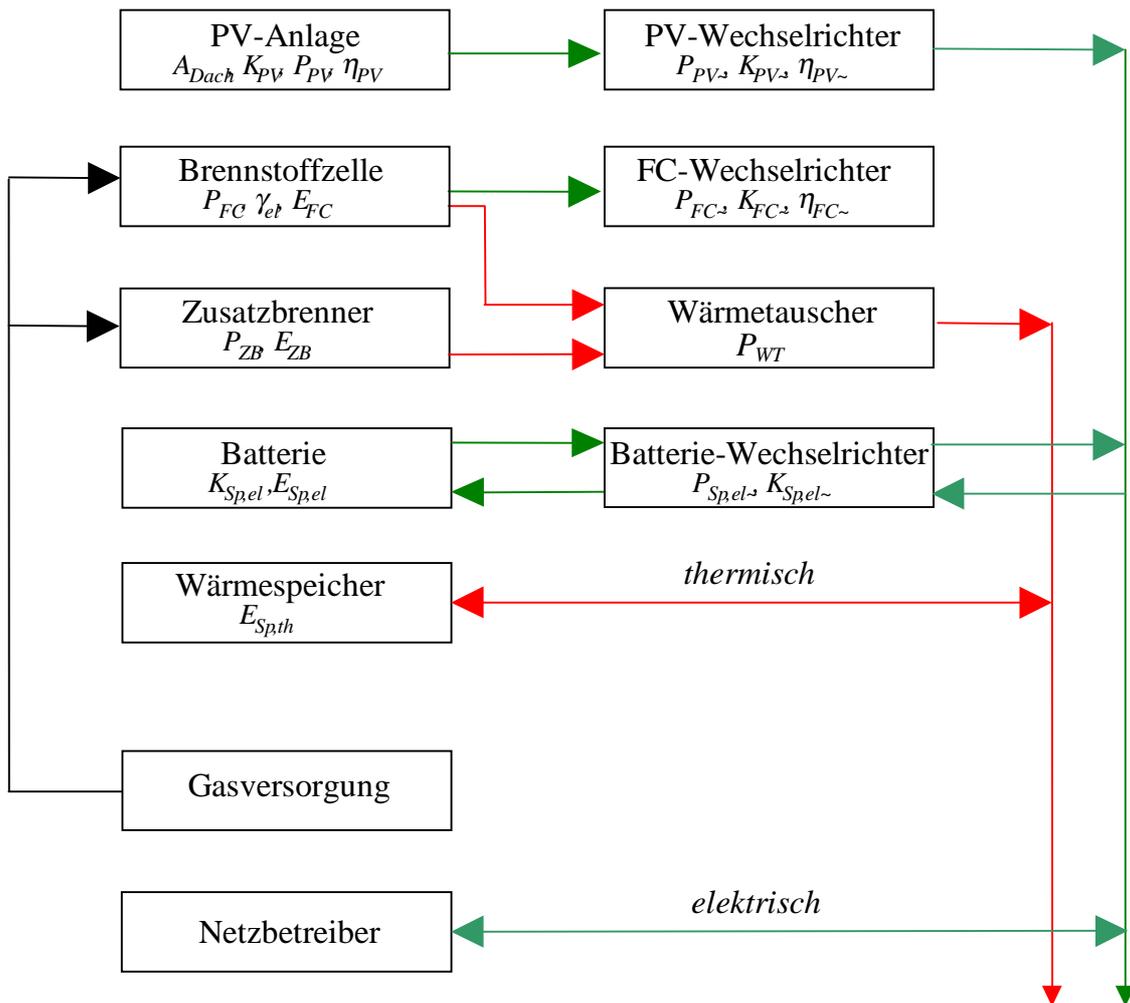


Bild 4.26: Parameter der Komponenten für ein mathematisches Prozessmodell

Zunächst werden die Eigenschaften der einzelnen Komponenten in mathematischer Form wiedergegeben. Insbesondere die Kosten und die Abhängigkeit dieser von einzelnen Komponenteneigenschaften sind für die wirtschaftliche Optimierung von Interesse. Die Gesamtkosten des Systems ergeben sich durch Kumulierung der Teilkosten. Dabei zeigt sich, dass die Kosten und die Dimensionierung der einzelnen Komponenten stark voneinander abhängig sind. So lässt sich beispielsweise die Größe des thermischen Speichers verringern indem die installierte thermische Gesamtleistung des Systems erhöht wird. Diese Abhängigkeiten werden genutzt um die Anzahl der in der Optimierungsfunktion enthaltenen Variablen zu verkleinern.

Durch die Gleichung 4.6 werden die Gesamtkosten des Systems ausgedrückt. Das Optimum entspricht dem globalen Minimum dieser Funktion. Bei der Funktion handelt es sich um eine mehrdimensionale, nichtlineare Funktion. Die Nichtlinearitäten liegen in dem Einfluss

des Wirkungsgrades der einzelnen Komponenten. Dies bedeutet, das Verfahren der linearen Optimierung zur Lösung nur eingeschränkt genutzt werden können, da dies eine Linearisierung um explizite Arbeitspunkte erfordert, welche jedoch nicht bekannt sind. Statt dessen wird auf die wesentlich aufwendigeren Methoden der nichtlinearen Optimierung zurückgegriffen. Des Weiteren ist die Kostenfunktion nicht konvex, d.h. sie besitzt nicht nur ein globales, sondern auch mindestens ein lokales Minimum. Dies führt dazu, dass Gradienten- oder Abstiegsverfahren häufig nur ein lokales Minimum finden werden.

$$\begin{aligned}
 \kappa_{Ges} = & \sum P_x \cdot K_x \\
 & + \left(\frac{E_{Sp,el} + \frac{0,01 \cdot E_{el,min}}{\eta_{Sp,el} \cdot \eta_{Sp,el}}}{\zeta} \right) \cdot k_{Sp,el} \\
 & + \left(E_{Sp,th} + \frac{0,01 \cdot E_{th,min}}{\eta_{Sp,th}} \right) \cdot k_{Sp,th} \\
 & + \frac{E_{FC}}{\eta_{FC}} \cdot k_{Gas,Steuerfrei} \\
 & + \frac{E_{ZB}}{\eta_{ZB}} \cdot k_{Gas} \\
 & + \text{Stromkosten} \\
 & + \text{Einspeisevergütung} \\
 & + \text{Wartung/Instandhaltung}
 \end{aligned}
 \tag{4.6}$$

x : Anlagenkomponenten FC, PV ...

Mit dem entwickelten Optimierungs-Programm wird eine Standard-Anlage berechnet, um zum einen die Qualität des Programms bewerten zu können, als auch mögliche Marktentwicklungen abzuschätzen. In Tabelle 4.1 sind die für eine Simulation vorgegebenen Bedingungen aufgeführt:

Tabelle 4.1: Nebenbedingungen für die Optimierung

$E_{el,min}$	$E_{th,min}$	$P_{el,min}$	$P_{el,max}$	$P_{th,min}$	$P_{th,max}$
5500 kWh/a	11000 kWh/a	0,6 kW	1 kW	1,2 kW	4,5 kW

Die Untergrenze der Leistungen beträgt 0,1 kW, die kleinstmögliche Dachfläche 0,1 m². Somit ist sichergestellt, dass sowohl die Brennstoffzelle, als auch die PV-Anlage eingesetzt wird. Die Leistung des Zusatzbrenners wird auf die maximale Wärmeleistung im Sommerhalbjahr ($P_{ZB,max} = 2,6725$ kW) begrenzt. Die Haushaltsgröße wird mit 2,2 Einwohnern und 86,7 m² auf den Durchschnittswert festgelegt. Der Kalkulationszinssatz, nach dem das investierte Kapital nach der Kapitalwertmethode verzinst wird, beträgt acht Prozent.

Tabelle 4.2: Ergebnisse

κ_{Ges}	P_{el}	P_{th}	P_{BZ}	γ_{el}	$P_{BZ,WR}$	$\eta_{BZ,WR}$
55000 €	1 kW	3,7 kW	2,7 kW	0,6	1 kW	91,9 %
P_{PVA}	η_{PV}	A_{Dach}	$P_{PVA,WR}$	$\eta_{PVA,WR}$	P_{ZB}	P_{WT}
0,5 kW	6,8 %	7 m ²	0,5 kW	90 %	2,7 kW	3,7 kW
$P_{Sp,WR}$	$E_{Sp,el}$	$E_{Sp,th}$	E_{BZ}	E_{ZB}	$\kappa_{Stromverkauf}$	$\Delta\kappa$
0,1 kW	120 kWh	150 kWh	16000 kWh/a	6400 kWh/a	0 €	32 €

Die elektrische Systemleistung P_{el} entspricht der maximalen Bedarfsleistung. Dass die Leistung nicht der minimalen Bedarfsleistung entspricht, obwohl dies die Kosten der produzierenden Komponenten verringern würde, ist durch die Batteriekosten zu erklären. Wird die elektrische Systemleistung kleiner als die maximale Bedarfsleistung gewählt, so muss in Spitzenlastzeiten die Leistungsdifferenz aus der Batterie gespeist werden. Durch die flache Form der elektrischen Lastkurve bedingt, ist es wirtschaftlicher, auf eine Batterie zu verzichten und die Systemleistung maximal zu wählen. Dies ist auch an der Batteriegröße zu erkennen, welche nahezu genau den Anforderungen an eine minimale Kapazität von einem Prozent des Gesamtbedarfs entspricht.

Bei der thermischen Systemleistung ist zu erkennen, dass erst ab einer bestimmten installierten thermischen Leistung sich der Einsatz eines Speichers lohnt. Die Erklärung für diese Verhalten liegt zum einen in den geringeren Speicherkosten, zum anderen in der steileren Form der Lastkennlinie. Bei einer kurzzeitigen Leistungsspitze ist es wirtschaftlicher, diese Spitze durch einen kleinen Speicher zu decken, als die thermische Leistung des Systems zu erhöhen. Dies zeigt sich auch in der Dimensionierung des thermischen Speichers.

Es ist auffällig, dass nahezu die gesamte elektrische Leistung von der Brennstoffzelle gestellt wird. Der Anteil der PV-Anlage an der elektrischen Systemleistung entspricht dem minimal geforderten Beitrag. Weiterhin ist in der thermischen Leistung, die von der Brennstoffzelle zur Verfügung gestellt wird, zu erkennen, dass der Zusatzbrenner günstiger

ist. Die maximale Leistung des Zusatzbrenners ist ausgeschöpft. Nur die darüber hinausgehende thermische Leistung wird von der Brennstoffzelle geliefert.

Bedingt durch den thermischen Bedarf ist die Brennstoffzelle größer dimensioniert, als es für die Stromversorgung alleine nötig wäre. Daher ist die elektrische Gesamtleistung aus PV und FC größer als P_{el} . Es ist möglich, die Stromkennzahl kleiner zu wählen und so einen Teil der FC-Leistung einsparen zu können, da weiterhin genug elektrische und thermische Energie zur Verfügung steht. Ein Teil der elektrischen Leistung wird durch die PV-Anlage erbracht, was eine Speichereinrichtung erfordert. Wird die Stromkennzahl groß gewählt, kann dieser Leistungsanteil der PV durch die FC substituiert werden und Batteriekapazität wird eingespart.

Die gewählte Dachfläche für die PV-Anlage entspricht der benötigten Fläche, um die geringst mögliche PV-Leistung bei einem möglichst niedrigen Wirkungsgrad der PV-Module zur Verfügung zu stellen. Die Preise der Module sind abhängig von ihrem Wirkungsgrad, weshalb es vorteilhafter ist, die genutzte Dachfläche statt des PV-Wirkungsgrades zu erhöhen. Dass der Wirkungsgrad nicht dem minimalen Wirkungsgrad entspricht, ist durch Rundungsfehler zu erklären. Die Kostenfunktion der PV-Anlage ändert sich im Bereich zwischen 5 und 8 Prozent nur im Nachkommabereich.

Die Simulation des Modells hat gezeigt, dass der Einsatz der Photovoltaik bei der quasi-autarken Hausenergieversorgung nicht geeignet ist. Dies liegt zum einen an den derzeit hohen Kosten der Module. Die Notwendigkeit einer Speichereinrichtung ist ein zusätzlicher Nachteil dieser Systemvariante. Vielmehr hat sich gezeigt, dass selbst bei staatlicher Förderung der PV-Technologie der Einsatz der Brennstoffzelle (bei ihrer Markteinführung) zur Deckung des Strom- und Wärmebedarfs wesentlich wirtschaftlicher ist. Die angesetzten Kosten für die Brennstoffzelle wurden geschätzt, werden ab 2005 den Marktbedingungen entsprechen. Der Vorteil der Brennstoffzelle liegt vor allem in der jederzeit verfügbaren Leistung des Systems, so dass eine Speichereinrichtung nahezu überflüssig wird.

Wie die Simulation weiterhin ergeben hat, wird die Systemleistung so groß gewählt, dass ein Einsatz von Energiespeichern vermieden wird. Bei einer Entwicklung kostengünstiger Energiespeicher kann die installierte Leistung geringer ausfallen, wodurch das gesamte System kostengünstiger wird.

Im Hinblick auf die Umweltverträglichkeit ist das Simulationsergebnis kontraproduktiv. Durch den Ausschluss der PV-Anlage wird auf eine emissionslose Energieumwandlung verzichtet. Damit wird das Ziel der umweltverträglichen Strom- und Wärmeerzeugung nicht

erreicht. Vielmehr muss zur ökologischen Optimierung des Systems die Brennstoffzelle mit Wasserstoff versorgt werden. Hierzu ist entweder auf ein, bislang noch nicht existentes, übergeordnetes Wasserstoffherzeugungs- und Verteilungssystem zurück zu greifen oder der Wasserstoff vor Ort durch Wind- oder Sonnenergie zu erzeugen. Letzteres ist in einem Feldtest beim Forschungszentrum Jülich bereits durchgeführt worden. Es hat sich allerdings gezeigt, dass der Wirkungsgrad dieses Verfahrens bei lokaler Anwendung nur bei ca. 18% liegt, wodurch der Gesamtwirkungsgrad der dezentralen Energieumwandlung empfindlich verringert wird. Bei diesem Feldtest erreichte der Gesamtwirkungsgrad nur ca. 38%. Entsprechende innovative Technologie zur Steigerung des Wirkungsgrades für einen geschlossenen Wasserstoffkreislauf in dezentralen Energieumwandlungsanlagen ist auch auf lange Sicht hin nicht zu erwarten.

W. Horenkamp, Th. Wiesner

EV0024

Diese Arbeit wurde im Rahmen des MSWF-Forschungsprojektes "Integration von innovativen und regenerativen Eigenerzeugungsanlagen in das Niederspannungsnetz" durchgeführt.

4.2.6 Bereitstellung, Vergütung und Abrechnung von Regelernergie in liberalisierten Energieversorgungsmärkten

Störungen der Leistungsbilanz elektrischer Energieversorgungssysteme führen unmittelbar zu einer Abweichung der Netzfrequenz des europäischen Verbundnetzes vom Sollwert von 50 Hz. Da solche Abweichungen im Extremfall zu einem großräumigen Zusammenbruch des Verbundnetzes führen können, muss der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Rahmen der Frequenzhaltung dafür Sorge tragen, dass die Leistungsbilanz durch Einsatz von Regelernergie ausgeglichen und stationäre Frequenzabweichungen behoben werden. Leistungsbilanzstörungen können grundsätzlich folgende Ursachen haben.

Messung und Abrechnung von Stromlieferungen erfolgen in Deutschland heute auf Viertelstundenbasis. Aus der innerhalb der Viertelstunde verbrauchten Energie wird ein Leistungsmittelwert gebildet. Die tatsächliche Last der Verbraucher schwankt jedoch innerhalb der Viertelstunde um diesen Mittelwert der Leistung. Aufgrund der Durchmischung der Einzelabweichungen sind im Rahmen der Frequenzhaltung die Schwan-

kungen des Summenverbrauchs aller Kunden, das sogenannte Lastrauschen, auszuregeln. Prognosefehler sind die zweite Ursache für Leistungsbilanzstörungen. Jeder Bilanzkreisverantwortliche muss den Summenverbrauch seiner Bilanzkreisteilnehmer prognostizieren und durch Energielieferungen ausgleichen. Aufgrund von Ungenauigkeiten der Prognose kommt es zu einer unausgeglichene Leistungsbilanz der einzelnen Bilanzkreise und in Summe zu Abweichungen von der Leistungsbilanz des Systems. Kraftwerksausfälle schließlich verursachen die deutlichsten Störungen der Leistungsbilanz und stellen daher die höchsten Anforderungen an die Frequenzregelung hinsichtlich Aktivierungsgeschwindigkeit und Höhe der Leistungsvorhaltung.

Die für die Frequenzhaltung benötigte Reserve wird in mehrere Reservearten unterteilt, die sich durch ihre Merkmale Zugriffszeit und maximale Einsatzdauer unterscheiden. In Deutschland werden im wesentlichen die Regelreservearten Primärregelung, Sekundärregelung und Minutenreserve unterschieden. Langfristig kommt die sogenannte Stundenreserve durch den Einsatz nicht schnellstartender Kraftwerke zum Einsatz. Bild 4.27 zeigt die zeitliche Einteilung der Regelreservearten.

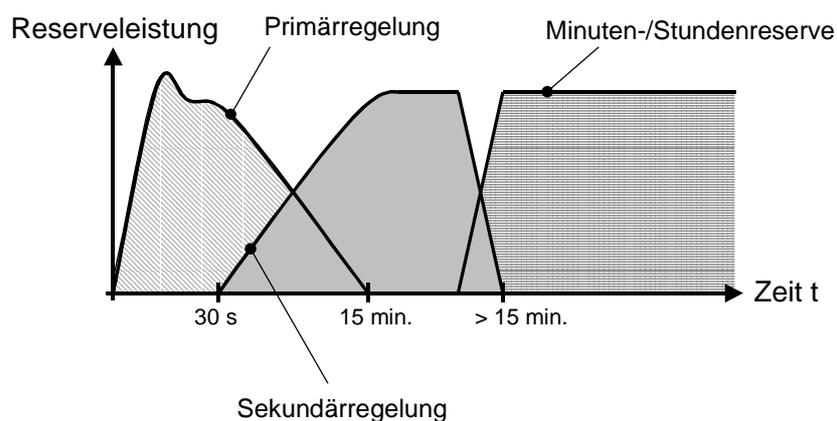


Bild 4.27: Zeitliche Einteilung der Regelreservearten

Die Einsatzbereiche der Regelreservearten werden in Deutschland im Grid Code der ÜNB festgelegt und richten sich nach den Vorgaben der "Union für die Koordinierung des Transportes elektrischer Energie" (UCTE). Danach ist die Primärregelung die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung des gesamten zusammengeschalteten, synchron betriebenen Drehstrom-Verbundnetzes. Sie entsteht aus dem Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Änderung der Netzfrequenz und wird unterstützt durch den Passivbeitrag der von der Netzfrequenz abhängigen Lasten (Selbstregelleffekt). Die Sekundärregelung ist die gebietsbezogene Beeinflussung von zu einem Verbundsystem gehörigen Erzeugungseinheiten zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches des

Gebietes mit dem übrigen Verbund bei gleichzeitiger, integraler Stützung der Frequenz. Die Minutenreserve soll nach Eintritt eines Leistungsausfalls ohne Verzögerung eingesetzt werden können. Sie wird manuell aktiviert und muss die Sekundärregelung nach spätestens 15 Minuten abgelöst haben. Sie wird von schnellstartenden Kraftwerken sowie durch Abschaltung von Kundenlasten bereitgestellt.

In der Vergangenheit wurde die für die einzelnen Regelenergiearten benötigte Leistung durch den ÜNB aus den Kraftwerken der konzerneigenen Erzeugungsgesellschaften bereitgestellt. In einem liberalisierten Strommarkt mit einer vollständigen Entflechtung der monopolistischen Aktivitäten (Übertragungs- und Verteilnetzbetrieb) von den Aktivitäten, in denen Wettbewerb herrscht (Erzeugung, Handel), ist ein solches Vorgehen aus Wettbewerbsgründen nicht länger sinnvoll. Auslöser für den Übergang zu einer marktgerechten Beschaffung von Regelenergie war die Fusion der RWE AG mit der VEW AG. Das Bundeskartellamt (BKartA) hat diese am 03.07.2000 unter weitreichenden Auflagen genehmigt, die auch die Schaffung eines Marktes für Regelenergie betreffen.

In den Auflagen des BKartA wird der aus der Fusion hervorgehenden RWE AG aufgetragen, die beiden bisherigen Regelzonen bis zum 31. Dezember 2000 zu einer gemeinsamen zusammenzufassen. Diese Maßnahme führt laut BKartA zu einem geringeren Regelenergiebedarf und kleineren Gesamtabnahmeschwankungen innerhalb der dann größeren Regelzone. Eine entsprechende Auflage erging auch an die E.ON Energie AG. Die Zahl der deutschen Regelzonen wird sich kurzfristig von bisher acht auf sechs reduzieren. Eine weitere Verringerung ist im Zusammenhang mit der Umstrukturierung der VEAG abzusehen.

Es wird gefordert, Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserve auszuschreiben und die Anbieter nur nach technischen, nicht jedoch geografischen Anforderungen auszuwählen. Dadurch können sich Anbieter sowohl innerhalb als auch außerhalb der RWE-Regelzone an den Ausschreibungen beteiligen. Die Anbieter, die an den jeweiligen Ausschreibungen aus technischer Sicht teilnehmen dürfen, sollen über ein öffentliches Präqualifikationsverfahren ermittelt werden. Das BKartA gibt bezüglich der Ausschreibung einen Zeitplan vor, der Bild 4.28 entnommen werden kann.

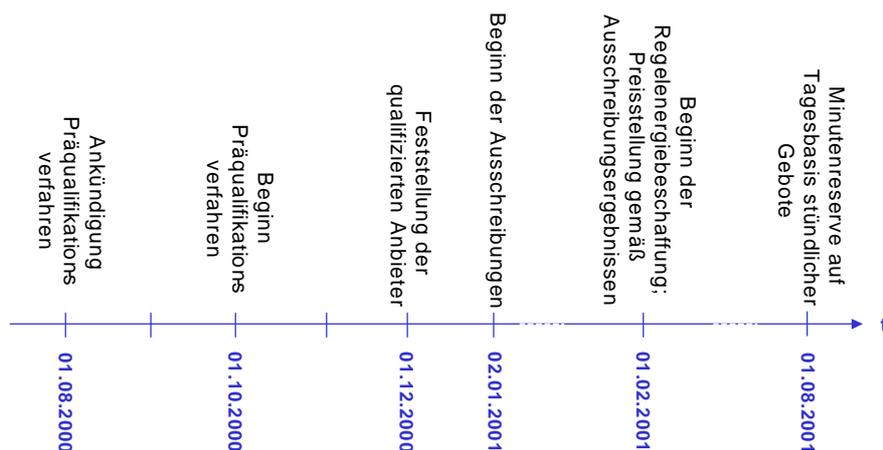


Bild 4.28: Vorgegebener Zeitplan für den Markt für Regelenergie

Die automatisch abrufbaren Regelenergiearten Primär- und Sekundärregelung sind ab dem 01. Februar 2001 als Leistung und Arbeit für maximal sechs Monate auszuschreiben. Demgegenüber ist die manuell zu aktivierende Minutenreserve kurzfristiger zu beschaffen, da bei kürzeren Angebotszeiträumen mehr Kraftwerke ihre zeitlich befristeten Überschusskapazitäten anbieten können und sich dadurch mehr Wettbewerb einstellt. Das BKartA schlägt eine sechsmonatige Übergangsphase vor, in welcher der Ausschreibungszeitraum für die Minutenreserve in drei Stufen verkürzt wird (drei, zwei, ein Monat). Während dieser Übergangsphase können sowohl Leistungs- als auch Arbeitspreise angewendet werden. Ab dem 01. August 2001 ist die Minutenreserve auf Tagesbasis stündlicher Gebote über einen Marktpreis in Form eines reinen Arbeitspreises zu beschaffen. Anbieter bleiben jedoch in der Preisstellung (Leistung und/oder Arbeit) frei. Die Auswahl der Regelenergieangebote soll zu bestmöglichen Preisen über eine "Merit Order" erfolgen, die sich bis zum 31. Juli 2001 neben Arbeit auch auf Leistung beziehen darf. Alle Ausschreibungsergebnisse sind in anonymisierter Form zeitnah zu veröffentlichen, um die Markttransparenz und -intensität zu erhöhen und gleichzeitig eine Kontrolle der diskriminierungsfreien Beschaffungspolitik seitens des ÜNB's zu ermöglichen.

Die Abweichungen aller Bilanzkreise werden auf 15-Minutenbasis saldiert. Nur der durch den Netzbetreiber tatsächlich geleistete Aufwand wird den BKV anteilig in Rechnung gestellt, sodass diese von der Durchmischung positiver und negativer Einzelabweichungen profitieren können. Es werden die Kosten für positive Regelarbeit in Rechnung gestellt, die sich über den Markt aus den eingesetzten Angeboten für Mehreinspeisungen/Minderbezüge ergeben. Analog werden Kosteneinsparungen durch negative Regelarbeit, also das Zurückfahren von Kraftwerken oder die Erhöhung von Entnahmen, entsprechend dem resultierenden Marktpreis vergütet. Die Ansprüche/Zahlungen an die einzelnen BKV ergeben sich aus

der Multiplikation des Marktpreises mit den an die BKV tatsächlich gelieferten / von diesen bezogenen Kilowattstunden. Spätestens ab dem 1. August 2001 darf die Abrechnungsperiode eine Stunde nicht überschreiten.

Die RWE Net AG hat vom 02.10.-20.10.2000 ein erstes Präqualifikationsverfahren zur Auswahl potenzieller Anbieter für die am 02.01.2001 beginnende Ausschreibung der drei Regelennergiearten mit Einsatzbeginn 01.02.2001 (siehe Bild 4.28) durchgeführt. Im Mittelpunkt dieses Präqualifikationsverfahrens steht die Erhebung von Informationen über die technische Kompetenz der Präqualifikanten zur Erbringung der jeweiligen Regelennergiearten. Hinzu kommen Aspekte, die sich aus der Notwendigkeit eines ordnungsgemäßen Einsatzes der Regelennergiearten unter betrieblichen Bedingungen ergeben.

Die Anforderungen an den Präqualifikanten hinsichtlich der einzelnen Regelennergiearten sind aufgrund der teilweise großen Unterschiede getrennt aufgeführt. Die Höhe der in der RWE Net-Regelzone vorzuhaltenden Regelleistung wird mit derzeit ca. $\pm 330\text{MW}$ für die Primärregelung, $\pm 950\text{MW}$ für die Sekundärregelung und -550MW bzw. $+700\text{MW}$ für die Minutenreserve angegeben. Die technischen Anforderungen orientieren sich an den Empfehlungen der UCTE. Im Falle der Primärregelung muss der Anteil der Primärregelleistung pro Erzeugungseinheit mindestens $\pm 2\text{MW}$ bzw. $\pm 2\%$ der Nennleistung betragen. Diese Primärregelleistung muss bei einer quasistationären Frequenzabweichung von $\pm 200\text{mHz}$ linear innerhalb von 30 Sekunden erbracht werden und in voller Höhe über 15 Minuten zur Verfügung stehen. Erzeugungseinheiten, die zur Erbringung von Primärregelleistung vorgesehen werden, müssen mindestens über einen zusammenhängenden Zeitraum von sechs Stunden betrieben werden. Die Statik der Einheit muss auf Anweisung von RWE Net einstellbar sein. Der Unempfindlichkeitsbereich, in der die Einheit keine Primärregelleistung erbringt, muss kleiner als $\pm 10\text{mHz}$ sein.

Zur Erbringung von Sekundärregelleistung ausgewählte Einheiten werden online in die Regelschleife einbezogen. Die Sekundärregelleistung wird von zentraler Stelle ausgeführt und arbeitet mit Zykluszeiten von ca. einer Sekunde. Die Einheiten müssen mindestens ein Sekundärregelband von $\pm 30\text{MW}$ zur Verfügung stellen, wobei positive und negative Sekundärregelleistung voneinander getrennt angeboten werden können. Bei thermischen Einheiten muss eine Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 2% der Blocknennleistung pro Minute, bei hydraulischen Einheiten von 2% pro Sekunde möglich sein. Die Erzeugungseinheiten, die zur Erbringung von Sekundärregelleistung vorgesehen werden, müssen über einen zusammenhängenden Zeitraum von vier Stunden betrieben werden.

Im Falle der Minutenreserve muss die von RWE Net mit einer Anforderung in Bereitschaft oder Betrieb zu versetzende Reserve jeweils mindestens +30MW bzw. -30MW betragen. Die Anforderung erfolgt mit einer zeitlichen Auflösung von 15 Minuten und einem Vorlauf von mindestens 15 Minuten. Zur Vermeidung von sprunghaften Änderungen der Übergabewerte zwischen den Regelzonen bei der Fahrplanumsetzung außerhalb der Regelzone RWE Net werden Rampen vom ursprünglichen auf den geänderten Fahrplanwert benutzt. Diese Rampen beginnen fünf Minuten vor dem jeweiligen Viertelstundenintervall und enden fünf Minuten nach dem Viertelstundenwechsel. Zur Fahrplanumsetzung innerhalb der Regelzone RWE Net ist eine Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 2% der Blocknennleistung pro Minute, also wie bei Sekundärregelleistungsanforderung für thermische Einheiten, erforderlich. Die Einsatzdauer der Minutenreserve eines Präqualifikanten muss mindestens vier Stunden betragen.

Als wesentliche organisatorische Voraussetzung für die Teilnahme an allen Ausschreibungen wird die Benennung einer Kontaktstelle durch den Präqualifikanten gefordert, die für RWE Net während der gesamten Bereitschaftszeit und während des Einsatzes der Einheit für die jeweilige Regelenergieart sicher telefonisch erreichbar ist. Weiterhin hat der Präqualifikant informationstechnische Verbindungen zur Übermittlung von Statusinformationen im Falle der Primär und Sekundärregelung auf eigene Kosten zu erstellen.

Die jeweils präqualifizierten Anbieter schließen mit RWE Net einen Rahmenvertrag, der alle technischen, administrativen, operativen und kommerziellen Rahmenbedingungen umfassend regelt und erhalten dadurch das Recht, an den Ausschreibungen für die Regelenergiearten, für die sie sich präqualifiziert haben, teilzunehmen. Der Rahmenvertrag ist Voraussetzung für den beim Zuschlag abzuschließenden Bereitstellungsvertrag über die Erbringung von Regelenergie. Anbieter können sich auch nach Beendigung des ersten Präqualifikationsverfahrens jederzeit um eine Teilnahme an späteren Ausschreibungen bewerben. Für die Durchführung des entsprechenden Verfahrens wird eine Bearbeitungszeit von ca. einem Monat veranschlagt.

Derzeit wird unter Mitwirkung des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgung der Universität Dortmund ein Modell zur Beschaffung, Vergütung und Abrechnung von Regelenergie entwickelt. Der aktuelle Stand dieser Entwicklung kann dem Internetauftritt der RWE Net AG (<http://www.rwenet.com/>) entnommen werden. Endgültige Ergebnisse werden durch die beteiligten Parteien voraussichtlich im Jahr 2001 veröffentlicht.

Lorenz Müller

4.3 Schutz- und Leittechnik

4.3.1 Steuerung dezentraler Prozesse über das Internet

Der steigende Kostendruck und die weitere Einsparung von Personal in Versorgungsunternehmen wird die Zusammenführung und Überwachung von unterschiedlichen, dezentralen Prozessen erforderlich machen. Zur Zeit wird ein System zur Steuerung und Visualisierung von Prozessen in zahlreichen dezentralen Anlagen innerhalb eines virtuellen, privaten Netzwerk entwickelt. Das System bildet eine gemeinsame Plattform für die fernüberwachte Steuerung, Wartung und Visualisierung des Betriebes von dezentral betriebenen Anlagen aus den Bereichen Wasser- Energie- und Gasversorgung sowie der chemischen Industrie. Eingeschlossen sind zusätzlich Funktionalitäten für Verwaltung, Abrechnung und des e-commerce.

Im Zuge der Realisierung des Fernwirk- und Überwachungskonzeptes werden die folgenden Aspekte maßgeblich berücksichtigt:

- Sicherheit
- Zuverlässigkeit
- Integrität
- „Low-Cost“ (Systemintegration bestehender Komponenten)
- keine neuen Netze
- Orts- und Entfernungsunabhängigkeit der Lösung
- Transferierbarkeit auf verwandte Prozesse
- Transferierbarkeit auf Konfigurationen im Ausland

Oberste Zielsetzung für die zentrale Plattform ist die frühzeitige Erkennung von Fehlfunktionen der dezentral angeordneten Prozesse und Systeme mit einer detaillierten Fehleridentifikation zur schnellen Beseitigung der Störungen im Hinblick auf die sicherzustellende Versorgungsleistung. Die zentrale Realisierung der Plattform bietet dabei die Vorteile einer einheitlichen Darstellung aller Anlagen, ihrer Zustände und Fehler. Die zentrale Datenbasis aller aufgetretenen Fehler und die daraus abzuleitenden Gegenmaßnahmen ermöglichen eine effektive Fehlerbehebung von zentraler Stelle per Fernzugriff. Eine zentrale Rolle bei einer effektiven und schnellen Störungsbeseitigung spielt die gezielte Auswertung der vorhandenen Wissensbasis in Form des Anlagenzustandes und der zentralen Datenbasis sowie eine übersichtliche Darstellung. Durch eine entsprechende Früherkennung können

etwaige Störungen und damit kostenintensive Stillstände oder umweltbelastende Störfälle, etwa bei Chemieanlagen, vermieden werden.

In diesem Zusammenhang ist eine wesentliche Bedingung für den Erfolg des Systems die Zuverlässigkeit und die Sicherheit bei der Übertragung der verwendeten Daten. Die heute verfügbaren Techniken wie z.B. Wählverbindungen und Standleitungen können in Abhängigkeit der Entfernungen und der Anzahl der Anwendungen sehr kostenintensiv sein. Das Internet kann hier in Zukunft als Übertragungsmedium an Bedeutung gewinnen. Es bietet heute jedoch hinsichtlich Datensicherheit, Verfügbarkeit und Datentransferraten noch nicht die für die Steuerung von zeitkritischen Prozessen notwendige Zuverlässigkeit. Bild 4.29 zeigt, wie durch das weitere Innovationspotential der Informationstechnologien sich die Möglichkeiten des Internets weiter entwickeln werden.

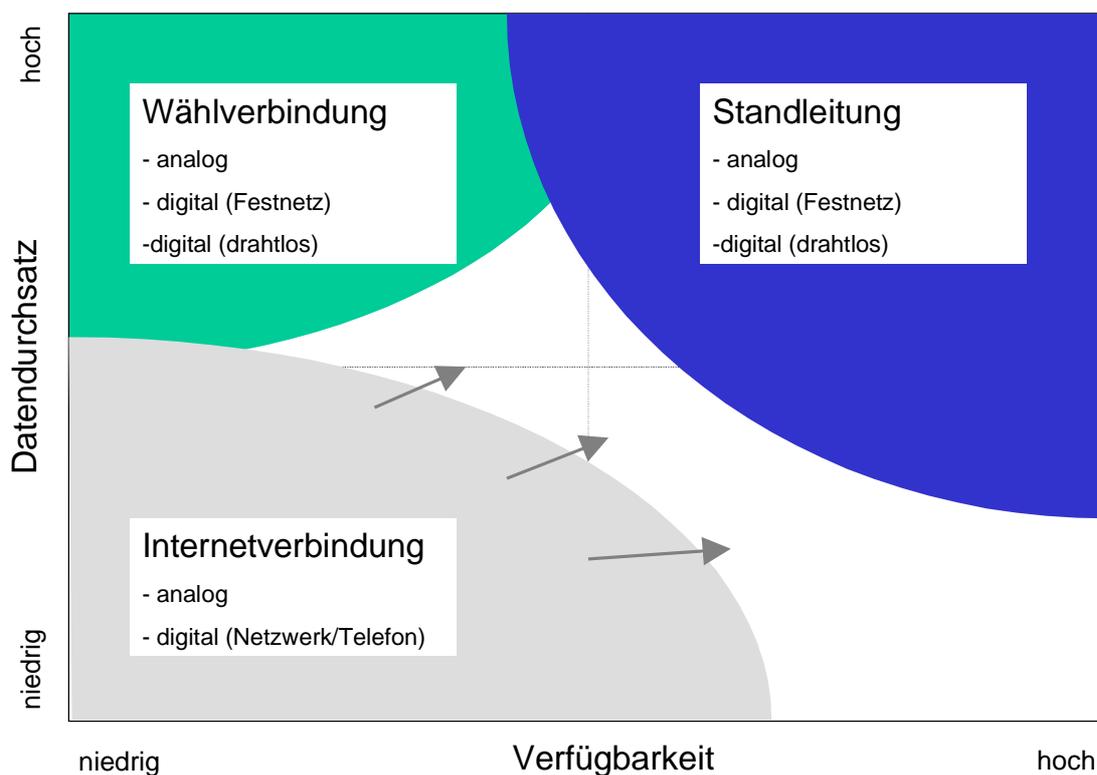


Bild 4.29: Verfügbarkeit und Datendurchsatz unterschiedlicher Übertragungsmethoden

Die über das Internet übertragenen Daten werden neben der betriebsführenden Ebene auch den kaufmännischen Abteilungen für abrechnungstechnische Belange zur Verfügung gestellt. Durch die direkte Kopplung der technischen und betriebswirtschaftlichen Systeme kann die Effektivität der angeschlossenen Prozesse weiter gesteigert werden. Das Bild 4.30

veranschaulicht die angestrebte technische Lösung zur Übertragung und zentralen Weiterverarbeitung der von den verteilten Prozessen gelieferten Daten mit den Übertragungswegen via Inter-/Intranet.

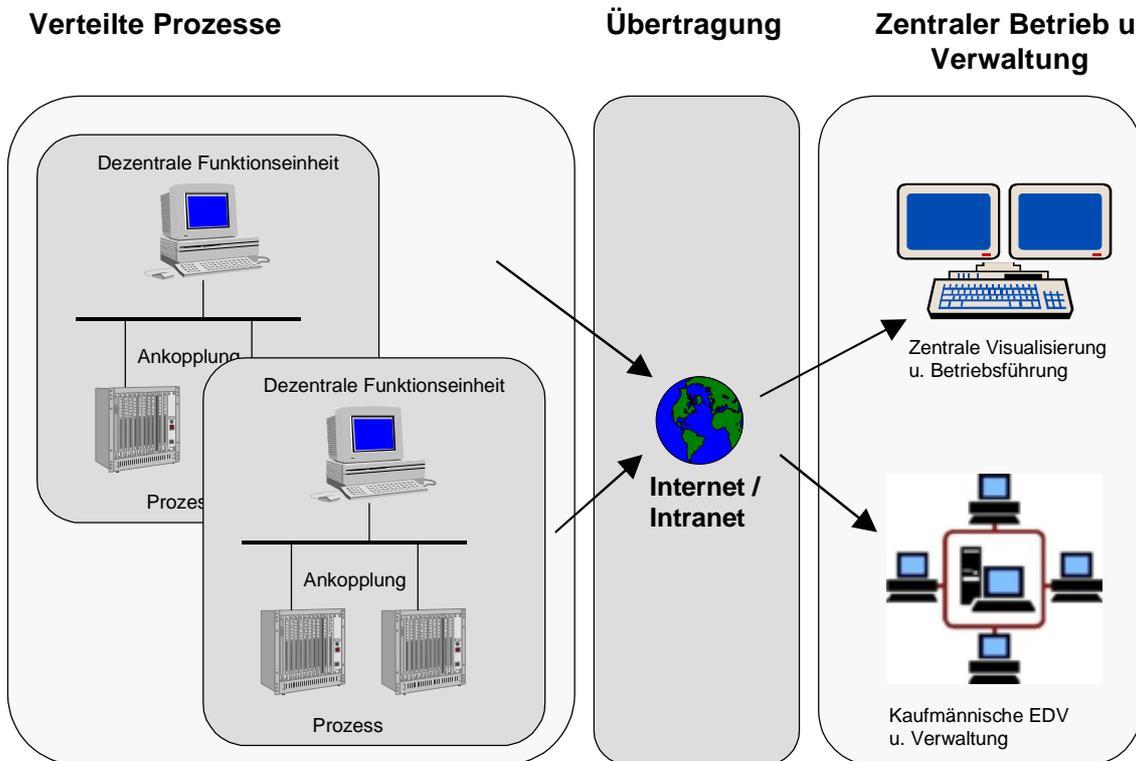


Bild 4.30: Übersicht über das angestrebte technische Konzept

F. Uphaus

Das Forschungsvorhaben wird im Rahmen einer Kooperation mit ee energy engineers GmbH, EUS GmbH, Gelsenwasser AG und der Universität Essen durchgeführt werden.

4.3.2 Die Netzkapazität von Verteilungsnetzen bei dezentraler Stromeinspeisung

Bei Anschluss von dezentralen Energieversorgungsaggregaten (DEVA) an das elektrische Verteilungsnetz ist mit dem Auftreten von Netzurückwirkungserscheinungen zu rechnen. Diese resultieren einerseits aus der stochastischen Einspeisecharakteristik einzelner Anlagentypen, andererseits aus der leistungselektronischen Netzkopplung mittels Wechselrichter. Die Netzurückwirkungen verursachen Änderungen charakteristischer Netzgrößen, die ihrerseits zur Aufrechterhaltung der *Versorgungszuverlässigkeit* und *Versorgungsqualität* nur innerhalb zulässiger Grenzen variieren dürfen. Der Trend hin zu mehr Neuinstallationen (Photovoltaik, Brennstoffzellen) führt zu einer Anhäufung von Netzurückwirkungserscheinungen und somit zu möglichen Grenzverletzungen.

Ein Maß für die maximal mögliche, dezentral in das Verteilungsnetz einspeisbare Leistung ist die Netzkapazität des Verteilungsnetzes. Dabei ist zu beachten, dass unter Berücksichtigung der Gesamtheit aller Netzurückwirkungen keine Grenzverletzungen der betrachteten Netzgrößen auftreten. Folglich stellen die charakteristischen Größen des Netzes mit ihren jeweiligen Grenzen Indikatoren für die Bestimmung der Netzkapazität dar.

Das Verteilungsnetz umfasst die Spannungsebenen 10/20 kV und 0,4 kV, wobei mehrere 0,4-kV-Netzbezirke einem 10/20-kV-Netz untergeordnet sind. Diese Aufteilung erfordert eine Differenzierung zwischen der Netzkapazität des gesamten Verteilungsnetzes sowie den Netzkapazitäten einzelner Netzbereiche, da sich in allen Netzebenen unterschiedliche Grenzwerte ergeben.

Dezentral zur Verfügung gestellte Leistung, welche lokal in einem Netzbereich nicht abgenommen werden kann, wird in den nächst höheren, übergeordneten Netzbereich zurückgespeist (Bild 4.31). Für die aus Netzbezirk k in den übergeordneten Netzbereich eingespeiste Leistung gilt, wenn in Netzbezirk k ausschließlich Einspeisungen aus DEVA vorhanden sind:

$$P_k = \sum_{i=1}^{AD} P_{DEVA,i} - \sum_{j=1}^{AL} P_{L,j} - P_{V,k} \quad \begin{array}{l} AD: \text{Anzahl der DEVA in Netzbezirk } k \\ AL: \text{Anzahl der Lasten in Netzbezirk } k \end{array} \quad 4.7$$

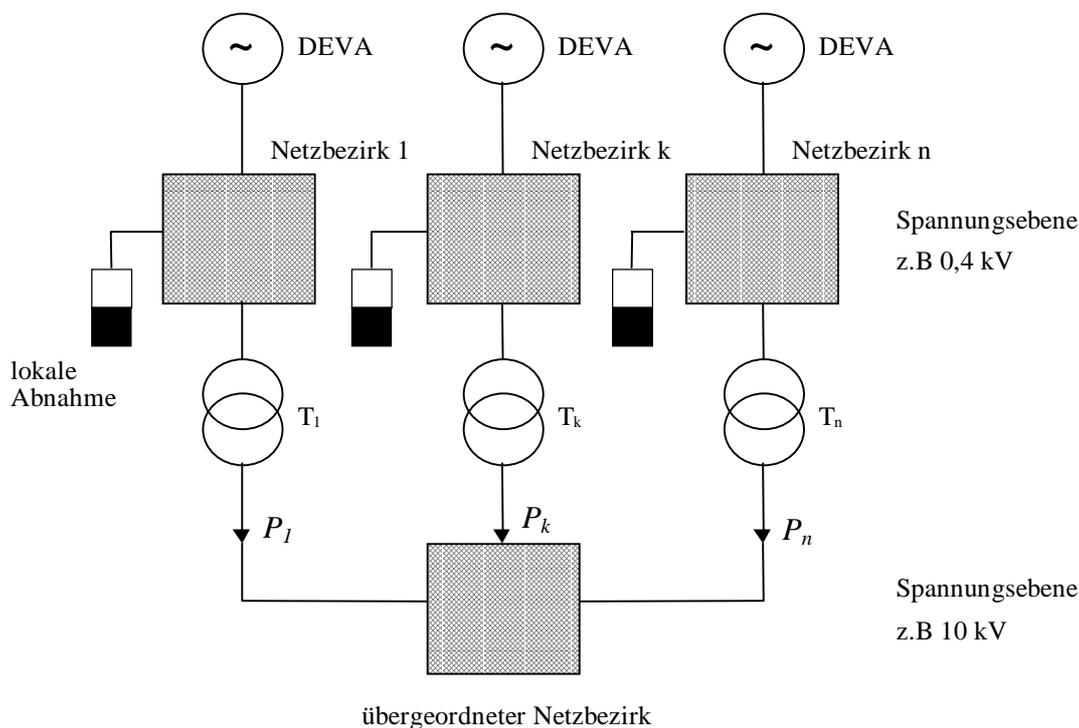


Bild 4.31: Mögliche Leistungsflussumkehr bei dezentraler Einspeisung

Dabei sind $P_{V,k}$ die ohmschen Verluste im Netzbezirk k . Eine Beschränkung dieses Leistungsflusses kann aus mehreren Gründen notwendig werden:

- Bemessungsleistung des Netzstationstransformators T_k
- Summe aller DEVA-Rückspeisung nicht größer als Netzkapazität des überlagerten Netzes
- Netzengpässe
- Beeinflussung der Transportleistung im Hoch- und Höchstspannungsnetz
- Energielieferverträge

Die Netzkapazität ist folglich unter Berücksichtigung der elektrotechnischen und wirtschaftlichen Umgebung zu bestimmen. Insbesondere ist deshalb die maximal zulässige Leistungseinspeisung als Indikator für die Bestimmung der Netzkapazität zu betrachten. Weitergehend ist jeder Knotenpunkt des betrachteten Netzes bezüglich der Aufnahme von DEVA durch typische Netzgrößen zu charakterisieren. Zusammen mit den in der DIN IEC 38 und ab dem Jahre 2003 in der DIN EN 50160 festgelegten Grenzwerten für diese Größen ergeben sich weitere Indikatoren (Tabelle 4.3).

Tabelle 4.3: Indikatoren für die Bestimmung der Netzkapazität im Verteilungsnetz

Netzgröße	Definition / Bemerkung	Einhaltung der Grenzwerte wichtig im Hinblick auf:
U_{eff}	Effektivwert der Netzspannung	Quasistationäre Spannungshaltung
$\Delta U_{\text{eff,lt}}$ ----- $\Delta U_{\text{eff,st}}$	Änderung des Effektivwertes der Netzspannung innerhalb eines Beobachtungszeitraumes	Spannungshaltung / Spannungsqualität
$P_{\text{lt}}/P_{\text{st}}$ (keine prozentualen Werte)	P beschreibt Störwirkung von Flickern in Langzeitintervallen (lt - long term) bzw. Kurzzeitintervallen (st - short term)	Spannungsqualität
Oberschwingungen	Verzerrungen bei Spannungen und Strömen, d.h. Abweichungen von der Sinusform	Spannungsqualität
I_{ij}, I_{ji}	Betrag des Stromes zwischen Knoten i und j bzw. zwischen Knoten j und i	Versorgungssicherheit und Betriebsmittelschutz
S_k''	Anfangs-Kurzschlussleistung	Spannungshaltung im Fehlerfall ($S_{k,\text{min}}''$) Ausschaltvermögen der Leistungsschalter ($S_{k,\text{max}}''$)

Für die Bestimmung der Netzkapazität am Beispiel der Indikatoren *Leistung*, *Betriebsmittelbelastung* und *Spannungsband* wird auf Seiten der DEVA der Wechselrichter als induktiv gekoppelter Gleichspannungs-Wechselspannungsumsetzer modelliert, dessen Ersatzschaltbild in Bild 4.32 dargestellt ist.

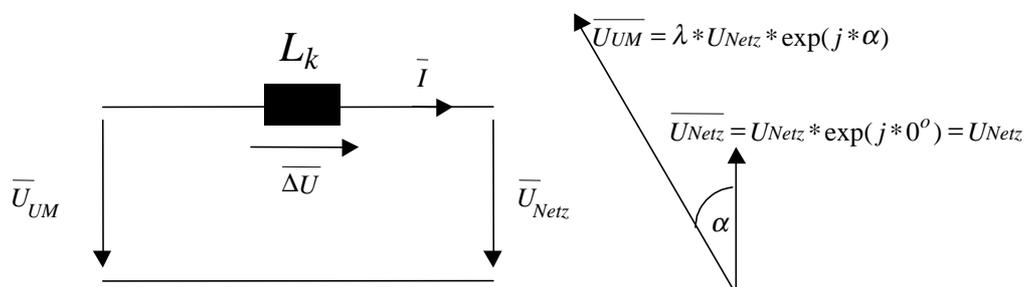


Bild 4.32: Einphasiges ESB-Modell und Zeigerdiagramm eines DEVA-Umrichters

Der Winkel α und der Faktor β charakterisieren die Steuergrößen des Wechselrichters, so dass sich für die Wirk- und Blindleistungseinspeisungen folgendes mathematisches Modell ergibt:

$$P = \frac{U_{Netz}^2}{L_k} * \beta * \sin(\alpha) \quad 4.8$$

$$Q = \frac{U_{Netz}^2}{L_k} * (\beta * \cos(\alpha) - 1) \quad 4.9$$

Mit den Gleichungen 4.8 und 4.9 ergibt sich ein DEVA-Modell, welches aus systemtechnischer Sicht als negativer, spannungsabhängiger Lastknoten (NUPQ-Knoten) betrachtet wird.

Als mathematisches Verfahren zur Bestimmung der Netzkapazität unter Berücksichtigung der oben genannten Indikatoren wird der optimale Lastfluss (OPF) angewandt. Als Optimierungsziel wird im Hinblick auf die Definition der Netzkapazität die maximal mögliche, dezentral eingespeiste Leistung unter Einhaltung aller Nebenbedingungen festgelegt. Als Gleichheitsnebenbedingungen treten die Lastflussgleichungen und die Gleichungen 4.8 und 4.9, als Ungleichheitsnebenbedingungen die quasistationäre Spannungshaltung, die maximale Belastbarkeit der Betriebsmittel sowie die zulässige Leistungsauspeisung in den übergeordneten Netzbereich auf. Es wird ein DEVA-Leistungserhöhungsfaktor λ_i pro Knoten definiert, deren Summe nach 4.10 mittels OPF maximiert wird.

$$f = \sum_{i=1}^n \lambda_i \longrightarrow \max \quad 4.10$$

Dadurch ergeben sich die nachfolgenden Nettoleistungen 4.11 und 4.12 an den einzelnen Netzknoten, unter Berücksichtigung von 4.8 und 4.9:

$$P_{G,i} - P_{L,i} + \lambda_i * P_{DEVA,i} = \Re \left\{ \overline{U}_i * \sum_{j=1}^n \overline{y}_{ij} * \overline{U}_j \right\} \quad 4.11$$

$$Q_{G,i} - Q_{L,i} + \lambda_i * Q_{DEVA,i} = \Im \left\{ \overline{U}_i * \sum_{j=1}^n \overline{y}_{ij} * \overline{U}_j \right\} \quad 4.12$$

Bei der Durchführung der Optimierungsrechnung in MatLab sind typische Verbraucherkurven (TVK) für Haushalte mit und ohne DEVA-Anschluss verwendet worden. Die Blindleistung wurde in Abhängigkeit zur Wirkleistung mit dem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 0.9$ mit in die Berechnungen einbezogen. Um stochastische Einflüsse bei den Verbrauchern zu

simulieren, wurden die TVK durch Zufallszahlen pro Zeitabschnitt (15 min) im Bereich 0,9 bis 1,05 gewichtet.

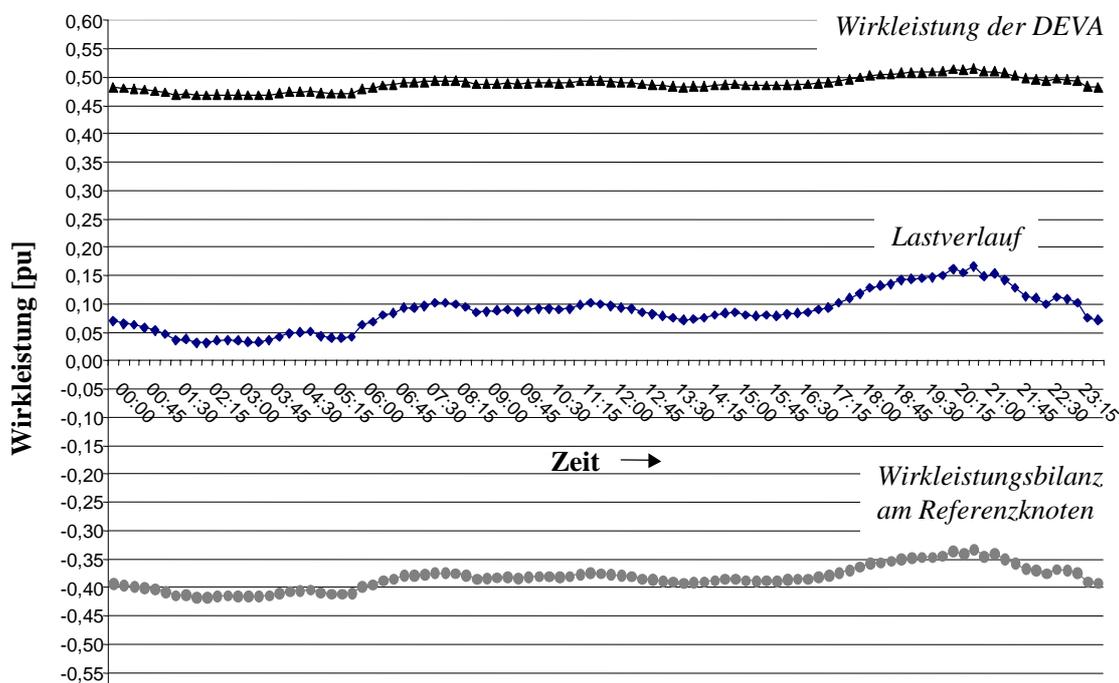


Bild 4.33: Ergebnis einer Optimierung über einen Tag

Das Ergebnis einer solchen Optimierung mit 13 Einspeiseknoten in einem 84-knotigen realen Niederspannungsnetz zeigt Bild 4.33. Bei dieser Darstellung ist die eingespeiste Leistung aller DEVA summiert abgebildet. Es ist zu erkennen, dass die aus DEVA optimal eingespeiste Wirkleistung zeitlich gesehen nahezu konstant ist. Bei einer Bezugsleistung von 630 kVA ergibt sich eine kumulierte DEVA-Leistung von 320 kW. Eine Aufteilung in optimale Einspeiseleistung pro Knoten wird hier nicht vorgenommen. Der geringfügige Unterschied zwischen Schwach- und Starklastfall lässt sich auf die Wirkung des Referenzknotens zurückführen. Die insgesamt dezentral eingespeiste Leistung wird, wenn sie nicht lokal abgenommen wird, über den Referenzknoten abgeführt. Im Schwachlastfall ist folglich bei ungefähr konstanter dezentraler Einspeisung der Leistungsfluss über den Referenzknoten größer als im Starklastfall. Dass dieses Simulationsergebnis im Rahmen von Grenzwertvorgaben die wirkliche Netzkapazität wiedergibt, zeigt der Vergleich des Spannungsprofils über den Tag ohne und mit DEVA (Bild 4). Deutlich ist das Erreichen der unteren Spannungsgrenze an einzelnen Knoten zu erkennen.

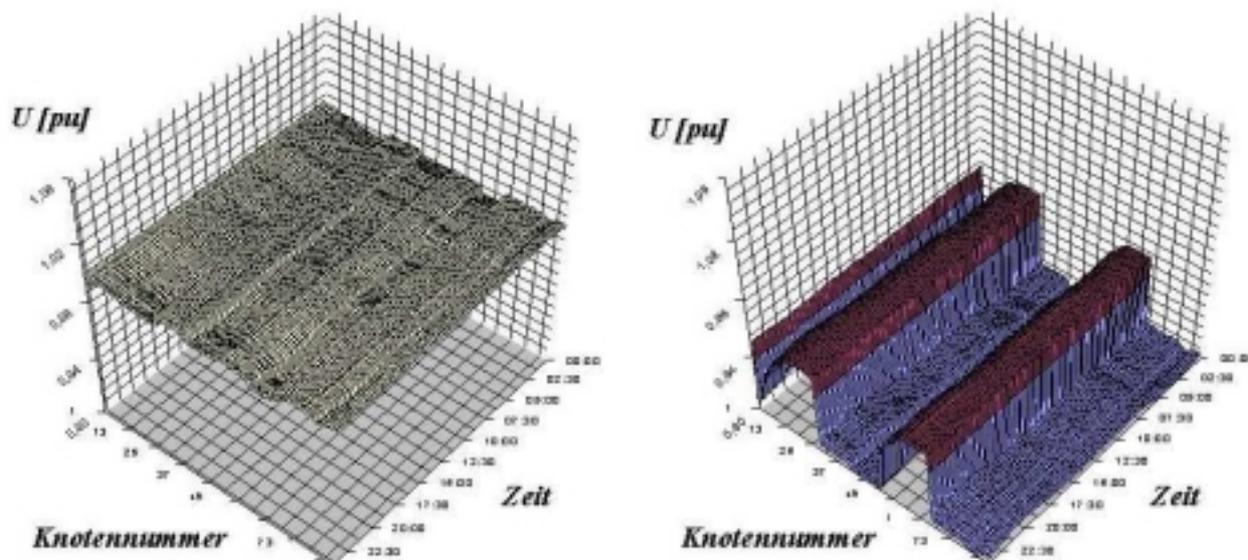


Bild 4.34: Spannungsprofil ohne und mit DEVA

Für weiterführende Untersuchungen ist der OPF um die fehlenden Indikatoren nach Tabelle 4.3 zu ergänzen.

Th. Wiesner, J. Brosda

EV0022

Diese Arbeit entstand im Rahmen des MSWF-Forschungsprojektes "Integration von innovativen und regenerativen Eigenerzeugungsanlagen in das elektrische Niederspannungsnetz" und des DFG-Projektes "Wirtschaftlich optimales Management von Netzengpässen in liberalisierten Energiemärkten".

4.3.3 Spektrales Netzimpedanz-Mess-System

Die Grundlage zur Bewertung von Vorgängen im elektrischen Niederspannungsnetz bilden die Netzimpedanzen von Betriebsmitteln und Lasten. Sie haben einen direkten Einfluss auf die charakteristischen Größen der Netze (Bild 4.35). Bei Kenntnis ihrer Werte nach Betrag und Phase sowie ihrer Verschaltung, dargestellt in einer Admittanzmatrix, lassen sich komplexe Vorgänge wie Lastfluss, Spannungsunsymmetrien, Flicker, Oberschwingungen etc. mathematisch beschreiben und die Verursacher von Störungen lokalisieren.

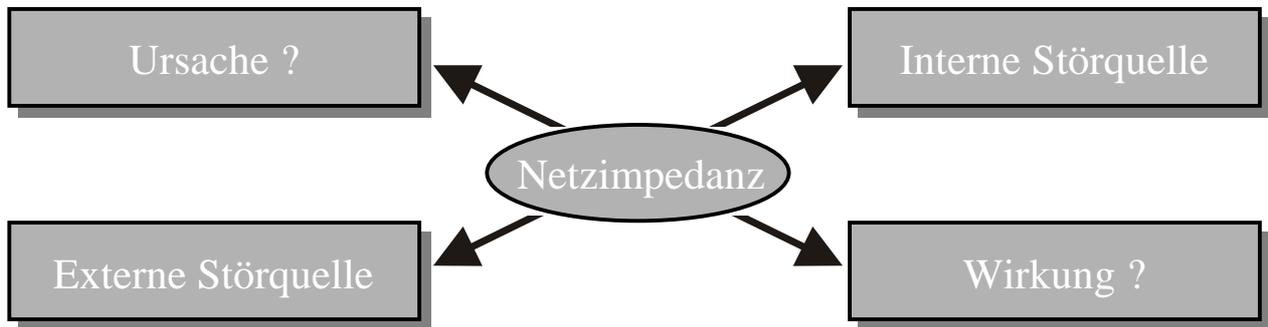


Bild 4.35: Ursache-Wirkung-Prinzip im Zusammenhang mit der Netzimpedanz

Bislang reichte die 50-Hz-Impedanz der Betriebsmittel und Lasten für eine Netzanalyse aus. Bei Frequenzen ober- bzw. unterhalb der Netznennfrequenz, wie sie beispielsweise bei Flickererscheinungen und Oberschwingungen auftreten, wurden lineare Zusammenhänge der induktiven und kapazitiven Anteile der Impedanzen und der Frequenz bis zu 2500 Hz angenommen. Aufgrund der steigenden Zahl von leistungselektronisch mit dem elektrischen Niederspannungsnetz gekoppelten Verbrauchern und der in Zukunft zu erwartenden Zunahme von dezentralen Energieumwandlungsanlagen mit Wechselrichterkopplung reichen diese Näherungen nicht mehr aus. Frequenzanteile, im Bereich von 10 bis 20 kHz werden vermehrt auftreten (Tabelle 4.4). Außerdem wird der Anteil an Zwischenharmonischen durch regelungstechnische Verfahren in der Wechselrichtertechnik einen nicht unerheblichen Einfluss auf die Vorgänge im Niederspannungsnetz haben. Skin- und Proximityeffekte sind zusätzlich zu betrachten, außerdem kann es bei hohen Frequenzen zu Reflexionen an ausgezeichneten Stellen im Netz, zum Beispiel an einer Kabelmuffe, und somit zu verstärkten Resonanzerscheinungen kommen. Aus diesem Grunde ist das Modell der 50-Hz-Impedanzen durch ihr spektrales Verhalten zu erweitern. Der bislang genutzte lineare Zusammenhang im Frequenzbereich bis 2500 Hz muss durch ein entsprechendes Frequenzmodell ersetzt werden.

Tabelle 4.4: Zu betrachtende Frequenzbereiche

Frequenzbereich	Beschreibung	Auswirkungen
DC ... < 50 Hz	Flicker	Physische Wahrnehmung
> 50 Hz ... 2,5 kHz	Oberschwingungen, Zwischenharmonische	Fehlfunktion von Betriebsmitteln und Verbrauchern, hohe thermische Belastung
>2,5 kHz	Höherfrequente Störungen	Fehlfunktion von Betriebsmitteln und Verbrauchern, hohe thermische Belastung, Störung von z.B. Telekommunikations- einrichtungen

Da vor allem die Resonanzerscheinungen durch alleinige Analyse des Niederspannungsnetzes anhand der Topologie nicht exakt erfasst werden können, ist die messtechnische Erfassung der spektralen Netzimpedanzen an den Anschluss- und Verknüpfungspunkten erforderlich. Ein weiterer, äußerst wichtiger Aspekt für die messtechnische Erfassung ist die besonders im Niederspannungsnetz auftretende Dynamik aufgrund von häufigen Laständerungen an den Verbraucherknotten, was eine Veränderung des Impedanzspektrums nach sich zieht. Längerfristige Messreihen sind notwendig, um typische Impedanzverläufe für Niederspannungsnetze herausarbeiten zu können. Aus diesen wird anschließend ein gültiges Frequenzmodell für die Netzimpedanz erstellt. Für die Durchführung der Messungen wurde ein Mess-System entwickelt. Das Prinzip und dessen Hardware-technische Umsetzung zeigt Bild 4.36. Im I. Quartal 2001 sind weitere Messungen im Niederspannungsnetz geplant.

W. Horenkamp, Th. Wiesner

Diese Arbeit wurde im Rahmen des MSWF-Forschungsprojektes "Integration von innovativen und regenerativen Eigenerzeugungsanlagen in das Niederspannungsnetz" durchgeführt.

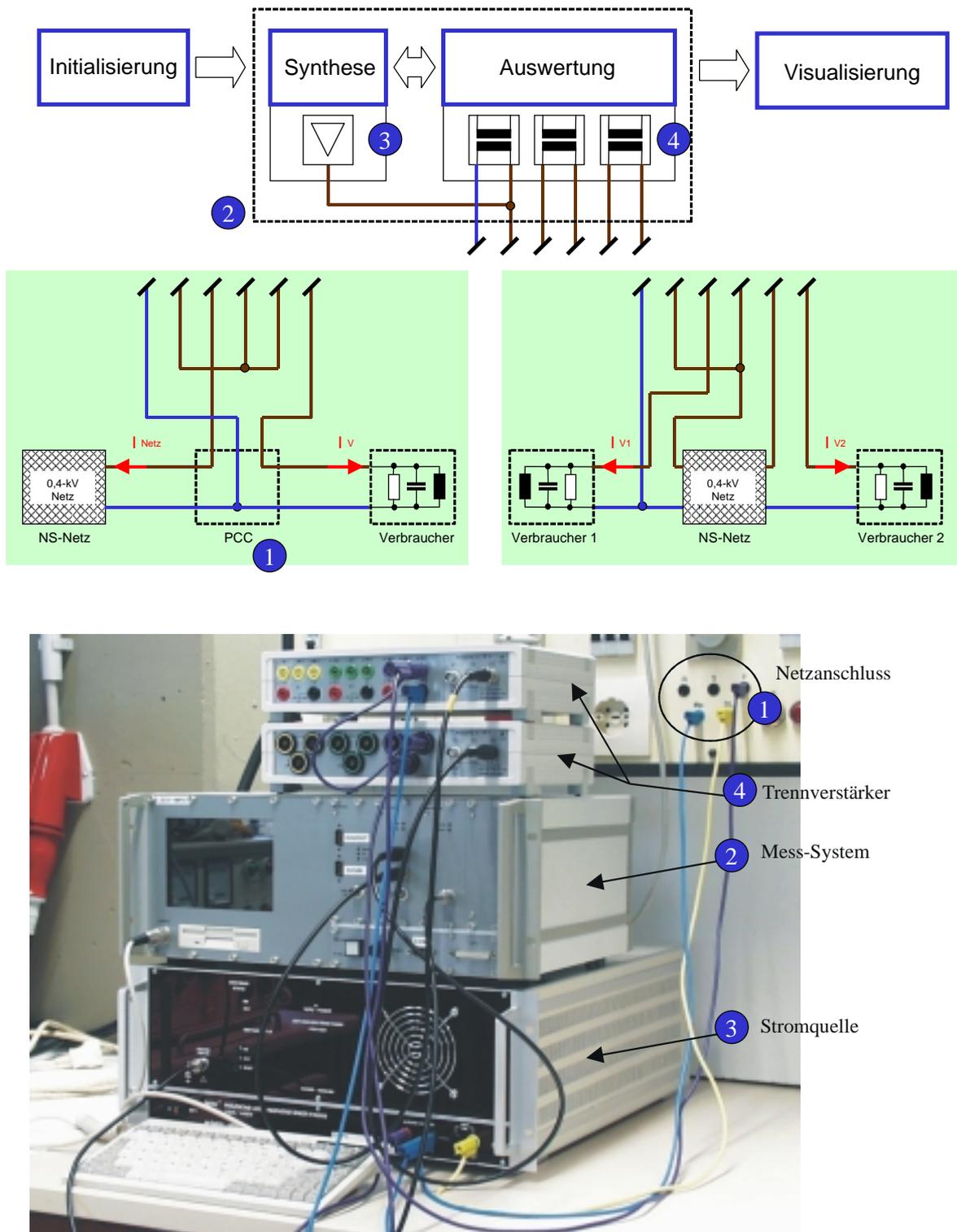


Bild 4.36: Aufbau zur Messung der spektralen Netzimpedanz

4.3.4 Brennstoffzellen-Versuchsanlage

Am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgung wurde im November eine Brennstoffzellen-Versuchsanlage PEMFC Polymer Elektrolyt Membran Fuel Cell in Betrieb genommen (Bild 4.37). Diese Anlage soll die Durchführung von Untersuchungen des elektrischen Verhaltens eines PEM-Stacks, insbesondere im Hinblick auf den stationären Einsatz zur Hausenergieversorgung ermöglichen. Im derzeitigen Ausbauzustand wird die Anlage mit Wasserstoff und Sauerstoff aus Hochdruckflaschen betrieben. Neben dem reinen Wasserstoff / Sauerstoffbetrieb ist der Betrieb mit gereinigter Umgebungsluft als Oxidant später vorgesehen. Die erreichbare elektrische Leistung des Zellenblocks beträgt ohne Befeuchtung 200 Watt bei einer Betriebstemperatur zwischen 60 und 80 °C und einem Druck von ca. 3,5 bar für H₂ und O₂.

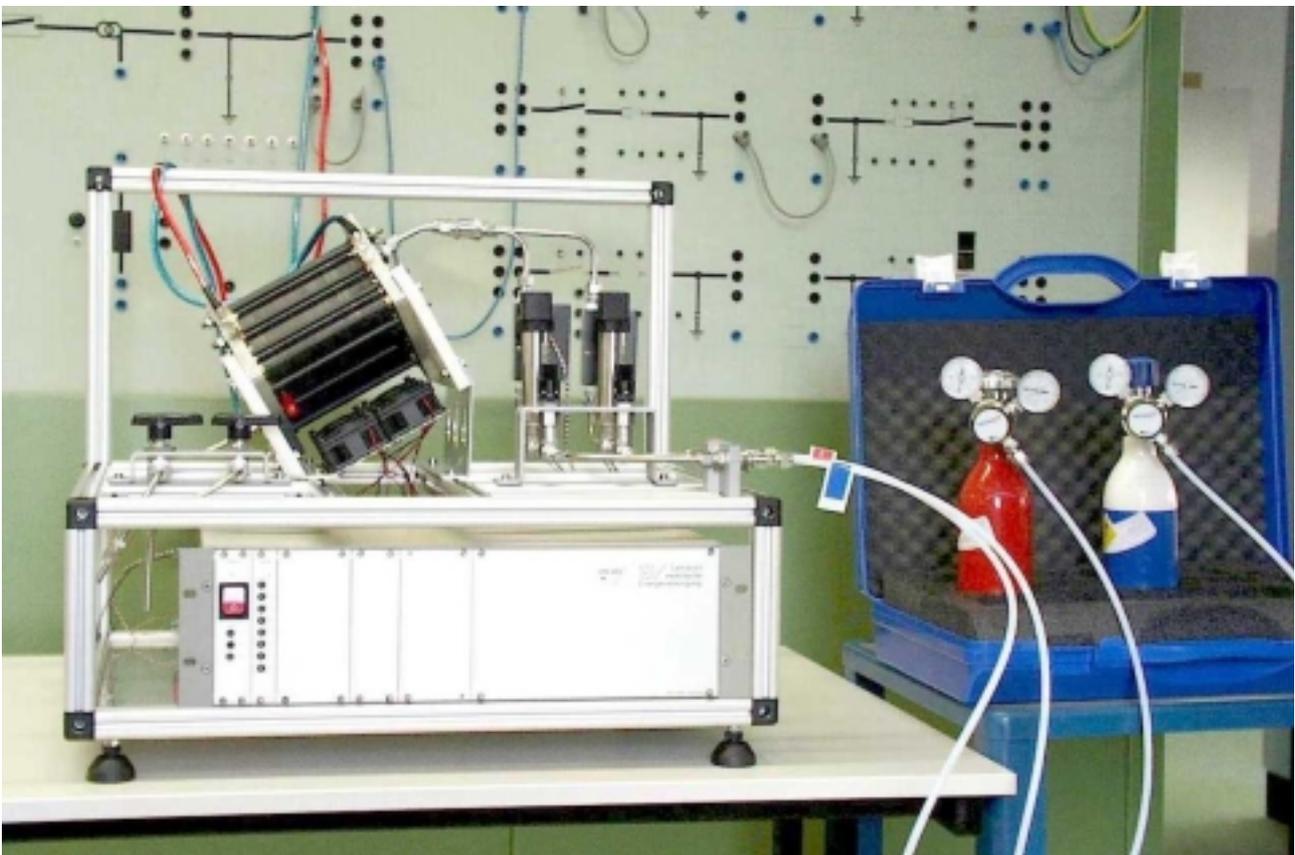


Bild 4.37: PEMFC- Versuchsanlage

Der Experimentalbetrieb stellt hohe Anforderungen an die Bedienung und Visualisierung. Die wichtigen Betriebsparameter wie Druck, Durchflussmengen, Temperaturen und der elektrischen Größen werden ständig aktualisiert und auf einem Display dargestellt. Die Messwerte werden ausgewertet und bei Grenzwertüberschreitungen und Störungen durch Farbumschläge sofort angezeigt.

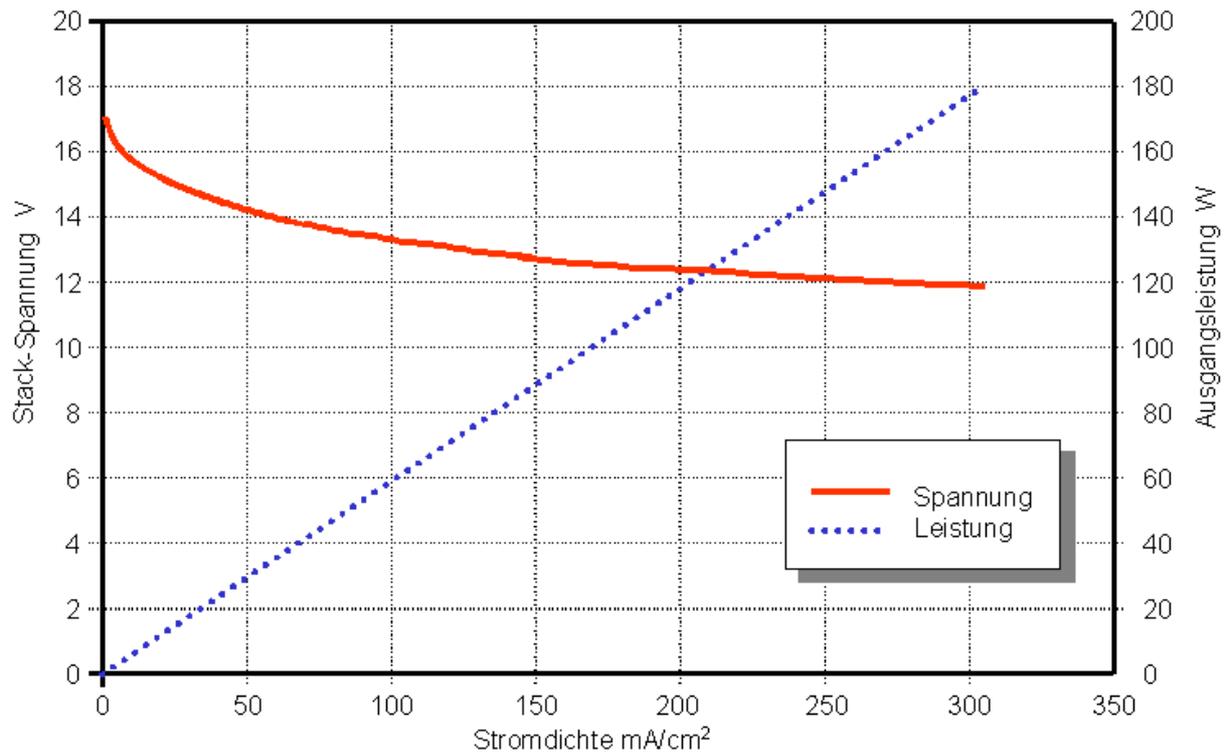


Bild 4.38: Stack Performance

Die elektrische Leistung des Zellenblocks wird zur Zeit von einer regelbaren elektronischen Last abgenommen. Bei Ausfall der Last wird ein ohmscher Widerstand zum Herunterfahren der Anlage zugeschaltet. In einem späteren Zeitpunkt ist der Anschluss eines Wechselrichters mit Netzkopplung vorgesehen.

Die mit Hilfe des Versuchstandes gewonnenen Erkenntnisse über das dynamische Verhalten zum Beispiel bei Lastwechsel und der Betriebsführung solcher Anlagen können für weiterführende Untersuchungen zu einem Energiemanagementkonzept für dezentrale Energieversorgungsanlagen mit Brennstoffzellenanlagen ausgebaut werden. Weiterhin kann der Versuchstand als Anschauungs- und Versuchsobjekt eingesetzt werden. Gegenüber einem Simulationsmodell besteht der Vorteil darin, dass reale Betriebsabläufe dargestellt und bewertet werden können.

W. Horenkamp, Th. Wiesner

Diese Arbeit wurde im Rahmen des MSWF-Forschungsprojektes "Integration von innovativen und regenerativen Eigenerzeugungsanlagen in das Niederspannungsnetz" durchgeführt.

5 Vorträge

5.1 Beiträge für das Kolloquium

- 20.01.2000 Prof. Dr. George Gross, University of Illinois, Urbana Champaign, USA
„Regionalisierung der Netze in Energieversorgungssystemen mit freiem Netzzugang“ Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik
- 19.04.2000 Dr. Xiao-Ping Zhang, NARI, State Electric Power Corporation, P.R. China
„Nonlinear Interior Point Method based OPF, FACTS and Power Flow“, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik
- 10.05.2000 Dr. Mühlegger, LEM INSTRUMENTS, Österreich
„Spannungsqualität und Netzstörungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen“, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik

5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 14.01.2000 *E. Handschin*: „Energy Management Systems for Fuel Cell Systems“, Ballard Fuel Cell Symposium 2000, Vancouver, Canada
- 09.02.2000 *E. Handschin*: „Produktqualität der Ware Strom im liberalisierten Markt“, EURO-Forum, Essen
- 29.03.2000 *E. Handschin*: „Ergänzende Systeme der Netzbetriebsführung“, AKTR-Seminar der FGH „Informationstechnik in der Netzbetriebsführung“, Deidesheim
- 29.03.2000 *E. Handschin*: „Lastmodellierung für die effiziente Netznutzung“ VDEW-Tagung, Sindelfingen

- 06.04.2000 *L. Müller*: „Comparison of Pricing Methodologies for Wheeling Transactions in Liberalised Energy Supply Schemes“, int. Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT) 2000, London
- 28.04.2000 *C. Leder*: „Stability Assessment of Electric Power Systems using Growing Neural Gas and Self-Organizing Maps, 8th European Symposium on Artificial Neural Networks, ESANN 2000, Brügge, Belgien
- 28.04.99 *Th. Wiesner*: „Die Netzstruktur als Grundlage für die Beurteilung der Anschlussfähigkeit von dezentralen Energieumwandlungsanlagen“, ZEDO-Workshop in Dortmund
- 24.05.2000: *C. Becker*: „Intelligente Betriebszustandsdiagnose elektrischer Betriebsmittel“, Antragskolloquium zum DFG-Schwerpunktprogramm „Zustandsbewertung von Betriebsmitteln und Anlagen der elektrischen Energieversorgung“
- 09.06.2000 *E. Handschin*: „Produktqualität der Ware Strom im liberalisierten Markt“, Conference on Power Quality-Session, Nürnberg
- 05.07.2000 *E. Handschin*: „Optimaler und koordinierter Betrieb für Übertragungsnetze mit FACTS“, Regelungstechnisches Kolloquium an der TU Dresden
- 02.08.2000 *E. Handschin*: „Deregulation and Transmission Management in the German Electricity Market“, Int. Workshop on Liberalisation and Modernisation of Power Systems: Operation and Control Problems in Irkutsk, Russland
- 02.08.2000 *C. Becker*: „Autonomous Systems for Preventive Coordinating Control of FACTS-Devices“, Int. Workshop on Liberalisation and Modernisation of Power Systems: Operation and Control Problems in Irkutsk, Russland
- 03.08.2000 *C. Leder*: „Visualization of Large Scale Power Systems Based on Online Security Assessment and Pre-Calculated Control Actions“, Int. Workshop on Liberalisation and Modernisation of Power Systems: Operation and Control, Irkutsk, Russland

- 26.09.2000 *Th. Wiesner*: „Prospects of a Setup of Decentralized Energy-Conversion-Systems with Smaller Output in the Electric Low-Voltage-Network“, MICROTEC in Hannover
- 20.11.2000 *E. Handschin*: „Mathematische Grundlagen“, AKTR-Seminar „Zuverlässigkeitsanalyse für elektrische Energieversorgungssysteme“ der FGH, Deidesheim
- 28.11.2000 *J. Brosda*: „Netzengpass-Management in liberalisierten Strommärkten“, Kolloquium zum DFG-Schwerpunktprogramm „Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energiesysteme“ in Dresden
- 29.11.2000 *C. Leder*: „Ein kognitiv kompatibles Visualisierungskonzept für die Netzführung auf Basis einer vorausschauenden Zustandsbestimmung mit Methoden der Computational Intelligence“, Berichtskolloquium zum DFG-Schwerpunktprogramm „Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energiesysteme“ in Dresden
- 14.12.2000 *C. Leder*: „Einsatz einer SOM zur vorausschauenden Stabilitätsbestimmung und Prozesslenkung in elektrischen Energieübertragungssystemen“, Kolloquium der Arbeitsgruppe Neuroinformatik an der Universität Bielefeld

6 Veröffentlichungen

6.1 Veröffentlichungen

E. Handschin, W. Horenkamp, Th. Wiesner: "Technisch-wirtschaftliche Aspekte für dezentrale Energieversorgung im Niederspannungsnetz", e&i Elektrotechnik und Informationstechnik, ÖVE-Verbandszeitschrift, 117. Jg. (2000), Heft 7/8, S. 456-460

Die Neu- und Weiterentwicklung von regenerativen Technologien, wie die Nutzung von Wind-, Biomasse- und Solarenergie sowie die Brennstoffzelle, werden in den nächsten Jahren die Energielandschaft verändern. Insbesondere Photovoltaikanlagen und kleine Brennstoffzellen-BHKW werden im Niederspannungsnetz angeschlossen. Neben den wirtschaftlichen Aspekten werden die technischen Anschlussbedingungen untersucht, wobei insbesondere die vorhandenen Netzkapazitäten die erforderlichen Schutzeinrichtungen betrachtet werden. Anschließend wird ein Energiemanagementsystem vorgestellt, in dem die speziellen Anforderungen für die dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) berücksichtigt werden.

E. Handschin, W. Horenkamp, Th. Wiesner: „Prospects of a Setup of Decentralized Energy-Conversion-Systems with Smaller Output in the Electric Low-Voltage-Network“, MicroTec 2000, Hannover

The prospects of decentralized energy conversion systems (DECS) with low power output depend strongly on the interest of investment of different persons'groups. In order to achieve an acceptable price for these still quite expensive decentralized energy conversion systems, a surface covering introduction of DECS is to be aimed at. As investors, private people on one side and utilities (EVU) as well as energy services enterprises (EDU) on the other side are proofed on their possible intention. From this comparison, the prospects of a surface covering establishment are derived for DECS in the low-voltage network.

E. Handschin: "Auch für Strom gilt: Qualität hat ihren Preis – aber nur dort, wo sie gebraucht wird", Elektrizitätswirtschaft, Jg. 99(2000), Heft 17-18, S. 20-24

Der Preiswettbewerb im liberalisierten Markt führt dazu, dass die Produktqualität von Strom sich grundsätzlich an den Kunden mit Normalwünschen orientieren wird. Wer mehr will, muss mehr bezahlen. Aber auch dem Preis setzt der Wettbewerb Grenzen. Für Kunden mit Sonderwünschen wird nicht mehr flächendeckend die Versorgungsqualität für das gesamte Netz "hochgeschraubt". Statt dessen werden jetzt punktuelle, spezifische Lösungen benötigt.

C. Rehtanz, C. Leder: “Stability Assessment of Electric Power Systems using Growing Neural Gas and Self-Organizing Maps”, 8th European Symposium on Artificial Neural Networks, ESANN 2000, Brügge, Belgien, April 2000

Liberalized competitive electrical energy markets need tools for real-time stability assessment to link the technical with the market issues. Analytical tools are available but time-consuming. Alternatively, knowledge based systems speed up the stability assessment but most of them need extensive and assessed training data. Unsupervised learning methods like Growing Neural Gas or Self-Organizing Maps use training situations and the information of stability separately. Doing this, the calculation of training data is less time consuming. The use of the two methods within a fully automated tool for stability assessment is discussed in this paper. Aspects of self-learning, quality of the assessment and application to real power systems are considered.

E. Handschin, L. Müller: “Comparison of Pricing Methodologies for Wheeling Transactions in Liberalized Energy Supply Schemes”, Int. Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT) 2000, London, April 4 – 7, 2000

During the past years, liberalization of electricity sectors in many countries has taken place, changing significantly the general framework. A subject of increasing interest is the access of market actors to the transmission network and the remuneration of realized wheeling transactions. Various pricing methodologies have been discussed extensively and are now adopted unhomogeneously by different countries. The presentation gives a survey of the existing models and their advantages and disadvantages. It examines the impact of wheeling transactions on the state of transmission system. Furthermore, it agrees to the treatment of losses and deviations from the scheduled energy. For this purpose, an object-oriented software-package for operation, simulation and analysis of electrical energy systems is presented.

C. Leder, C. Becker, C. Rehtanz: “Visualization of Large Scale Power Systems Based on online Security Assessment and Pre-Calculated Control Actions”, International Workshop on Liberalization and Modernization of Power Systems: Operation and Control, August 2000, Irkutsk, Russia

The operation of electrical transmission systems has to be more flexible under competition. An optimal use of the operation fund “network” can be achieved by running the system closer to the technical limits. Therefore it is essential to generate high quality information about the available load capability and, if necessary, proposals for adequate control actions in the dynamic environment. A new, intelligent visualization system supports the operators natural human way of acting in decision situations. Analytical methods for the assessment

of systems security and generation of control actions are very time-consuming. Hence methods of computational intelligence are used for online operation.

C. Becker, C. Leder, C. Rehtanz: "Autonomous Systems for Preventive Coordinating Control of FACTS Devices", International Workshop on Liberalization and Modernization of Power Systems: Operation and Control Problems, August 2000, Irkutsk, Russia

The implementation of novel power-electronic FACTS-devices offers many advantages concerning a flexible operation of modern liberalized electrical power systems. However, during their operation they cause some negative effects affecting the steady-state and dynamical system security. The paper describes the necessary coordinating control measures which are required to suppress these negative effects. It introduces the theory of autonomous systems as a schematic approach to realize such a preventive coordinating control. In a first step the coordinating measures are represented in a universally valid knowledge-based form. This generic representation must be related to each FACTS-device in its environment dependent on the network topology. Therefore the autonomous control system automatically analyses the topology of the power system and generates specific information, like fuzzy rule bases e.g., from the generic knowledge-based representation of the coordinating measures. The specific information is downloaded into decentralized autonomous agents which coordinate conventional controllers and FACTS-controllers. The generic coordinating measures remain valid with a change of the network topology, but the specific information has to be adapted to the new situation. For this reason, the autonomous control system reacts automatically to changes of the network topology and updates the specific information.

6.2 Forschungsberichte

Th. Wiesner: „Integration von innovativen und regenerativen Eigenerzeugungsanlagen in das öffentliche Niederspannungsnetz“, EV 0001

W. Feilhauer/E. Handschin: „Turbogenerator mit Hochspannungsständerwicklung – Studie über die Realisierbarkeit“, EV 0003

Ch. Rehtanz: „Anwendungen der Computational Intelligence in der elektrischen Energieversorgung“, EV 0004

A. Sarasua: „Analyse und Modellierung systemimmanenter Schwingungen in ausgedehnten Energieübertragungssystemen“, EV 0006

C. Leder/Ch. Rehtanz: „Online-Bestimmung der Spannungsstabilität im elektrischen Energieübertragungssystem unter Nutzung Selbstorganisierender Merkmalskarten – Teil 2“, EV 0010

Ch. Becker: „Autonome Systeme zur Betriebsführung von verteilten technischen Großprozessen am Beispiel eines elektrischen Energieversorgungssystems mit regelbaren Betriebsmitteln“, EV 0021

6.3 Diplomarbeiten

B. Fresen: „Konzeption der Informationstechnik autonomer Systeme“, EV 0008

T. Georg: „Wirtschaftlichkeitsanalyse von hybriden dezentralen Energieumwandlungsanlagen auf Basis von technischen Prozessmodellen“, EV 0024

Ch. Fricke: „Einsatz von FACTS-Geräten zur koordinierten Spannungs-Blindleistungsregelung“, EV 0025

6.4 Studienarbeiten

P. Schülke: „Rahmenbedingungen für den flächendeckenden Einsatz von dezentralen Energieumwandlungsanlagen kleiner Leistung im Niederspannungsnetz“, EV 0012

K. Vennemann: „Indikatoren für die Bestimmung der Netzkapazität von Verteilungsnetzen mit dezentraler Stromeinspeisung“, EV 0022

H. Plexnies: „Vergleichsstudie unterschiedlicher Maßnahmen zum Netzengpass-Management“, EV 0023

6.5 Programmbeschreibungen

K. Vennemann: „Indikatoren für die Bestimmung der Netzkapazität von Verteilungsnetzen mit dezentraler Stromeinspeisung“, EVP 0001

T. Georg: „Wirtschaftlichkeitsanalyse von hybriden dezentralen Energieumwandlungsanlagen auf Basis von technischen Prozessmodellen“, EVP 0002

