

**LEHRSTUHL FÜR ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG**

**UNIVERSITÄT DORTMUND**

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



**JAHRESBERICHT 2001**

Herausgegeben vom

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

44221 Dortmund

Telefon: (0231) 755-2396

Telefax: (0231) 755-2694

E-Mail: [handschin@ev.e-technik.uni-dortmund.de](mailto:handschin@ev.e-technik.uni-dortmund.de)

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

## **Vorwort**

Ein wichtiges Ereignis im Jahr 2001 war das DAAD-Seminar in Buenos Aires. Gern benutze ich diese Gelegenheit, um auf die zahlreichen internationalen Kooperationen hinzuweisen, die unsere Arbeiten in vielfältiger Weise geprägt haben. Durch die Förderung des DAAD, der Alexander-von-Humboldt-Stiftung und der DFG konnten in den letzten Jahren zahlreiche Wissenschaftler an unserer Universität forschend arbeiten. Durch diese Kontakte sind dauerhafte Verbindungen entstanden, die sehr gut zu den heutigen Anstrengungen passen, Internationalität in Forschung und Lehre zu realisieren. Dabei ist der Gewinn in jedem Fall von gegenseitigem Nutzen. Zahlreiche neue Ideen sind so von außen in unsere Überlegungen eingeflossen. Gleichzeitig sind viele Impulse für Forschungs- und Lehrprojekte von unseren wissenschaftlichen Gästen nach Hause mitgenommen worden. Die nachhaltige Pflege dieser internationalen Kontakte ist ein wichtiges Anliegen für die Zukunft. Durch den Austausch von Forschungsergebnissen sind zahlreiche stabile Verbindungen entstanden, von denen beide Seiten profitieren.

Die Ausweitung in den Bereich der Lehre z.B. für die Durchführung von Diplomarbeiten ist ein wichtiges Ziel, das in der nahen Zukunft erreicht werden soll. Dabei ist erfreulicherweise festzustellen, dass die Zahl der Studierenden zwar langsam aber stetig zunimmt. Dadurch wird auch eine solche Basis geschaffen, neue Forschungsprojekte in Angriff zu nehmen. Der im Berichtsjahr aufgebaute Brennstoffzellen-Versuchsstand ist ein wertvoller Beitrag, um das Thema der dezentralen Energieversorgung in Theorie und Praxis weiterzuentwickeln. Der vorliegende Bericht möge allen Partnern und Förderern des Lehrstuhls eine aktuelle Übersicht über den gegenwärtigen Stand der Arbeiten vermitteln.

**E. Handschin**

# Inhaltsverzeichnis

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. Personal.....</b>  | <b>1</b>  |
| <b>2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen .....</b>  | <b>2</b>  |
| <b>3. Lehrbetrieb .....</b>  | <b>4</b>  |
| 3.1 Vorlesungen .....  | 4         |
| 3.2 Seminare.....  | 5         |
| 3.3 Praktika .....   | 5         |
| 3.4 Projektgruppen .....   | 6         |
| 3.5 Exkursionen.....   | 6         |
| <b>4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten .....</b>   | <b>7</b>  |
| 4.1 Informationstechnische Verfahren für die Planung und Betriebsführung<br>elektrischer Energieversorgungssysteme ..... | 7         |
| 4.2 Modellierung und Simulation statischer und dynamischer Vorgänge in<br>elektrischen Energieversorgungssystemen .....  | 30        |
| 4.3 Schutz- und Leittechnik .....  | 41        |
| <b>5. Vorträge .....</b>   | <b>50</b> |
| 5.1 Beiträge für das Kolloquium.....   | 50        |
| 5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern.....   | 50        |
| <b>6. Veröffentlichungen .....</b>   | <b>53</b> |
| 6.1 Veröffentlichungen .....   | 53        |
| 6.2 Forschungsberichte .....   | 59        |
| 6.3 Diplomarbeiten.....  | 60        |
| 6.4 Studienarbeiten.....   | 60        |
| 6.5 Programmbeschreibungen.....  | 60        |
| <b>7. Promotionen .....</b>  | <b>61</b> |

## 1. Personal

|                           |   |                         |            |
|---------------------------|---|-------------------------|------------|
| Lehrstuhlinhaber:         | Univ. Prof. Dr.-Ing. E. Handschin   |                         |            |
| Sekretariat:              | Frau N. Funke   |                         |            |
| Lehrbeauftragte:          | Dr.-Ing. L. Jendernalik (RWEnet AG)   |                         |            |
| Akademische Gäste:        | Ass. Prof. Dr.-Ing. N. Al-Fakih, Universität Damaskus, Syrien<br>Herr Dr. Y. A. Grishin, Herr R. Zaika<br>Energy Systems Institute, Irkutsk, Russia |                         |            |
| Wiss. Mitarbeiter:        | Dipl.-Ing. D. König   | Dr.-Ing. Ch. Becker     |            |
|                           | Dipl.-Ing. R. Becker  | Dipl.-Ing. J. Brosda    |            |
|                           | Dipl.-Ing. W. Feilhauer   | Dipl.-Ing. C. Leder     |            |
|                           | Dipl.-Ing. L. Müller  | Dipl.-Ing. F. Uphaus    |            |
|                           | Dr.-Ing. Th. Wiesner  |                         |            |
| Technische Mitarbeiter:   | Frau H. Giersberg   | Dipl.-Ing. W. Horenkamp |            |
|                           | Frau R. Meier   | Herr K.-D. Tesch        |            |
| Studentische Hilfskräfte: | H. Eloundou   | E. Franzen              | J. Fürsch  |
|                           | M. Gravermann   | E. Hauptmeier           | F. Janssen |
|                           | Th. Lankers   | S. Meier                | H. Neumann |
|                           | M. Schulze-Herding  | S. Schütze              | M. Thiel   |
|                           | 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 EUS GmbH  
Munscheidstr. 14  
45886 Gelsenkirchen*

Die im Jahr 1994 gegründete Forschungsgesellschaft EUS 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, Siberian Branch  
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 technische Probleme in liberalisierten elektrischen Energieversorgungssystemen dar. Die wissenschaftliche Zusammenarbeit wird gegenwärtig im Rahmen eines DFG-Projektes gefördert. Im Berichtszeitraum arbeiteten Herr Dr. Y. A. Grishin und Herr R. Zaika als wissenschaftliche Gäste an unserem Lehrstuhl.

Im Rahmen des ALFA-Programms der Europäischen Union hat der Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung die Förderung der wissenschaftlichen und akademischen Zusammenarbeit von Hochschulinstitutionen aus Lateinamerika und Mitgliedsstaaten der Europäischen Union koordiniert. Es wurden Kooperationsnetzwerke zur Durchführung gemeinsamer Forschungsaktivitäten sowie zum Austausch von Studenten und Doktoranden gebildet. 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. Dr. J. Riubrugent  
Calles 48 y 116  
1900 La Plata, Argentina*

*Universidad Nacional de San Juan  
Instituto de Energía Eléctrica  
Prof. Dr. W. H. Peralta  
Avenida Libertador San Martín (Oeste) 1109  
5400 San Juan, Argentina*

In Kooperation mit der Universidad Nacional de San Juan führt der Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung zur Zeit einen vom DAAD geförderten projektbezogenen Austausch von Wissenschaftlern durch. Im Vordergrund dieses Projektes steht die Analyse der Spannungsstabilität in elektrischen Energieversorgungssystemen unter Verwendung von Sensitivitäten und Optimierungsverfahren. Im Berichtszeitraum waren Herr Dipl.-Ing. J. Brosda und Herr Dipl.-Ing. L. Müller als Mitarbeiter unseres Lehrstuhls zu Forschungsaufenthalten an der Universidad Nacional de San Juan.

### **3. Lehrbetrieb**

#### **3.1 Vorlesungen**

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

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

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

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

##### **Informationssysteme der Energieversorgung**

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

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik und angewandter Informatik.

Inhalt: energietechnische Grundlagen; stationäre Netzberechnung; Sensitivitätsanalyse; Kurzschlussberechnung; Zustandsabschätzung; Expertensysteme; Informationssysteme für die Netzbetriebsführung; Optimierung; Asset-Management

##### **Systemdynamik und -stabilität der Energieversorgung**

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

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik und Informationstechnik.

Inhalt: FACTS-Geräte; Dynamisches Netzverhalten; Primär und Sekundärregelung; Spannungsstabilität und –regelung; Statische Stabilität und Transiente Stabilität.

##### **Elektrizitätswirtschaft**

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

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik und der Informationstechnik.

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

##### **Energieversorgung**

*Dr.-Ing. L. Jendernalik*

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik.

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

## 3.2 Seminare

### 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 für Elektrotechnik und Informationstechnik 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 wurde folgende Projektgruppenarbeit durchgeführt:

**Ausstattung des Drehstromnetzmodells mit moderner Informationstechnik:** Für die Umsetzung von internet-basierten Managementsystemen muss eine realitätsnahe Testumgebung vorhanden sein. Im Falle eines dezentralen Energiemanagementsystems in der elektrischen Energieversorgung kann dies mit Hilfe des am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgung vorhandenen Drehstromnetzmodell, bestehend aus drei Kraftwerkseinheiten, Übertragungsleitungen und Lasten geschehen, in welches auch die PEM-Brennstoffzelle des Lehrstuhls integriert werden soll. Die vorhandene Prozessrechnersteuerung des Modells ist in einem ersten Schritt durch moderne Hard- und Softwarekomponenten umgerüstet worden, so dass eine Anbindung an das Intranet des Lehrstuhls möglich ist. Dabei haben fertige Prozessvisualisierungstools, frei programmierte JAVA- und Visual-Basic-Applikationen Anwendung gefunden.

### 3.5 Exkursionen

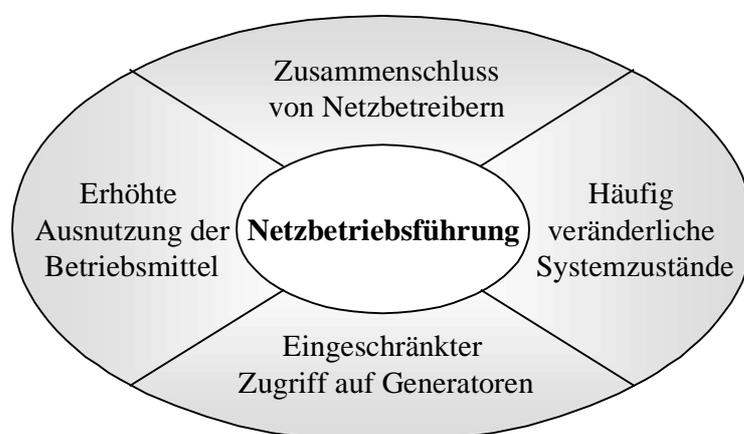
- 15.02.2001 Besichtigung der Schaltleitwarte der RWE Net AG in Dortmund, des G.u.D-Kraftwerks Gersteinwerk und der 380-kV-Umspannanlage in Werne-Stockum
- 14.05.2001 Besichtigung der übertägigen und untertägigen Stromversorgung im Rahmen einer Grubenfahrt auf dem Bergwerk Ost Heinrich Robert/Monopol/ Haus Aden
- 25.06.-29.06.2001 Mehrtägige energietechnische Exkursion mit Besichtigung und Vorführung der Systemführung bei der HEW, Besichtigung der energietechnischen Anlagen eines Fährschiffes der Vogelfluglinie in Puttgarden, Begehung der HGÜ-Konverterstation in Lübeck bei E.ON Energie sowie einer Besichtigung des Windparks und der Solarstation auf Fehmarn.
- 06.11.2001 Befahrung des Braunkohle-Tagebaus in Garzweiler I und Besichtigung des Kraftwerks Niederaußem

## 4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

### 4.1 Informationstechnische Verfahren für die Planung und Betriebsführung elektrischer Energieversorgungssysteme

#### 4.1.1 Innovative Netzzustandsvisualisierung

Die veränderten Rahmenbedingungen in der Elektrizitätswirtschaft führen zu erhöhten Anforderungen an die Netzbetriebsführung. Einen Überblick über die wesentlichen Einflüsse gibt Bild 4.1. Der erhöhte Kostendruck beim Netzbetreiber führt dazu, dass die Übertragungsdienstleistung mit möglichst geringen Kosten erbracht werden soll. Daher ist er bestrebt, die Betriebsmittel näher an ihren technischen Grenzen zu betreiben. Dies erfordert stets eine genaue Kenntnis des Systemzustands und des zu erwartenden Systemverhaltens beim Schaltpersonal. Erschwerend kommt hinzu, dass durch die Zusammenlegung von Leitstellen die Größe der zu überwachenden Netze und mit ihnen die Datenflut stark anwächst. Außerdem treten marktbedingt neue Betriebszustände auf, mit denen das Schaltpersonal nur geringe Erfahrungen hat. Zusätzlich ist durch die Entflechtung der Bereiche Erzeugung, Transport und Verteilung die Möglichkeiten für Prozesseingriffe durch den Netzbetreiber stark eingeschränkt.

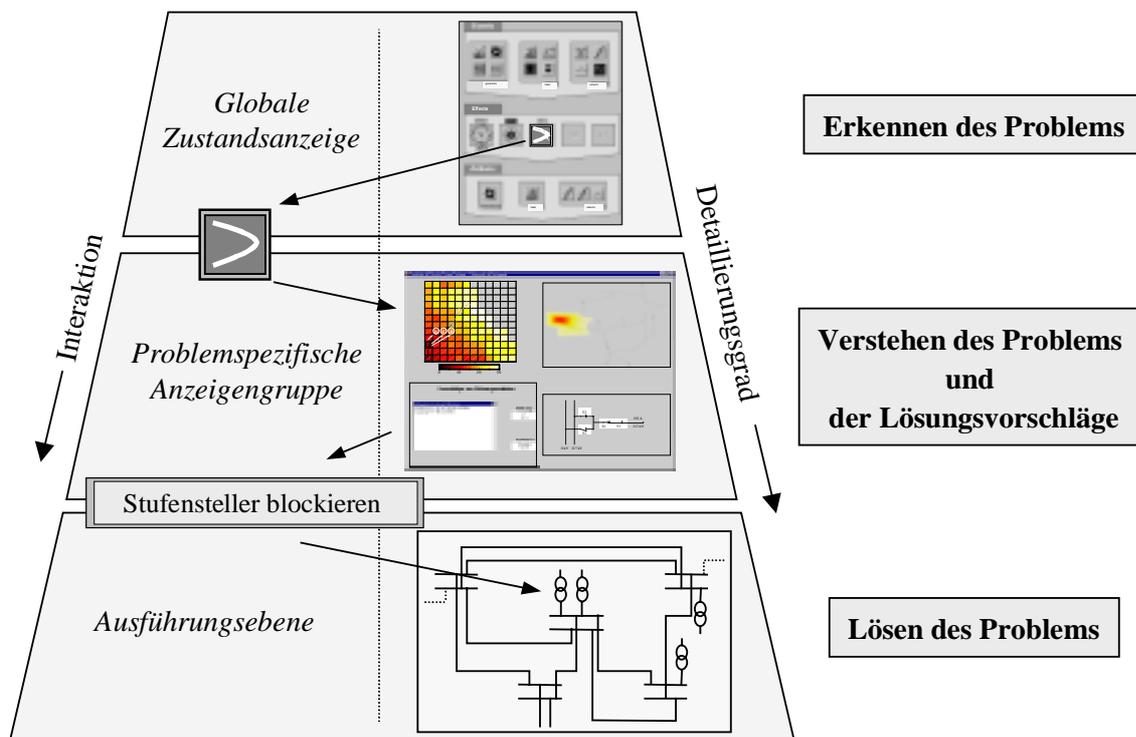


**Bild 4.1:** Veränderte Rahmenbedingungen für die Netzbetriebsführung

Um trotz der erschwerten Bedingungen einen sicheren und wirtschaftlichen Netzbetrieb zu ermöglichen, müssen dem Schaltpersonal hochwertige Zustandsinformationen bereitgestellt werden, die ihm helfen, eine vorliegende Situation vorausschauend zu bewerten und ggf. durch effektive Handlungsmaßnahmen zu stabilisieren. Die dazu erforderlichen Informationen gehen weit über einzelne Messwerte und Meldungen hinaus. Verfahren aus dem Bereich der Computational Intelligence (CI) sind in der Lage, online komplexe

Systemeigenschaften wie die Spannungsstabilität mit Indikatoren zu bewerten, den Abstand zur Stabilitätsgrenze zu bestimmen, Ursachen für Grenzverletzungen aufzuzeigen und stabilisierende Handlungen vorzuschlagen.

Während für die Berechnung der genannten Informationen bereits einige Verfahren existieren, fehlt ein geschlossenes Konzept für deren Visualisierung in der Netzleitstelle. Die dort bisher eingesetzten Lösungen verwenden fast ausnahmslos eine betriebsmittelorientierte Abbildung des Netzes, verbunden mit der numerischen Anzeige zugehöriger Messwerte. Während diese für die Durchführung von gewöhnlichen betrieblichen Schalthandlungen, z.B. zu Instandhaltungszwecken, erforderlich ist, erschwert sie durch die große Menge dargestellter Daten eine effiziente Bewertung und Reaktion in kritischen Situationen. Daher wurde als ergänzendes Werkzeug das hierarchische Konzept in Bild 4.2 entwickelt.



**Bild 4.2:** Hierarchische Netzzustandsvisualisierung

Das hierarchische Konzept besteht aus Anzeigen mit verschiedenen Detaillierungsgraden. Sie sind so gestaltet, dass das Schaltpersonal optimal in seinem Entscheidungsprozess für die Führung des Energieversorgungssystems unterstützt wird.

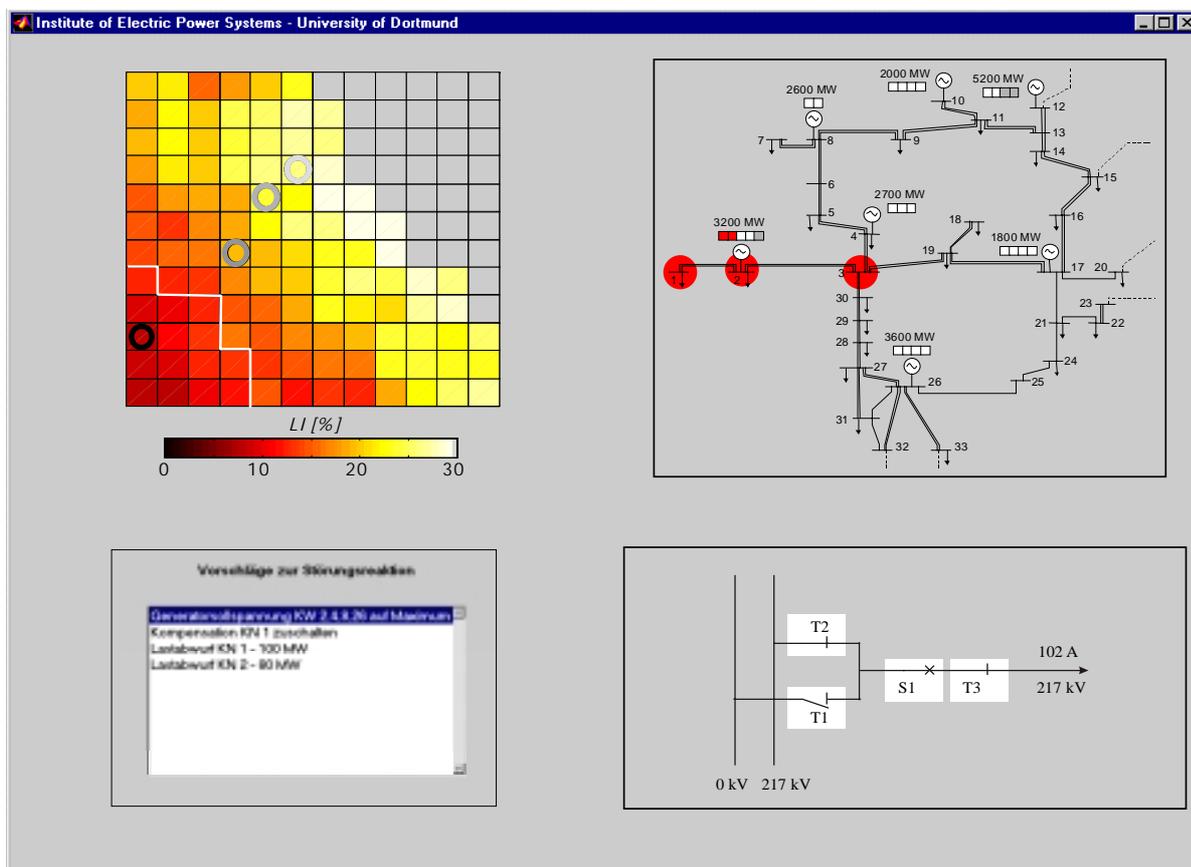
Auf der obersten Ebene, der globalen Zustandsanzeige, wird dem Benutzer an Hand hochwertiger Systemindikatoren angezeigt, ob eine signifikante Zustandsänderung eingetreten ist oder nicht. Dafür werden Indikatoren für die wesentlichen Systemeigenschaften mit farbkodierten Symbolen dargestellt. Ähnlich einer Verkehrsampel kann für die einzelnen Betriebsgrenzen ein Normalbereich, ein Warnbereich und ein Störungsbereich unterschieden werden. Die oberste globale Anzeige hat die primäre Funktion, dem Schaltpersonal das Erkennen eines Problems übersichtlich und schnell zu ermöglichen.

Um jedoch genauere Prozesskenntnisse zu erhalten, ist es erforderlich, bedarfsgerecht Detailinformationen zur Verfügung zu haben. Durch Anwahl eines Indikatorsymbols auf der globalen Ebene wird dem Schaltungingenieur eine zugehörige Problemspezifische Anzeigengruppe (PSAG) bereitgestellt. Die PSAG bezeichnet eine Auswahl von zusätzlichen Informationen, die für das genauere Verständnis einer Zustandsänderung und für eine angemessene Reaktion erforderlich sind. Insbesondere die Analyse der Betriebsgrenzen erfordert Informationen über die Ursachen, den Ort, das Ausmaß und die Reaktionsmöglichkeiten. Der Schaltungingenieur soll auf Basis der bereitgestellten Informationen eine Situation verstehen und bewältigen können.

Die benötigten Informationen und damit die Zusammensetzung der jeweiligen Anzeigengruppe variiert in Abhängigkeit der gefährdeten Betriebsgrenze. Während die PSAG zur Analyse der Spannungsstabilität u.a. eine Anzeige der Knotenbeteiligungsfaktoren der kritischen Moden enthalten muss, gehört zur PSAG für die Betriebsmittelüberlastung eine Anzeige der Sensitivitäten möglicher Maßnahmen. Grundsätzlich ist es sinnvoll, die Bestandteile einer solchen Gruppe im Vorfeld festzulegen, damit dem Schaltungingenieur alles Wichtige automatisch bereitsteht. Allerdings muss auch die Möglichkeit bestehen, ergänzend beliebige Informationen abzurufen, damit in Einzelfällen ein flexibles Agieren möglich ist.

Bild 4.3 zeigt eine PSAG, die für die Analyse der Spannungsstabilität zusammengestellt wurde. In dem Beispiel sind vier verschiedene Anzeigen integriert. Auf der oben links dargestellten Selbstorganisierenden Merkmalskarte (siehe auch Kap. 4.1.2) lässt sich die aktuelle Stabilitätsreserve, deren Vergangenheitsverlauf und prognosebasierte zukünftige Entwicklung ablesen. Die Anzeige rechts oben zeigt die Knotenbeteiligungsfaktoren der Mode des kleinsten Eigenwertes aus der Spannungsstabilitätsanalyse. Daraus lassen sich Rückschlüsse auf die kritischen Netzbereiche und damit verbunden auf mögliche Ursachen der Störung ziehen. Auf Basis des in Kapitel 4.1.2 gezeigten Verfahrens aus dem Bereich der CI lassen sich automatische Maßnahmen zur Bewältigung einer kritischen Situation

finden. Die Auswahlliste links unten enthält diese Vorschläge mit den zu erwartenden Stabilitätsverbesserungen. Nach Auswahl eines Eintrags der Maßnahmenliste wird letztlich die rechts unten gezeigte Betriebsmittelansicht für die Ausführung der Maßnahme dargestellt. Dort kann zur Umsetzung der Maßnahmen auf den entsprechenden Bereich im bekannten Netzbild zugegriffen werden (Ausführungsebene).



**Bild 4.3** Problemspezifische Anzeigengruppe zur Analyse der Spannungsstabilität

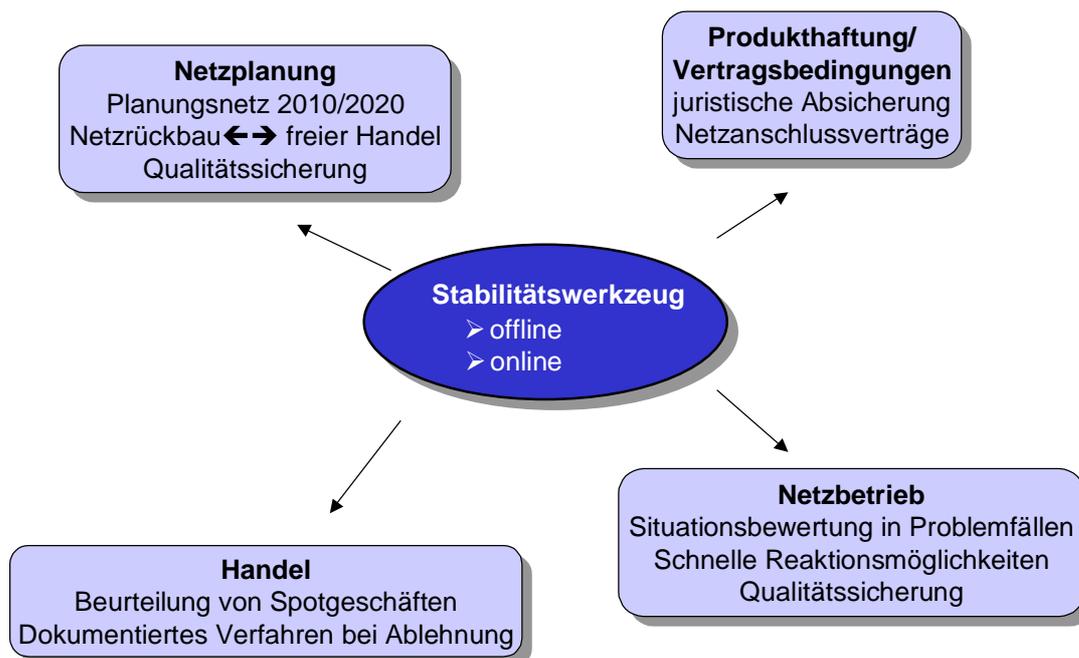
Die PSAG ermöglicht dem Schaltpersonal, ein erkanntes Problem zu verstehen und Handlungsvorschläge zu erhalten. In der folgenden Ausführungsebene, die der bekannten Netzbilddarstellung entspricht, können diese umgesetzt und damit das Problem gelöst werden.

C. Leder

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

#### 4.1.2 CI-Verfahren zur vorausschauenden Störungsreaktion

Die höhere Auslastung der Übertragungsnetze sowie die veränderte Rolle des Netzbetreibers als Erbringer der Transportdienstleistung erfordert neue Werkzeuge zur technischen Beurteilung der Netzstabilität. Der Nutzen eines leistungsfähigen Stabilitätswerkzeugs ist nicht wie bisher allein auf Netzbetrieb und –planung beschränkt, sondern liefert in vielen Bereichen des Unternehmens wichtige Informationen für Entscheidungsprozesse. Bild 4.4 gibt einen Überblick über die Bedarfswelder.



**Bild 4.4:** Bedarfswelder für ein Stabilitätswerkzeug

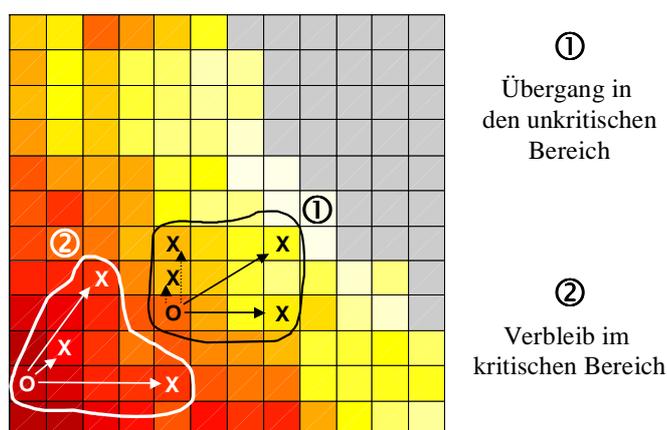
Im Bereich der Netzplanung wird ein Werkzeug benötigt, um neue Aus- bzw. Rückbau-szenarien (hinsichtlich der Stabilität) zu untersuchen, da es nicht ausreicht, allein Lastfluss-kriterien zur Beurteilung eines Planungsnetzes heranzuziehen. Unter Aspekten der Qualitätssicherung kann das Verfahren ein wichtiger Bestandteil sein.

Zur nachträglichen Beurteilung von Störungsszenarien insbesondere bei der Ermittlung von Verantwortlichkeiten ist es wichtig, das Stabilitätsverhalten des Netzes nachbilden zu können. In Fragen der Produkthaftung bei Versorgungsunterbrechungen sowie für die Gestaltung der Netzanschlussverträge ist eine systematische Vorgehensweise zur Stabilitäts-bewertung erforderlich. Um bei juristischen Konflikten Verwendung zu finden, muss eine genaue Dokumentation des Verfahrens erarbeitet werden.

Für die Abwicklung von Spotmarktgeschäften ist heute aufgrund des geringen Volumens keine Stabilitätsuntersuchung zur Bewertung einer Transaktion erforderlich. Allerdings ändert sich dieses bei einer zu erwartenden Zunahme der gehandelten Mengen. In diesem Fall ist ein Verfahren erforderlich, das für die Annahme einer Transaktion einen weiterhin sicheren Netzzustand garantiert, bzw. im Falle der Ablehnung nachvollziehbare Argumente bereitstellt. Ein verwendetes Verfahren muss transparent und somit nachvollziehbar diesen Nachweis liefern. Bei unbekanntem Netzzustand kann mittels des Stabilitätswerkzeuges den Schaltungstechnikern eine Unterstützung bei der Situationsanalyse zur Verfügung gestellt werden. Außerdem müssen Handlungsvorschläge bereitgestellt werden.

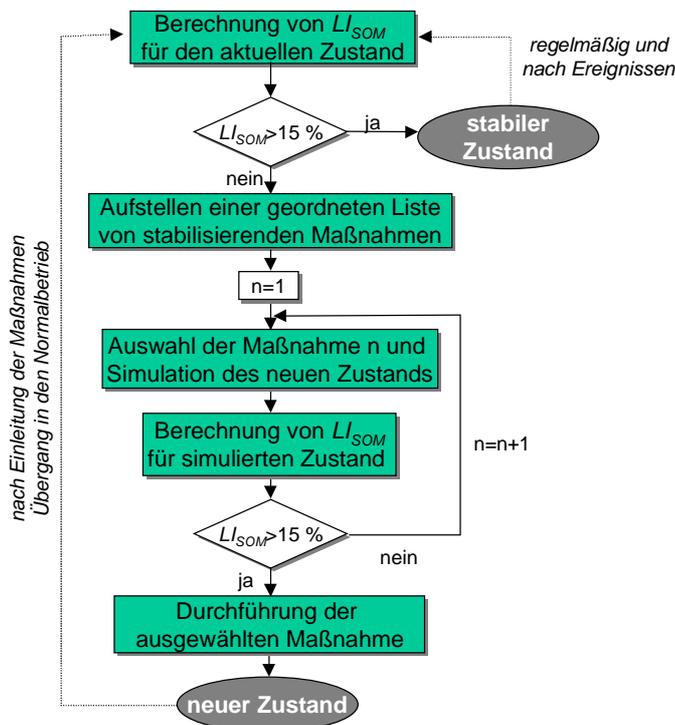
Die aufgezeigten Felder zeigen den Bedarf für ein Werkzeug zur Bewertung der Netzstabilität, wobei sowohl Online- als auch Offline-Verfahren benötigt werden. Im Rahmen eines Projektes mit der RWE Net AG wurde ein Verfahren basierend auf der Selbstorganisierenden Merkmalskarte (SOM) entwickelt und an realen Störungsabläufen überprüft. Dabei wurde in erster Linie die Verwendung dieses Verfahrens, das eine spezielle Form Neuronaler Netze darstellt, für den Netzbetrieb betrachtet. Im Mittelpunkt steht die schnelle Bewertung der Spannungsstabilität für den aktuellen Arbeitspunkt des Netzes und die Bereitstellung effektiver Maßnahmen zur Stabilisierung.

Bild 4.5 zeigt die Visualisierung mittels einer SOM. In einem Trainingsvorgang werden die einzelnen Felder der Karte so organisiert, dass sie nachher jeweils einem repräsentativen Betriebszustand entsprechen. Die Färbung ergibt sich aus der Bewertung mit einem Stabilitätsindikator. Dunkle Bereiche unten links entsprechen Betriebszuständen an der Stabilitätsgrenze während helle Zonen stabile Zustände darstellen.



**Bild 4.5:** Selbstorganisierende Merkmalskarte zur Analyse der Spannungsstabilität

Neben einem Stabilitätsmaß kann auf der Karte auch die potentielle Wirkung von Maßnahmen visualisiert werden. Am Beispiel eines Lastabwurfs wird dies in Bild 4.5 veranschaulicht. Für verschiedene Beispielzustände, die den durch „o“ gekennzeichneten Feldern zugeordnet werden können, wird gezeigt, wie durch den Lastabwurf eine Stabilisierung erreicht wird. Die mit „x“ bezeichneten Felder ergeben sich nach der Simulation des Lastabwurfs für die Testzustände. Durch die Variation innerhalb von Zuständen, die einem Feld zugeordnet werden können, ergibt sich auch für die neuen Zustände nach dem Lastabwurf eine Streuung. Allerdings lässt sich erkennen, dass in jedem Fall eine Erhöhung der Stabilitätsreserve festgestellt werden kann. Während für Fall 1 allerdings bereits ein Übergang in den unkritischen Bereich stattfindet, müssen im Fall 2 zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden. Die Einbindung der SOM in einen systematischen Ablauf zur Stabilitätsüberwachung und -korrektur zeigt Bild 4.6.



**Bild 4.6:** Ablauf der Stabilitätsanalyse und -korrektur

Die Stabilitätsreserve des aktuellen Betriebszustands wird zyklisch (20 Sekunden) sowie nach dem Eintreten von Ereignissen (z.B. Kraftwerksausfall) mittels der SOM überprüft. Wird dabei festgestellt, dass der Stabilitätsindikator kleiner als eine simulatorisch ermittelte

Grenze von  $LI=15\%$  wird, müssen Maßnahmen zur Stabilisierung eingeleitet werden. Es zeigt sich, dass nach einem kritischen Ereignis eine Stabilitätsreserve von  $LI=15\%$  innerhalb weniger Minuten verbraucht ist. Deshalb kann eine solche Annäherung an die Grenze nicht zugelassen werden.

Auf Basis der oben beschriebenen Auswahlliste wird zuerst die Maßnahme mit dem geringsten Aufwand ausgewählt und für den sich neu ergebenden Arbeitspunkt ein Lastfluss berechnet. Der so vollständig bestimmte Betriebszustand wird im Anschluss mit  $LI_{SOM}$  bewertet. Falls die gewählte Maßnahme nicht ausreicht, um ein Mindestmaß an Stabilität zu erhalten, muss die nächste Maßnahme aus der Liste verwandt werden. Dabei können einzelne Listeneinträge auch die Kombination zweier Maßnahmen beinhalten. Als Beispiel hierfür ist die Anhebung der Generatorklemmenspannung bei gleichzeitiger Blockierung der Traforegelung zu nennen. Nachdem eine Simulation gezeigt hat, dass die zuletzt ausgewählte Maßnahme die Stabilitätsreserve ausreichend anhebt, wird sie ausgeführt. Der sich nun einstellende Zustand stellt den neuen Ausgangspunkt des Algorithmus dar.

Durch die Aufnahme sehr weitreichender Maßnahmen in die Vorschlagsliste (z.B. Lastabwurf) wird gewährleistet, dass für hinreichend viele Situationen Maßnahmen bereitgestellt werden können. Bei der Erstellung der Maßnahmenliste müssen technische und wirtschaftliche Aspekte berücksichtigt werden. Dabei werden zuerst Maßnahmen vorgeschlagen, die nur geringen Aufwand erfordern, z.B. Zuschalten von Kompensation. Während einige Maßnahmen unabhängig von der konkreten Situation wirksam sind, müssen andere, z.B. Lastabwurf, auf den aktuellen Zustand abgestimmt werden. Da die Optimierung eines Lastabwurfs bzw. des Einspeisemusters unter Kosten- und Stabilitäts Gesichtspunkten viel Rechenzeit benötigt, wird diese Berechnung im Vorfeld durchgeführt und die Ergebnisse auf der SOM hinterlegt. Im Betrieb kann dann die hinterlegte Maßnahme online abgerufen und durchgeführt werden.

#### C. Leder

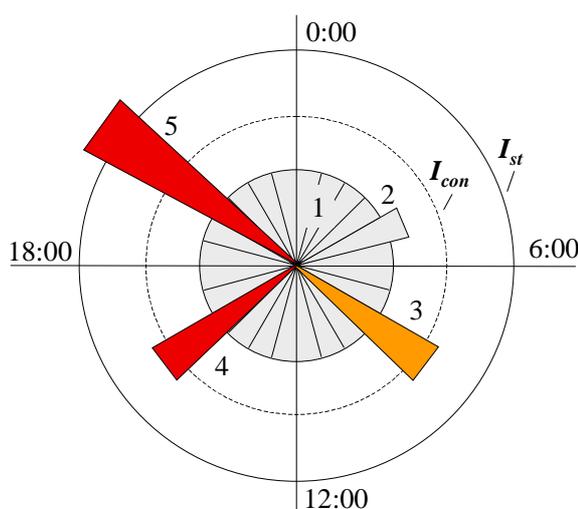
Dieses Forschungsvorhaben wird in Zusammenarbeit mit dem ZEDO - Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V. im Auftrag der RWE Net AG durchgeführt.

### 4.1.3 Hierarchische Visualisierung von Netzengpässen

Die zunehmende Zahl von Markttransaktionen führt zu erhöhten Leistungsflüssen auf den Kuppelleitungen zwischen den europäischen Transportnetzen. Dadurch treten an diesen Stellen verstärkt Netzengpässe auf. Das bedeutet, dass sich auf den Elementen entweder im ungestörten oder aber im gestörten Fall ein Strom einstellt, der die zulässigen Grenzwerte überschreitet. Um einen unzulässigen Betriebszustand zu verhindern, werden heute bereits verschiedene Möglichkeiten des Netzengpass-Managements eingesetzt (siehe auch Kapitel 4.1.4).

Eine vorausschauende technische Beurteilung von getätigten Markttransaktionen wird im „Korrektiven Netzengpass-Management“ durchgeführt. Dazu wird auf Basis der sich aus allen Marktaktivitäten ergebenden Kraftwerksfahrpläne und Lastprofile eine Netzberechnung für den Normalbetrieb und kritische (n-1)-Fälle vorgenommen. Da die Kraftwerksfahrpläne und Lastprofile im 15-Minutenraster vorliegen, ergeben sich für jede Leitung resp. für jedes Betriebsmittel 96 Belastungswerte. Wenn man berücksichtigt, dass die Anzahl der zu überwachenden Kuppelleitungen im zweistelligen Bereich liegt, fallen schnell einige tausend Werte an, die überwacht werden müssen. Um den Menschen bei der Analyse der Netzengpässe nicht durch eine Datenflut zu überfordern, wurde ein hierarchisches Konzept zur ergonomischen Visualisierung entwickelt.

Das zentrale grafische Element ist dabei die "Congestion Clock" in Bild 4.7. Seine Flexibilität erlaubt den Einsatz zur Darstellung globaler und detaillierter Informationen innerhalb des Netzengpass-Managements.



**Bild 4.7:** Congestion Clock mit Leitungsbelastungen für eine 24-h-Periode (5 Beispiele)

Das Diagramm zeigt den maximalen Strom einer jeden Stunde, der auf Basis der 96 Viertelstundenwerte bestimmt wurde. Die Radien der Kreissegmente sind proportional zu den normierten Strombelastungen, die sich nach Normierung mit dem maximal zulässigen Strombetrag für das jeweilige Betriebsmittels ergeben. Die Reduktion der Daten auf Stundenmaximalwerte ist erforderlich, damit die Übersichtlichkeit erhalten bleibt.

Bei den zulässigen Grenzen für die Betriebsmittelbelastung muss zwischen einer Grenze für dauernde Belastung  $I_{con}$  und der etwas höher angesetzten Grenze  $I_{st}$  für kurzfristige Belastung unterschieden werden. Die Verwendung einer Grenze für kurzfristige Belastung erlaubt eine effizientere Ausnutzung des Netzes, ohne eine Gefährdung zu verursachen. Zur Kennzeichnung der beiden Grenzen sind zwei Kreise im Diagramm angeordnet.

Anhand von fünf Beispielen soll nun die Funktionsweise erläutert werden. Für den Fall 1 ist der Strom  $I_1$  geringer als eine Warnschwelle (z.B.  $0,7I_{con}$ ). Um die Übersichtlichkeit der Anzeige zu garantieren, werden solche unkritischen und deshalb unwichtigen Werte unterdrückt. Das wird dadurch erreicht, dass sie alle mit dem einheitlichen Radius von  $0,7 I_{con}$  gezeichnet und hellgrau gefärbt sind.

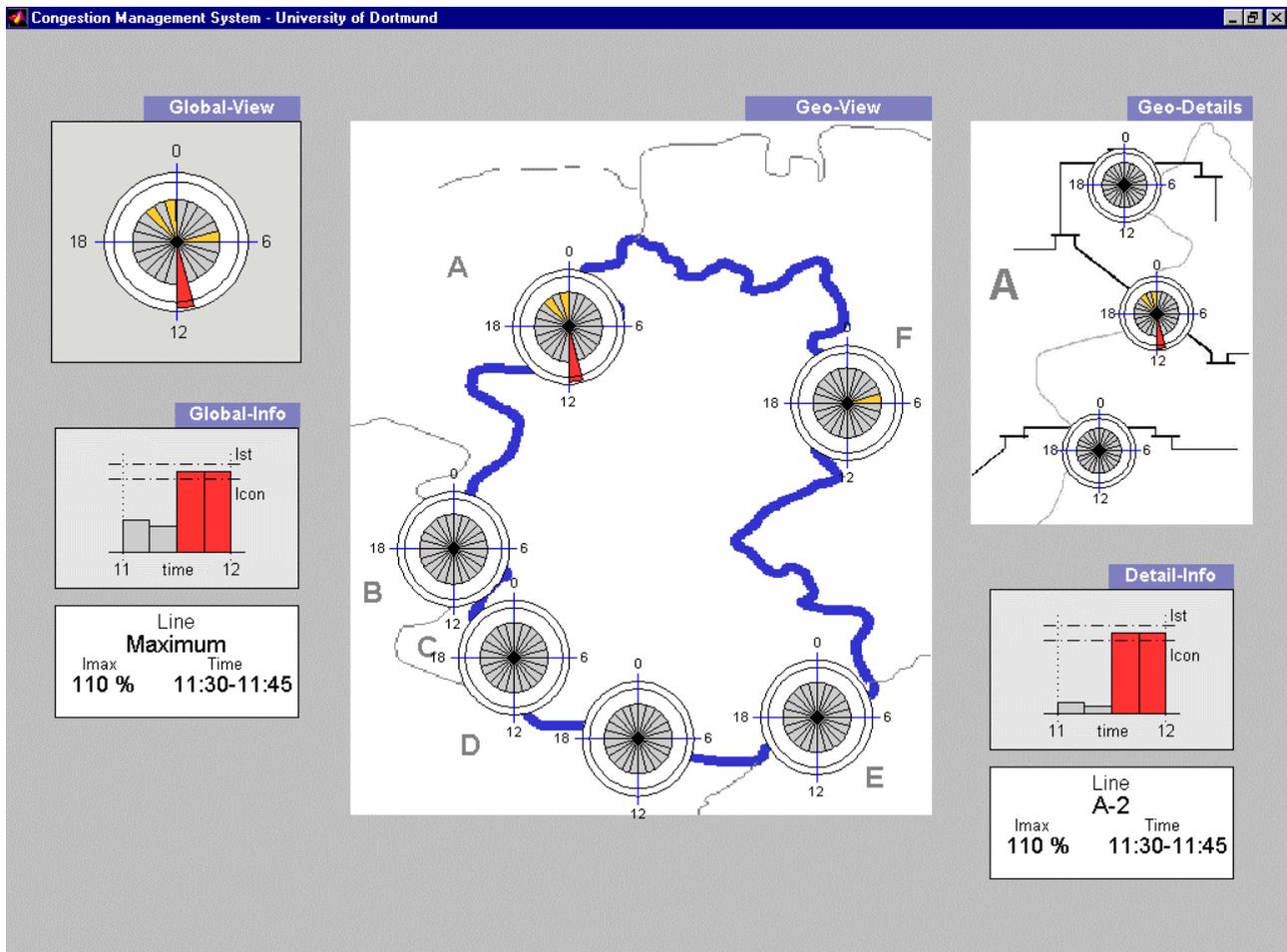
Der Strom  $I_2$  im Beispiel 2 überschreitet  $0,7I_{con}$ . Deshalb wird er mit einem individuellen Radius angezeigt. Da es sich aber nicht um einen kritischen Strom handelt, wird zur Färbung weiterhin hellgrau verwendet. Allerdings wird durch den angewachsenen Radius die Aufmerksamkeit des Bedieners verstärkt.

Eine Verletzung der Grenze  $I_{con}$  kann für Fall 3 festgestellt werden. Deshalb wird eine Färbung mit Orange (dunkelgrau) vorgenommen. Dieser Wert des Stromes übertrifft zwar die Grenze der Dauerbelastung, allerdings liegt er nur für die Dauer einer Viertelstunde vor und entspricht deshalb einem zulässigen Betriebspunkt. Die orange Warnfarbe soll den Bediener zu weiteren Analysen veranlassen.

Sowohl Beispiel 4 als auch 5 zeigen unzulässige Situationen. Deshalb sind beide Segmente rot (schwarz) gefärbt.  $I_4$  überschreitet  $I_{con}$  für mehr als 15 Minuten, während  $I_5$  sogar die Grenze der Kurzzeitbelastung  $I_{st}$  verletzt.

Die gezeigte "Congestion Clock" ermöglicht die Anzeige einer Größe für 24 Zeitschritte. Wie allerdings bereits erwähnt, müssen für eine umfassende Analyse viele Leitungen überwacht werden. Zur Bewältigung dieser Aufgabe wurde ein hierarchisches Konzept entwickelt, das situationsabhängig jeweils die erforderlichen Informationen zeigt und

Überflüssiges zurückhält. Die Anwendung dieses Konzeptes auf ein Beispielszenario zeigt Bild 4.8.



**Bild 4.8:** Hierarchisches Visualisierungskonzept für ein effizientes Netzengpass-Management

Das System besteht aus mehreren "Congestion Clocks", die Informationen mit unterschiedlichem Detaillierungsgrad bereitstellen. Die Verwendung einfacher mathematischer Algorithmen für die Reduktion der Daten erlaubt die Anpassung der Mensch-Maschine-Schnittstelle an die Fähigkeiten des Menschen zur Informationsaufnahme und -verarbeitung.

Das wichtigste Element ist der "Global-View" im linken oberen Bereich des Bildes. Er zeigt die maximale Belastung, die in jeder Stunde im Netz auftritt. Das bedeutet, er liefert eine globale Information darüber, ob überhaupt ein Engpass auftritt oder nicht. Für den Fall einer Grenzwertverletzung werden weitere Informationen benötigt. Für das gegebene Beispiel tritt eine Überlastung zwischen 11:00 und 12:00 Uhr auf.

Der "Geo-View" im Zentrum des Bildes lässt den Bediener erkennen, zu welchem Nachbarnetz der Engpass auftritt. Dadurch, dass nicht nur eine Leitung zwischen zwei Netzen besteht, zeigt die "Congestion Clock" lediglich das Maximum der Belastungen zwischen zwei Netzen. Im Beispiel tritt das Problem auf Leitungen zum Nachbarn A auf.

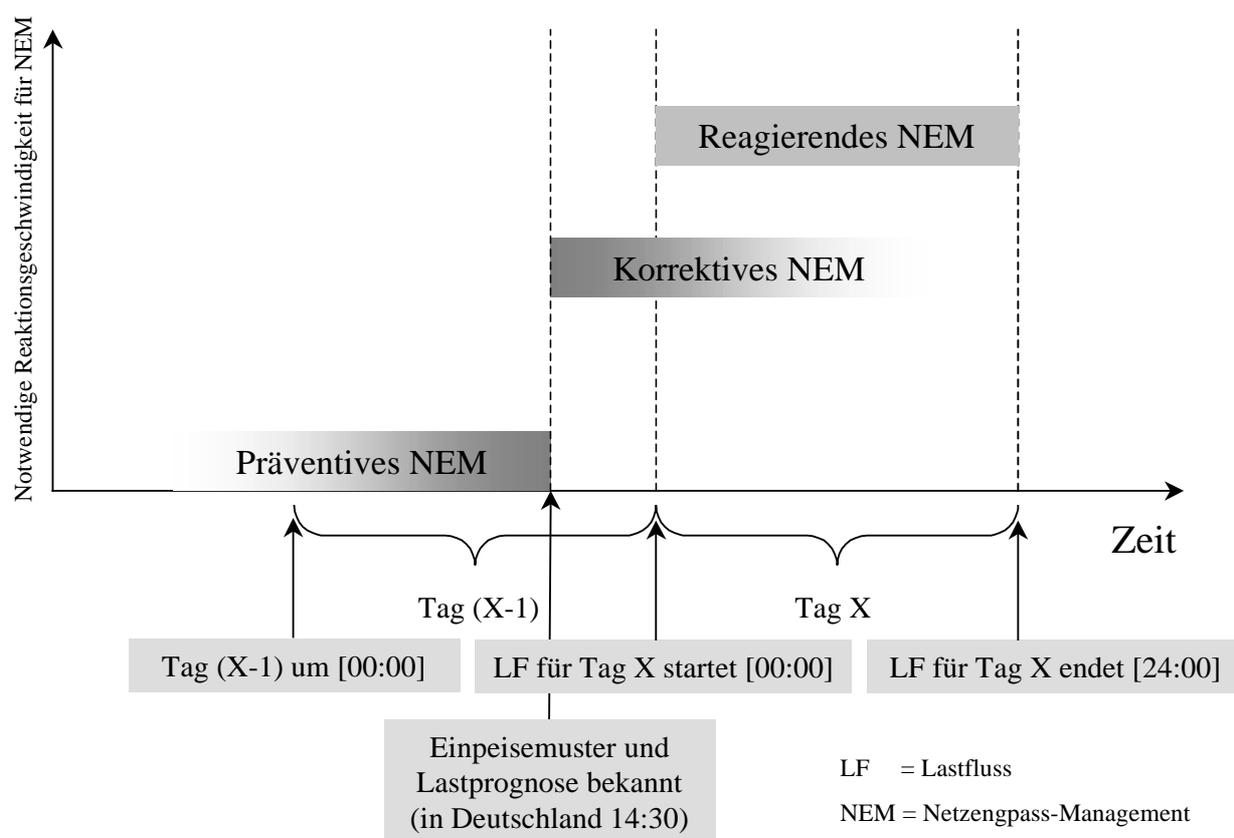
Um letztendlich das Betriebsmittel zu finden, das überlastet ist, und zu zeigen zu welcher Zeit die Überlastung auftritt, sind "Geo-View" und "Detail-Info" integriert. Während die zuerst erwähnte Anzeige die Stundenmaxima jeder einzelnen Leitung zum ausgewählten Nachbarnetz zeigt, wird in der Anzeige "Detail-Info" dieser Stundenwert auf die zugrundeliegenden 15-Minutenwerte zurückgebrochen. Im gegebenen Beispiel tritt die Überlastung auf Leitung A-2 auf, wobei exakt zwischen 11:30 und 12:00 ein Strom größer als  $I_{con}$  zu erkennen ist.

Während das beschriebene Konzept eine Möglichkeit bietet, einen Engpass zeitlich und räumlich schnell zu erkennen, bedarf es zusätzlicher Informationen, um die Frage zu beantworten, aus welcher Transaktion der Engpass resultiert und was zu seiner Korrektur zu unternehmen ist. Zur Klärung dieser Fragestellungen sind weitere Untersuchungen erforderlich, die z.Zt. am Lehrstuhl bearbeitet werden.

C. Leder, J. Brosda

#### 4.1.4 Möglichkeiten einer Finanzierung von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln mittels bestehender Netzengpass-Managementverfahren

Durch die verschiedenen Ausprägungen der Elektrizitätsmärkte haben sich unterschiedliche Lösungen für das Netzengpass-Management (NEM) der einzelnen Märkte herausgebildet. Im Folgenden wird kurz auf die Klassifizierung unterschiedlicher Verfahren hinsichtlich ihrer Wirkungsweise und ihrer zeitlichen Einordnung eingegangen. In Bild 4.9 ist diese Klassifizierung veranschaulicht.



**Bild 4.9:** NEM-Klassifizierung

Präventive Maßnahmen zielen darauf ab, die Bildung von Einspeise- und Lastmustern zu unterdrücken, die tendenziell zu Netzengpässen führen könnten. Zu den langfristigen präventiven Maßnahmen gehören z.B. die Netz(ausbau)planung oder das Verfahren der knotenspezifischen Preise. Kurzfristige präventive Maßnahmen sind Maßnahmen, die in der Regel einen Tag vor Abwicklung der aktuellen Fahrpläne -und zwar bis zu dem Zeitpunkt, an dem Einpeisemuster und Lastprognosen dem Netzbetreiber bekannt sind- getätigt

werden. Dazu zählen z.B. das *Market-Splitting* und das derzeit in Deutschland praktizierte Verfahren der Auktion.

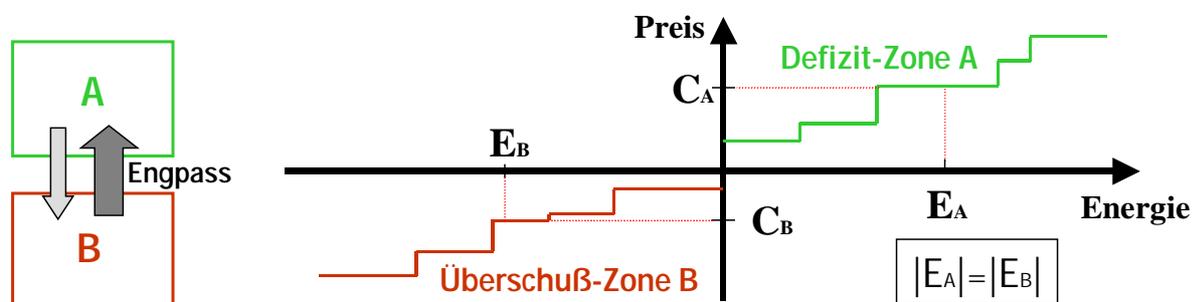
Präventive Maßnahmen setzen im Allgemeinen voraus, dass die Netzbetreiber schon vor Bekannt werden der Fahrpläne das Wissen besitzen, wo im Netz Engpässe zu erwarten sind. Das Erfahrungswissen der Netzbetreiber ist dabei für die Prognose kritischer Netz-situationen unentbehrlich. Zukünftig ist jedoch eine weitere Flexibilisierung des Marktes und die Auflösung langfristiger Vertragsbindungen zu erwarten, so dass das vorhandene Erfahrungswissen hinsichtlich Prognosegenauigkeit an Bedeutung verliert und mit wachsenden Schwierigkeiten bei der Umsetzung präventiver Maßnahmen zu rechnen ist.

Zunehmend wichtig werden Verfahren des korrektiven Netzengpass-Management, die nach Bekannt werden der Erzeugerfahrpläne und der prognostizierten Lastverläufe (in Deutschland um 14:30h am Vortag des aktuellen Lastflusses) umgesetzt werden können. Der Netzbetreiber verfügt hierzu zunächst über die kostenlosen Möglichkeiten der Topologieänderung und der Transformatorstufung bzw. auch über den Einsatz der FACTS-Geräte, sofern solche vorhanden sind um den Lastfluss zu steuern. Sollten diese Maßnahmen nicht ausreichen, können noch die ihm über bilaterale Verträge zur Verfügung stehenden Kraftwerke oder die Angebote im Minutenreservemarkt bzw. Balancemarkt, falls solche kurzfristigen Märkte in seinem Netzbereich existieren, genutzt werden.

Treten am Tag des aktuellen Lastflusses bedingt durch Störungen oder gravierende Fahrplanabweichungen Netzengpässe auf, so werden reagierende Maßnahmen durchgeführt. Der Netzbetreiber hat in diesem Zeitbereich wie vor der Deregulierung des Strommarktes alle Netzsteuerungsmöglichkeiten zur Behebung des Netzengpasses. Nach Beendigung der unmittelbar auf den Netzengpass reagierenden Maßnahmen können ggf. wieder korrektive Netzengpass-Management-Maßnahmen zur Bestimmung eines neuen optimalen Betriebszustandes durchgeführt werden.

Auf die Finanzierung des Einbaus von leistungsflusssteuernden Betriebsmitteln und der Funktionsweise der einzelnen schon bestehenden NEM-Verfahren wird hier beispielhaft am Verfahren des *Countertrade* näher eingegangen. Es wurden aber auch Untersuchungen zu den NEM-Verfahren *Auktion*, *Market-Splitting* und *knotenspezifische Preise* durchgeführt.

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 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.

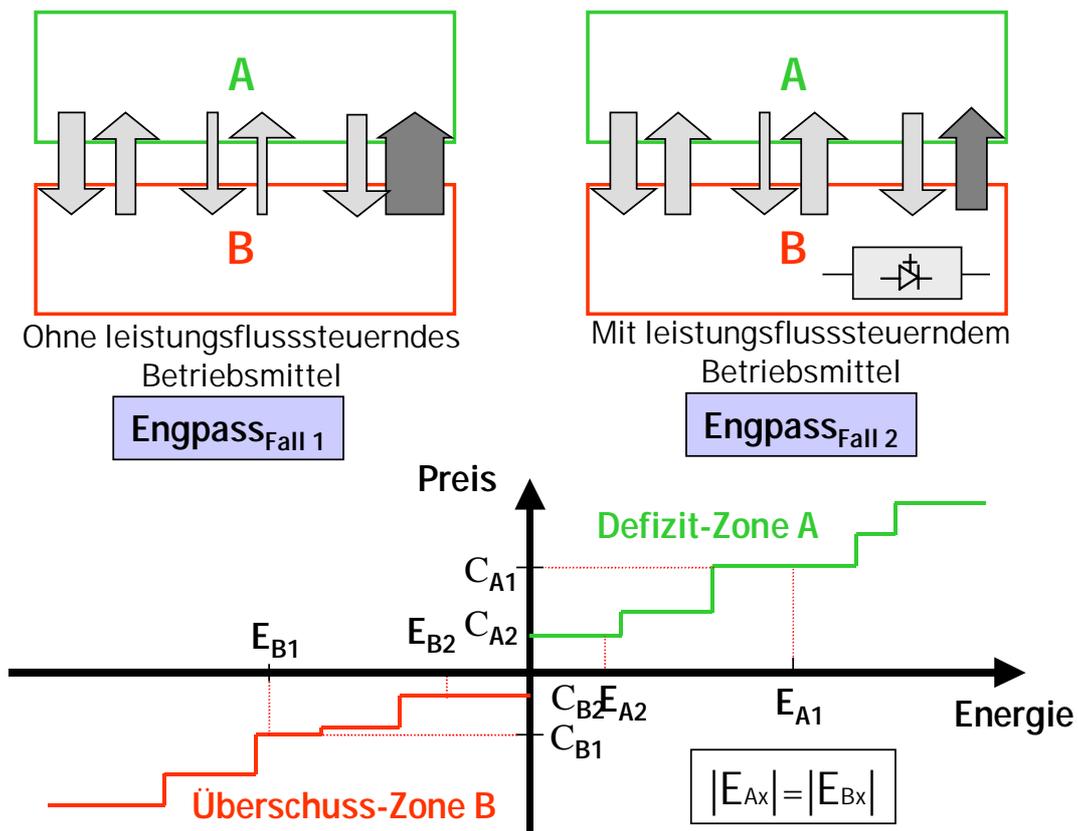


**Bild 4.10:** Countertrade

Dem Netzbetreiber entstehen dabei Kosten, da der Ankauf der Regenergie einen höheren Preis fordert als beim Verkauf wieder eingenommen werden kann. Diese Kosten werden dann auf alle Marktteilnehmer umgelegt.

In Bild 4.11 wird der modifizierte *Countertrade* dargestellt. Als Beispiel für ein leistungsflusssteuerendes Betriebsmittel wurde hier ein FACTS-Gerät gewählt, welches das teuerste leistungsflusssteuernde Betriebsmittel darstellt. D.h. wenn die Finanzierung dieses Gerätes wirtschaftlich ist, so ist es die Finanzierung preisgünstiger Geräte erst recht.

Ohne den Einsatz eines FACTS-Gerätes liegt eine ausgeprägte Netzengpasssituation zwischen den Zonen A und B vor, wie auf der linken Seite von Bild 4.11 gezeigt ist (Netzengpassfall 1). Auf der anderen Seite ist es durch den Einsatz eines UPFC als FACTS-Gerät möglich, den Leistungsfluss zwischen den beiden Gebieten teilweise zu den anderen nicht überlasteten Leitungen zu verschieben. Dies führt zu einem geringfügigeren Netzengpass (Netzengpassfall 2). Auf diese Weise ist es für den Netzbetreiber möglich, die NEM-Kosten zu reduzieren.



**Bild 4.11:** Countertrade unter der Berücksichtigung von FACTS-Geräten

Die Kostenreduktion für den Netzbetreiber kann durch nachfolgende Gleichung beschrieben werden.

$$\begin{aligned}
 C_{Reduktion} &= C_{Fall1} - C_{Fall2} \\
 &= E_{A1} \cdot (C_{spez,A1} - |C_{spez,B1}|) - E_{A2} \cdot (C_{spez,A2} - |C_{spez,B2}|)
 \end{aligned}$$

Diese Rückflüsse  $C_{Reduktion}$  können zur Refinanzierung des FACTS-Gerätes genutzt werden. In Beispielsimulationen kann gezeigt werden, dass sich FACTS-Geräte je nach Netzengpasssituation, Topologie des Netzes und Angebotsstruktur des Marktes sehr schnell amortisieren können. Eine Übertragbarkeit dieser Ergebnisse bei anderen Ausgangssituationen sollte am jeweils vorliegenden konkreten Fall analysiert werden.

J. Brosda

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

#### **4.1.5 Intelligente Betriebszustandsdiagnose elektrischer Betriebsmittel**

Aufgrund des hohen Kostendrucks als Folge der Liberalisierung des Strommarktes sind die Netzbetreiber auch im Bereich der Instandhaltung ihrer Betriebsmittel zu Einsparungen gezwungen. Führt der Netzbetreiber seine Instandhaltungsmaßnahmen nach der zeitabhängigen Strategie durch, so können die erforderlichen Einsparungen durch eine Verlängerung der Instandhaltungsintervalle erreicht werden. Die Auswirkungen auf den technischen Zustand der Betriebsmittel lassen sich nur schwer abschätzen, da keine Betriebserfahrungen für den Einsatz verlängerter Instandhaltungsintervalle vorliegen. Unter Berücksichtigung von Zuverlässigkeitsanalysen besteht in Einzelfällen möglicherweise die Option, zu einer ausfallbedingten Strategie überzugehen. Diese beiden Möglichkeiten scheiden jedoch für wichtige Betriebsmittel, die für einen sicheren Netzbetrieb trotz Redundanz eine hohe Verfügbarkeit aufweisen müssen, aus.

Für solche Betriebsmittel kommt die Strategie der zustandsabhängigen Instandhaltung zur Anwendung. Das Ziel dieser Strategie besteht darin, den Abnutzungsvorrat der Betriebsmittel voll auszunutzen, bevor Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden. Da die Abnutzung sowohl von den betrieblichen Beanspruchungen als auch von den Umgebungsbedingungen abhängig ist, ist der Zeitraum zwischen zwei Instandhaltungsmaßnahmen variabel. Im Vergleich zur zeitabhängigen Strategie wird der Zeitraum länger sein, da bei dieser die Festlegung der Instandhaltungsintervalle zur sicheren Seite hin vorgenommen wird und somit auch unter ungünstigen Betriebs- und Umgebungsbedingungen der Abnutzungsvorrat am Ende des Intervalls nicht aufgebraucht ist.

Zur Durchführung der zustandsabhängigen Strategie sind zwei Schritte erforderlich: Zunächst muss der aktuelle Zustand der Betriebsmittel bestimmt werden, dann kann, ausgehend von dieser Zustandsbestimmung, eine Abschätzung erfolgen, welche Instandhaltungsmaßnahmen erforderlich sind und wann diese Arbeiten spätestens begonnen werden müssen. Die Abschätzung muss so rechtzeitig erfolgen, dass die Planung, Koordinierung und Optimierung aller Instandhaltungsmaßnahmen noch möglich ist. Die Planung umfasst unter anderem die Beschaffung und Bereitstellung des benötigten Materials und die Auftragsvergabe an Fremdfirmen, die Koordinierung berücksichtigt logistische Restriktionen wie zum Beispiel die eigenen Personalressourcen und netzspezifische Restriktionen. Dabei ist beispielsweise zu prüfen, ob sich durch die Durchführung der Instandhaltungsmaßnahme Betriebsmittelüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen ergeben.

Die Zustandsbestimmung basiert auf vielen, unterschiedlichen Informationen über das Betriebsmittel. Die zum Betriebsmittel gehörenden Schutzeinrichtungen liefern durch ihre

Warn- und Fehlermeldungen eine Information über die Funktionsfähigkeit des Betriebsmittels. Die Störungs- und Schadensstatistik ermöglicht Wahrscheinlichkeitsaussagen über Fehlerart und -häufigkeit. Inspektionen stellen eine manuelle Zustandsabschätzung dar, die zu zeitlich diskreten Zeitpunkten durchgeführt wird. Online-Monitoringsysteme führen kontinuierlich eine messtechnische Überwachung des Betriebsmittels durch. Welcher qualitative Zusammenhang zwischen den einzelnen Primärinformationen und der Diagnose bzw. den Maßnahmen besteht, lässt sich übersichtlich in einer Matrix darstellen (Bild 4.12).

| Diagnose / Maßnahmen                | Primärinformationen |                        |                              |                 |                                     |                     |         |
|-------------------------------------|---------------------|------------------------|------------------------------|-----------------|-------------------------------------|---------------------|---------|
|                                     | allgemein           | Aktivteil<br>Isolieröl | Öl-<br>ausdehnungs-<br>gefäß | Kühl-<br>anlage | Stufen-<br>schalter<br>Motorantrieb | Durch-<br>führungen | Wandler |
| Zustandsabhängige<br>Instandhaltung |                     |                        |                              |                 |                                     |                     |         |
| Life-Management                     |                     |                        |                              |                 |                                     |                     |         |
| Überlastbarkeit                     |                     |                        |                              |                 |                                     |                     |         |
| Fehlerfrüherkennung                 |                     |                        |                              |                 |                                     |                     |         |

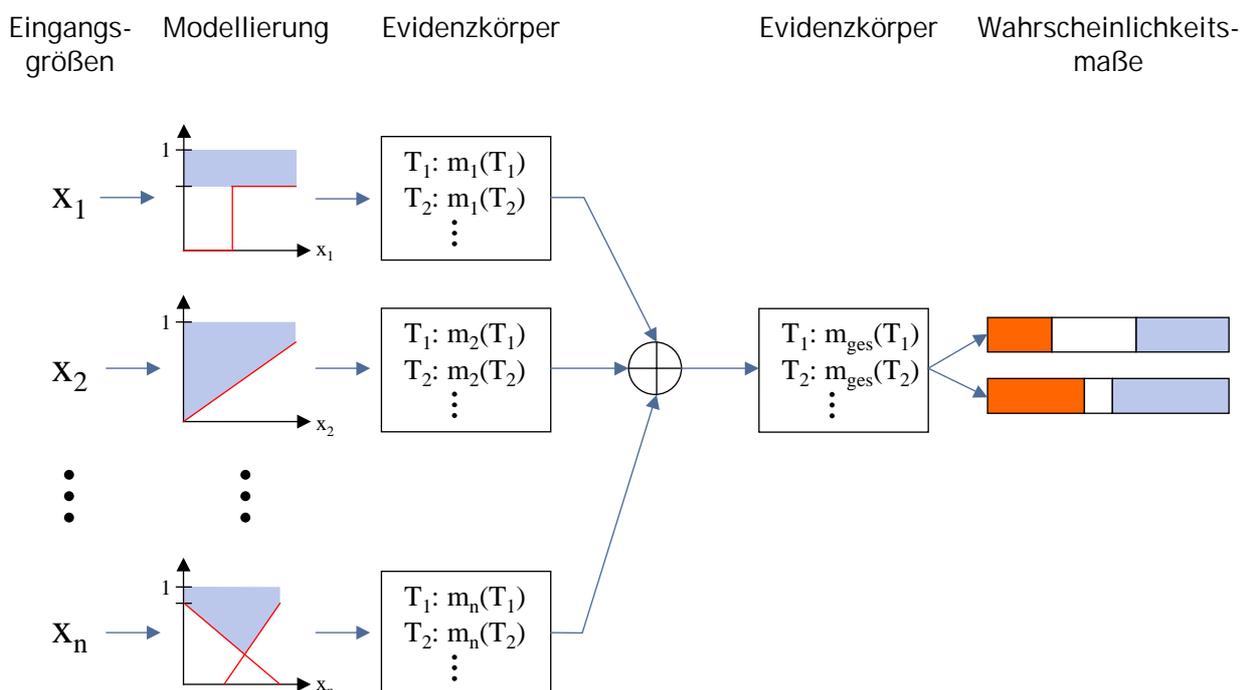
  

| Diagnose / Maßnahmen | Primärinformationen |                                     |                               |                |                              |
|----------------------|---------------------|-------------------------------------|-------------------------------|----------------|------------------------------|
|                      | Ölströmung          | Öltemperatur<br>(vor/hinter Kühler) | Temperatur des<br>Kühlmediums | Lüfterdrehzahl | Pumpen- und<br>Lüfterzustand |
| Kühler verschmutzt   | X                   | X                                   | X                             | X              |                              |
| Pumpe defekt         | X                   |                                     |                               |                | X                            |
| Lüfter defekt        |                     |                                     |                               | X              | X                            |

**Bild 4.12:** Verknüpfungen zwischen Primärinformationen und Diagnosen bzw. Maßnahmen

Als Beispiel wird das Kühlsystem eines Leistungstransformators erläutert. Die verfügbaren Primärinformationen sind Ölströmung, Öltemperatur vor und hinter dem Kühler, Temperatur des Kühlmediums, Lüfterdrehzahl sowie der Pumpen- und Lüfterzustand. Der Pumpen- und Lüfterzustand wird durch eine visuelle Inspektion erfasst, die übrigen Größen sind messtechnisch zu erfassen. Als mögliche Diagnosen werden „Kühler verschmutzt“, „Pumpe defekt“ und „Lüfter defekt“ betrachtet. Ein Kreuz in der Matrix kennzeichnet einen qualitativen Zusammenhang zwischen der Primärinformation und der Diagnose, ist das Feld dagegen leer, so gibt es keinen Zusammenhang. Offensichtlich gibt es für jede Diagnose

einen Zusammenhang mit mehreren Primärgrößen, ebenso kann eine einzelne Primärinformation mit mehreren Diagnosen zusammenhängen. Jede einzelne Eingangsgröße ist damit im allgemeinen mehrdeutig. Erst durch die Berücksichtigung mehrerer Eingangsgrößen lässt sich eine eindeutige Diagnose treffen. Neben der Mehrdeutigkeit ist es ein weiteres Problem, dass einzelne Eingangsdaten aus vielfältigen Gründen fehlen oder fehlerhaft sein können, so dass der gesamte Datensatz unvollständig oder inkonsistent sein kann.



**Bild 4.13:** Estimator

Einen geeigneten Ansatz, um solche Daten zu einer Gesamtdiagnose zu verknüpfen, stellt die Evidenztheorie nach Dempster und Shafer dar, die als Verallgemeinerung der Bayes'schen Wahrscheinlichkeitstheorie aufgefasst werden kann. Das Prinzip ist in Bild 4.13 dargestellt. Die Eingangsgrößen  $X_1$  bis  $X_n$  müssen zunächst mathematisch modelliert werden. Es wird getrennt für jede Eingangsgröße abgebildet, in welchem Grad auf einer Skala von Null bis Eins die Aussagen  $T_1, T_2$ , usw. durch diese Größe unterstützt werden. Die Summe dieser sog. Massezahlen über alle Aussagen muss kleiner oder gleich Eins sein. Ist die Summe echt kleiner als Eins, wird der Rest als Unwissenheit interpretiert. Für die

Abbildung der Eingangsgrößen auf die Massezahlen sind viele Möglichkeiten denkbar, einige sind in Bild 4.13 skizziert. Der schraffierte Bereich repräsentiert jeweils die Unwissenheit. Für alle Eingangsgrößen wird ein solcher Satz Massezahlen, der als Evidenzkörper bezeichnet wird, erstellt, die einzelnen Evidenzkörper werden dann über die Dempster'sche Regel zu einem gesamten Evidenzkörper verknüpft. Daraus lassen sich Wahrscheinlichkeitsmaße für  $T_1$ ,  $T_2$ , usw. berechnen, wobei auch hier ein Bereich der Unwissenheit auftreten kann. In Bild 4.13 sind die Wahrscheinlichkeitsmaße für  $T_1$  und  $T_2$  dargestellt. Der rote Balken entspricht dem Eintreten von  $T_1$  bzw.  $T_2$ , der blaue Balken entspricht dem Gegenereignis, d. h.  $T_1$  bzw.  $T_2$  treten nicht ein, und der weiße Balken dazwischen repräsentiert die Unwissenheit. Die Summe der drei Bereiche liefert immer Eins.

Die Evidenztheorie erlaubt eine konsistente Verknüpfung der zur Verfügung stehenden Primärinformationen zu einer Gesamtdiagnose. Das Verfahren kann insbesondere mehrdeutige, unvollständige und inkonsistente Daten verarbeiten.

W. Feilhauer

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

#### **4.1.6 Steuerung verteilter Prozesse über das Internet**

In der Ver- und Entsorgungswirtschaft sind die Prozesse oft weiträumig verteilt. Die Entfernungen zwischen den einzelnen Anlagenteilen können dabei viele Kilometer betragen. Deshalb war die Überwachung dieser Prozesse über eine zentrale Leitstelle in der Vergangenheit auf die wichtigsten Anlagenteile begrenzt. Der Einsatz von kostenintensiver Leittechnik in allen Prozessteilen war in der Regel nicht zu realisieren. Erst durch die innovativen Entwicklungen im IT-Sektor stehen heute eine Reihe unterschiedlicher standardisierter Übertragungstechniken zur Verfügung. Diese Techniken finden in immer weitreichenderen Lebensbereichen Anwendung und können auch im Bereich der Prozessüberwachung und -steuerung eingesetzt werden. Durch die Vernetzung der verteilten Prozesse können nicht nur die Personalkosten gesenkt, sondern neue Betriebsführungskonzepte entwickelt werden. Während in der Vergangenheit nur langfristige Einsatzplanungen oder telefonische Absprachen möglich waren, wird der Online-Zugriff in Zukunft zeitnahe Prozessoptimierungen zulassen.

Die Auswahl der richtigen Übertragungstechnik stellt dabei ein zentrales Problem dar. Die zur Zeit verfügbaren Übertragungssysteme unterscheiden sich neben dem Entwicklungsstand und der Verbreitung durch die Merkmale Übertragungsraten, Erweiterbarkeit, Übertragungsentfernung und Sicherheit. Je nach Anwendungsfall, den örtlichen Gegebenheiten und der Infrastruktur ist die geeignetste Lösung auszuwählen. Als Grundlage eines Überwachungssystems für dezentrale Prozesse sind die wichtigsten Eigenschaften und Unterschiede der verfügbaren bzw. zukunftssträchtigen, im hohen Entwicklungsstadium befindlichen Kommunikationstechniken untersucht und für diesen Anwendungsfall bewertet worden. Die wichtigsten Ergebnisse sind in Tabelle 4.1 zusammengefasst.

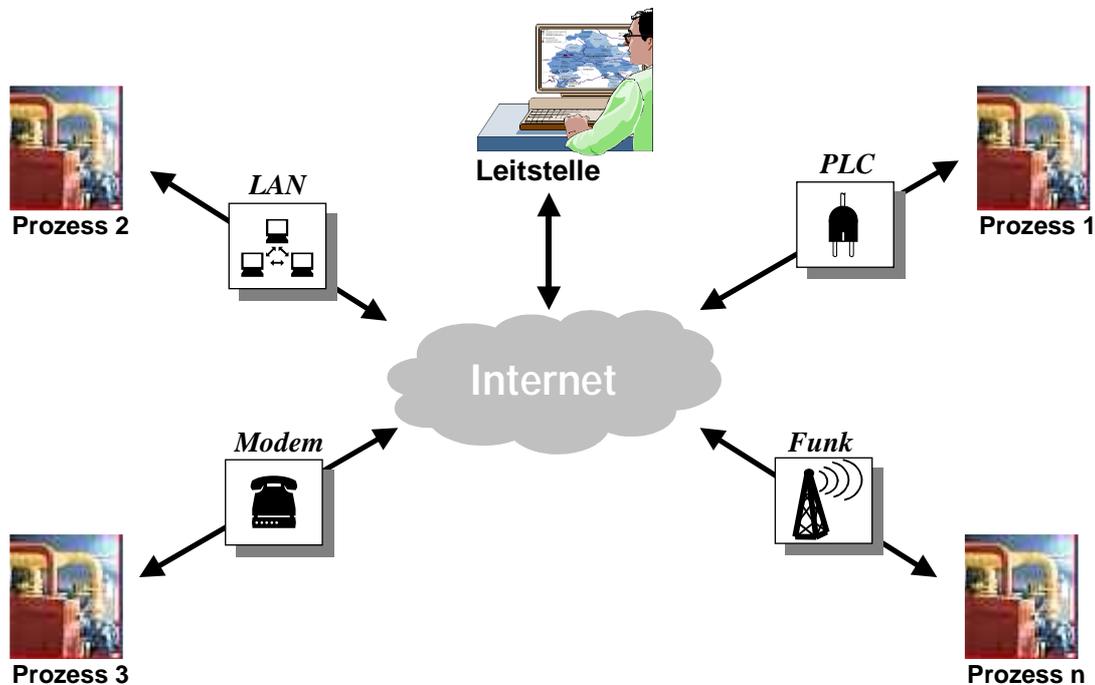
**Tabelle 4.1:** Bewertung unterschiedlicher Übertragungstechnologien

| Technologie     | Standard   | Datenrate (Brutto) | Reichweite/<br>Erweiterbarkeit | technischer Stand/<br>Verbreitung | Sicherheit |
|-----------------|------------|--------------------|--------------------------------|-----------------------------------|------------|
| <b>Netzwerk</b> |            |                    |                                |                                   |            |
| Ethernet        | TCP/IP     | 10 bis 2400 Mbit/s | ++                             | ++                                | +          |
|                 | IPX/SPX    | 10 bis 100 Mbit/s  | ++                             | +                                 | 0          |
|                 | NET BEUI   | 10 bis 100 Mbit/s  | ++                             | +                                 | -          |
| <b>Modem</b>    |            |                    |                                |                                   |            |
| Analog          | X, Z-Modem | max. 56 kbit/s     | ++                             | +                                 | +          |
| ISDN            | Capi 2.0   | max. 128 kbit/s    | ++                             | +                                 | +          |
| ADSL            | DMT        | max. 768 kbit/s    | ++                             | 0                                 | +          |
| ATM             |            | max. 155 Mbit/s    | 0                              | 0                                 | +          |
| PLC             |            | max. 11 Mbit/s     | 0                              | -                                 | 0          |
| <b>Funk</b>     |            |                    |                                |                                   |            |
|                 | GSM        | max. 9,6 kbit/s    | ++                             | +                                 | 0          |
|                 | HSCSD      | max. 115,2 kbit/s  | ++                             | 0                                 | 0          |
|                 | GPRS       | max. 160 kbit/s    | ++                             | 0                                 | 0          |
|                 | EDGE       | max. 473,6 kbit/s  | ++                             | 0                                 | 0          |
|                 | UMTS       | max. 2 Mbit/s      | ++                             | -                                 | 0          |
|                 | Bluetooth  | max. 43,2 Kbit/s   | -                              | -                                 | -          |
|                 | Funk LAN   | max. 11 Mbit/s     | -                              | +                                 | 0          |

++ sehr hoch      + hoch      0 durchschnittlich      - gering

Ein bedeutender Faktor für die Auswahl einer Übertragungstechnologie sind die damit verbundenen Kosten. Diese setzen sich aus den Kosten für Errichtung, Betrieb, Nutzungsentgelten und Wartungskosten zusammen und hängen stark von den entsprechenden Einsatzbedingungen ab. Im Fall der verteilten Prozesse ist die Errichtung eigener Netzwerke auf Basis der Ethernet-Technik auf Grund der großen Entfernungen finanziell nicht tragbar. Auch die Errichtung von Standleitungen über Modem oder Funkverbindungen ist diesem Fall nicht mehr sinnvoll. Vielmehr muss das Ziel darin bestehen, die vorgestellten Techniken dazu einzusetzen, Verbindungen mit vorhandenen Netzwerkstrukturen herzu-

stellen. Als zukunftsweisende Lösung bietet sich hier eine Internetanbindung an. Damit kann eine kostengünstige und entfernungsunabhängige Datenübertragungsstrecke auf Basis der vorgestellten Techniken aufgebaut werden. Auf Grund des Entwicklungspotenzials ist in einigen Jahren mit einer ausreichenden Datenübertragungsrate und Zuverlässigkeit für die Überwachung und Steuerung zeitkritischer Prozesse zu rechnen.



**Bild 4.14:** Internet als Übertragungsmedium für die Überwachung verteilter Prozesse

Da bei der Internetlösung ein Teil der Übertragungsstrecke innerhalb eines öffentlichen Netzwerkes liegt, sind in bezug auf die Übertragungssicherheit besondere Vorkehrungen zu treffen. Dies betrifft nicht nur die Datenkonsistenz, vielmehr ist aber darauf zu achten, dass die versendeten Daten gegen unberechtigten Zugriff geschützt werden. Dies ist durch Integration von Sicherheitsmechanismen und Kryptographieverfahren in das Übertragungssystem sicherzustellen.

Im Rahmen des Zukunftswettbewerbs Ruhrgebiet führt der Lehrstuhl in Zusammenarbeit mit der desPRO.net GmbH, der Gelsenwasser AG und weiteren Partnern ein Projekt zur Steuerung von kleinen Trinkwassergewinnungs- und Pumpanlagen über das Internet durch. Im Zuge der Realisierung werden folgende Gesichtspunkte besonders untersucht und berücksichtigt:

- Sicherheit
- Zuverlässigkeit
- Integration unterschiedlicher Technologien

- "Low Cost"
- Nutzung vorhandener Infrastruktur
- Orts- und Entfernungsunabhängigkeit
- Transferierbarkeit auf verwandte Prozesse

Um neben der Entwicklung eines Konzeptes, das die genannten Aspekte abdeckt, eine praxisorientierte und anwendungsfreundliche Lösung zu erreichen, ist es notwendig, von Anfang an eine enge Rückkopplung mit den zukünftigen Anwendern zu betreiben. Die Beteiligung der Gelsenwasser AG mit ihrem großen Anlagenspektrum von kleinen bis zu größten Wasserwerken stellt dies sicher. Der reale Anwendungsfall ermöglicht neben der Bildung von Erfahrungswissen eine exakte Untersuchungen zur Verfügbarkeit und der tatsächlich erreichbaren Datenraten im Internet. Damit ist gewährleistet, dass Schwachpunkte bereits frühzeitig erkannt und Abhilfemaßnahmen entwickelt werden. Nur so ist eine zukünftige Übertragung und Adaption dieser Technik auf andere Prozesse realisierbar. Weitere denkbare Einsatzgebiete sind z. B. in der voranschreitenden dezentralen Energieversorgung zu sehen. Die Vernetzung von Brennstoffzellensystemen zu sogenannten "virtuellen" Kraftwerken kann auf dem entwickelten Prinzip aufgebaut werden.

#### F. Uphaus

Dieses Projekt wird im Rahmen des Zukunftswettbewerbs Ruhrgebiet durchgeführt. Die Leitung und Koordinierung erfolgt durch die desPRO.net GmbH. Weitere Kooperationspartner sind ee energy engineers GmbH, EUS GmbH, Gelsenwasser AG, Universität Essen und ZEDO e.V.

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

### **4.2.1 Marktgerechte Beschaffung von Regelleistung und -energie**

Im Rahmen der Liberalisierungsbestrebungen ist die marktgerechte Beschaffung von Regel- und Reserveleistung in vielen Staaten weltweit von großem und stetig wachsendem Interesse. Deckte der für die dauerhafte Gewährleistung des Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Last im System verantwortliche Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in der Vergangenheit seinen Bedarf an Regelleistung aus konzerneigenen Kraftwerken, so muss er infolge der Entflechtung (Unbundling) der Bereiche Erzeugung, Handel und Vertrieb von den Netzen als wirtschaftlich eigenständiges Unternehmen die Regelenergie bei Kraftwerksbetreibern einkaufen.

Internationale Erfahrungen und in der Literatur vorgeschlagene Modelle für die Organisation von Regelleistungsmärkten basieren auf Angeboten der Kraftwerksbetreiber für die unterschiedlichen Regelleistungsqualitäten. Aufgrund der großen Bedeutung der Regelleistung für die sichere und wirtschaftliche Betriebsführung sind bei der Bewertung und Auswahl der Angebote neben wirtschaftlichen auch technische Aspekte zu berücksichtigen. Dabei stellt sich je nach Marktregeln und Regelleistungsqualität das Problem, Angebote unterschiedlicher Art und Struktur vergleichbar zu machen. Um diese Bewertung nach einheitlichen Kriterien durchführen zu können, muss auf die vielfältigen Marktregeln und -strukturen, wie beispielsweise Erzeugungsstruktur oder politische Rahmenbedingungen, Rücksicht genommen werden.

Da der Anbieterkreis für die Regelleistungsausschreibung eines ÜNB nicht auf die eigene Regelzone beschränkt sein sollte, um einen möglichst liquiden Markt zu schaffen, ergibt sich aus technischer Sicht das Problem, dass Regelzonengrenzen überschritten werden müssen. Dabei sind im Falle der Minutenreserve Mess- und Abrechnungsperioden zwischen den verschiedenen Regelzonen zu harmonisieren, da diese Regelleistung von Anbietern außerhalb der eigenen Regelzone manuell abgerufen und über Fahrplanlieferungen bereitgestellt wird. Die Sekundärregelung erfordert zur Anpassung an ein neues Marktsystem den größten Aufwand. Sie erfüllt technisch zwei Aufgaben. Die erste Aufgabe besteht darin, im Falle einer Störung in einer Regelzone die kurzzeitige Inanspruchnahme der Primärregelleistung des gesamten UCTE-Verbundnetzes zu ermöglichen und danach die vereinbarte Austauschleistung und die Frequenzabweichung im Minutenbereich wieder auf die ursprünglichen Sollwerte zurückzuführen. Die zweite und wichtigste Aufgabe ist, den

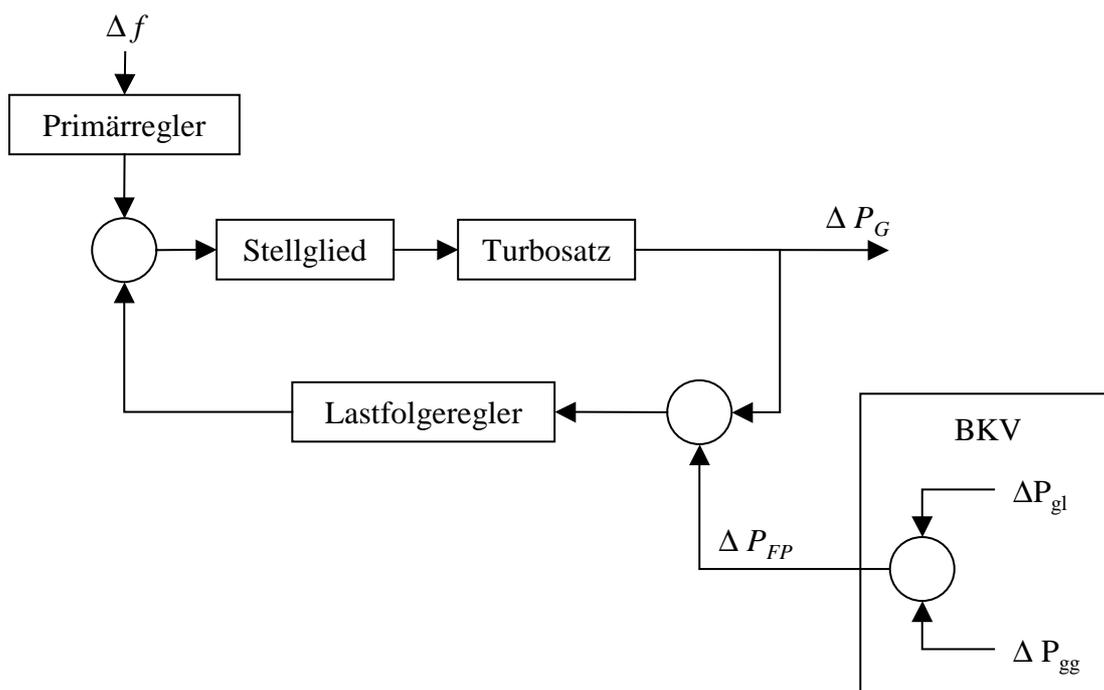
angemeldeten Energieaustausch zwischen den Regelzonen korrekt einzuhalten. Dafür wird bislang das Netzkennlinienverfahren eingesetzt.

Die resultierenden Kosten des Regelenergieeinsatzes müssen mit den Netznutzern abgerechnet werden. In Deutschland wurden dazu in der Verbändevereinbarung II Bilanzkreise eingefügt. Diese können als Gruppen von Entnahmen verstanden werden, die von den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) möglichst zu jeder Zeit durch entsprechende Einspeisungen auszugleichen sind. Abweichungen von dieser Bilanz werden den BKV durch den ÜNB in Form von Ausgleichsenergie vergütet resp. in Rechnung gestellt. Die Bepreisung für Ausgleichsenergie richtet sich dabei nach den Kosten für die Regelenergie.

Da die Bilanz der BKV durch Prognoseungenauigkeiten, Wettereinflüsse etc. in der überwiegenden Zeit nicht ausgeglichen ist, können u.U. hohe Kosten durch den Bezug von Ausgleichsenergie auf die BKV zukommen. Die diese Kosten verursachenden Ungleichgewichte in der Bilanz können durch kurzfristige Handelsmöglichkeiten an sogenannten Innertagesmärkten verringert werden. Alternativ dazu existiert ein neuer Ansatz zur dezentralen Regelleistungsbereitstellung in Form einer **Lastfolgeregelung**. Dieser dezentrale Ansatz basiert auf bilateralen Verträgen zwischen BKV und Kraftwerken zum Ausgleich der individuellen Fahrplanabweichungen und stellt für die Bilanzverantwortlichen eine Möglichkeit dar, ihre Bilanzabweichung zu reduzieren und somit den Bedarf an Ausgleichsenergie zu minimieren. Ein sich im Lastfolgebetrieb befindliches Kraftwerk erhält in Folge des bilateralen Vertrages direkt von den Bilanzkreisteilnehmern Signale  $\Delta P_{FP}$ , die sich als Differenz aus der Summe  $\Delta P_{gl}$  der Abweichungen der Einzellasten von den Prognosen und der Summe  $\Delta P_{gg}$  der Abweichungen der dem Bilanzkreis zugeordneten Erzeugung von den Fahrplänen abzüglich der Erzeugung des Lastfolgekraftwerkes gemäß

$$\Delta P_{FP} = \sum_i \Delta P_{li} - (\sum_j \Delta P_{gj} + \Delta P_G) = \Delta P_{gl} - \Delta P_{gg}$$

ergeben. Die Signale werden mit der aktuellen Erzeugung  $\Delta P_G$  verglichen. Eine Differenz beider Eingangswerte führt zu einem Fehler, der entsprechend Bild 4.15 als Eingangssignal für den integralen Lastfolgeregler dient. Diese Lastsignale können auch über ggf. noch vorhandene Regelzonengrenzen hinweg bereitgestellt werden, wodurch eine Erweiterung des bilateralen Marktes und eine daraus resultierende Steigerung des Wettbewerbs erfolgt. Bild 1 zeigt das vereinfachte Strukturbild der Lastfolgeregelung für ein Kraftwerk mit den Zeitkonstanten  $T_g$  und  $T_{ch}$  des Stellgliedes und der Turbine.



**Bild 4.15:** Lastfolgeregelung für ein Kraftwerk

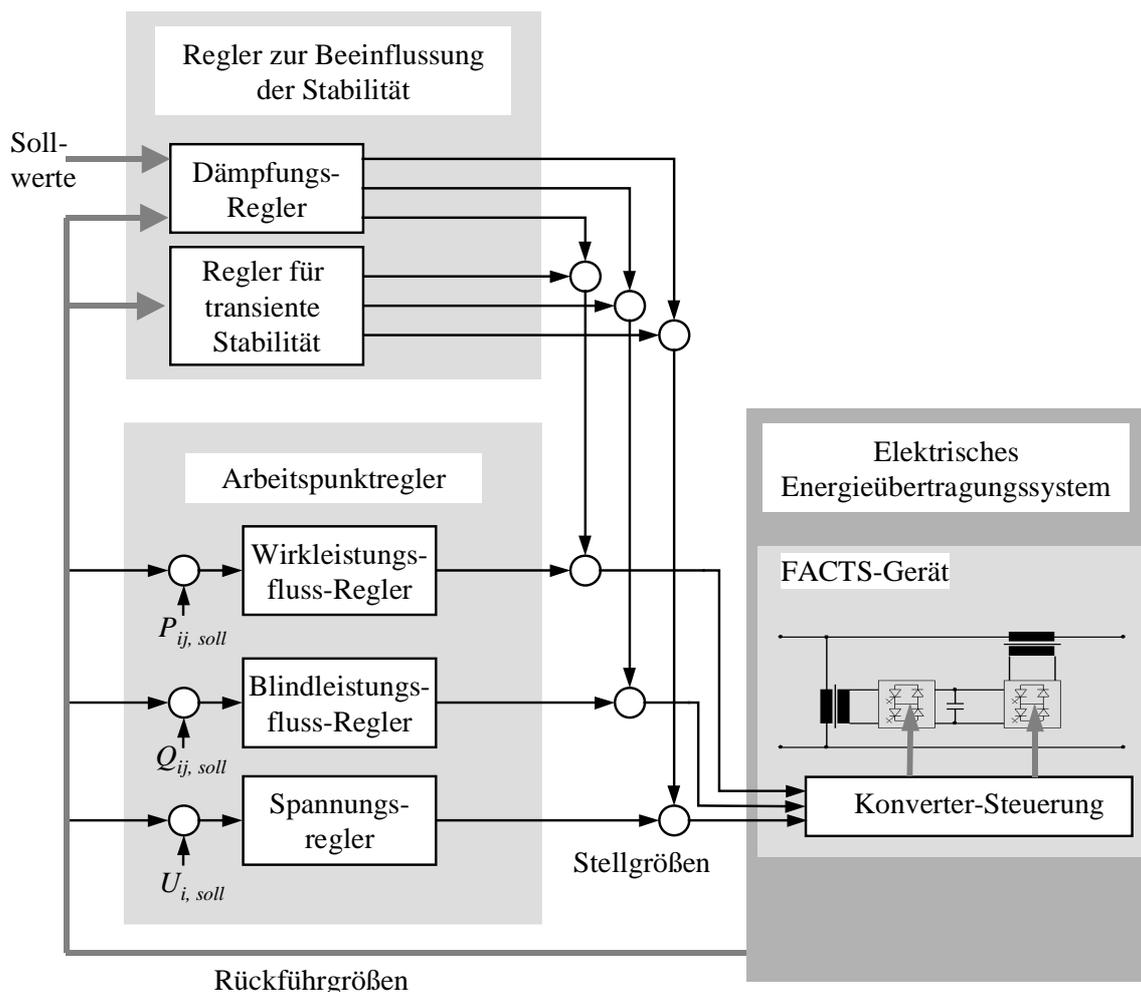
Unabhängig von der Bereitstellung der Lastfolgeregelung ist das Kraftwerk weiterhin in der Lage, über einen Proportionalregler an der Primärregelung teilzunehmen. Auch eine zusätzlich zu der Lastfolgeregelung stattfindende Sekundärregelung zum Ausgleich möglicher verbleibender Ungleichgewichte in der Systembilanz ist mit diesem Modell möglich. Allerdings müssen in diesem Fall Wechselwirkungen zwischen dem Eingangssignal der Sekundärregelung und den Lastsignalen beachtet werden. Darüber hinaus sind Probleme durch Änderung der Austauschfahrpläne im Falle einer Teilnahme außerhalb der jeweiligen Regelzone gelegener Kraftwerke zu lösen.

L. Müller

#### 4.2.2 Ein Multiagentensystem zur sicheren und flexiblen Betriebsführung von FACTS

Mit dem Einsatz von FACTS steht den Netzbetreibern die Möglichkeit zur Verfügung, schnell, stufenlos und verschleißfrei Leistungsflüsse und Spannungen zu regeln sowie eine Verbesserung der dynamischen Eigenschaften eines Energieübertragungssystems (EÜS) zu erzielen. FACTS-Geräte realisieren diese erweiterten Regeleingriffe mit schneller und

kontinuierlicher Kompensation und Schrägregelung. Um diese Eigenschaften realisieren zu können, sind auf der untersten Leitebene die in Bild 4.16 gezeigten Betriebsmittelregelungen vorzusehen. Eine Koordination zwischen dem Netz und den FACTS-Reglern findet an dieser Stelle noch nicht statt. Diese Regler erfüllen ihre Aufgaben üblicherweise im Normalbetrieb. Bei einer dem Betrieb der FACTS-Geräte vorausgehenden Einsatzplanung werden Aufgaben und Funktionalitäten der Geräte bestimmt, wonach die notwendigen Regelungseigenschaften ausgewählt und installiert werden müssen.



**Bild 4.16:** FACTS-Regelungssystem auf der Einzelleitebene

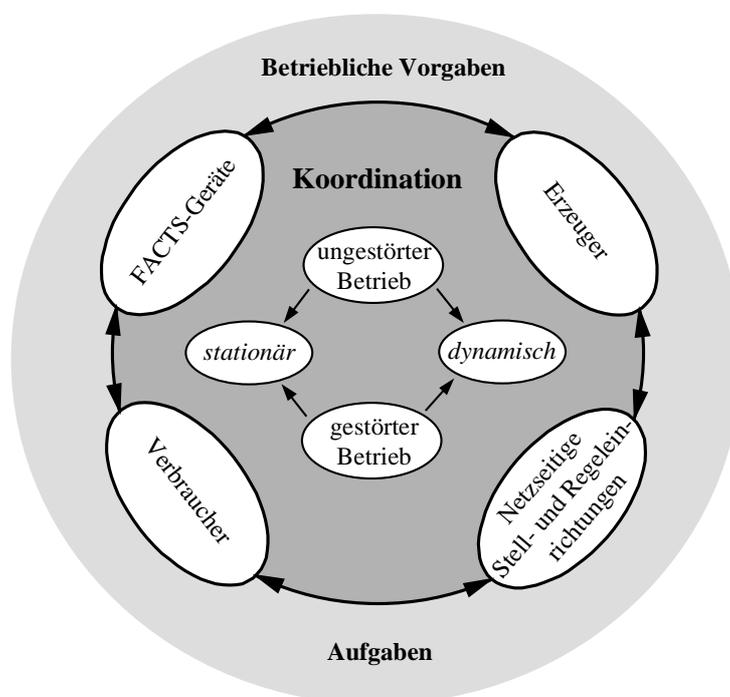
Der Einsatz von FACTS-Geräten in EÜS bringt jedoch nicht nur Vorteile mit sich. In bestimmten Situationen treten zusätzlich verschiedene unerwünschte Effekte, wie z.B. eine Verschlechterung des dynamischen Verhaltens oder Überlastungen von Betriebsmitteln, auf. Um den Betrieb von FACTS-Geräten für Netzbetreiber attraktiv zu machen, muss die Integration von FACTS-Geräten in die Netzbetriebsführung bestehender Systeme mit

umfangreichen koordinierenden Maßnahmen einhergehen. Im einzelnen ist der Betrieb von FACTS-Geräten in EÜS zu koordinieren mit

- Erzeugereinheiten,
- Verbrauchern,
- Stell- und Regeleinrichtungen im Netz und
- Komponenten der Schutztechnik.

Bei Vorhandensein mehrerer FACTS-Geräte müssen auch diese untereinander koordiniert werden. Diese koordinierenden Maßnahmen erstrecken sich dabei im stationären und dynamischen Fall sowohl auf den gestörten als auch auf den ungestörten Betrieb der Geräte.

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurden die notwendigen Koordinationsmaßnahmen im ungestörten und gestörten dynamischen sowie im gestörten stationären Betrieb, die durch den Einsatz von FACTS-Geräten in EÜS erforderlich werden, behandelt. Es handelt sich hierbei um Probleme, die abhängig von den betrieblichen Vorgaben und den jeweiligen Aufgaben der FACTS-Geräte auftreten und den dynamischen und stationären Betrieb in bestimmten Situationen erheblich verschlechtern. Die Koordination im ungestörten stationären Betrieb ist Gegenstand des Optimal Power Flow. Bild 4.17 veranschaulicht in einer Übersicht die Einbindung der FACTS-Geräte in den Prozess der Koordination innerhalb des Gesamtsystems.

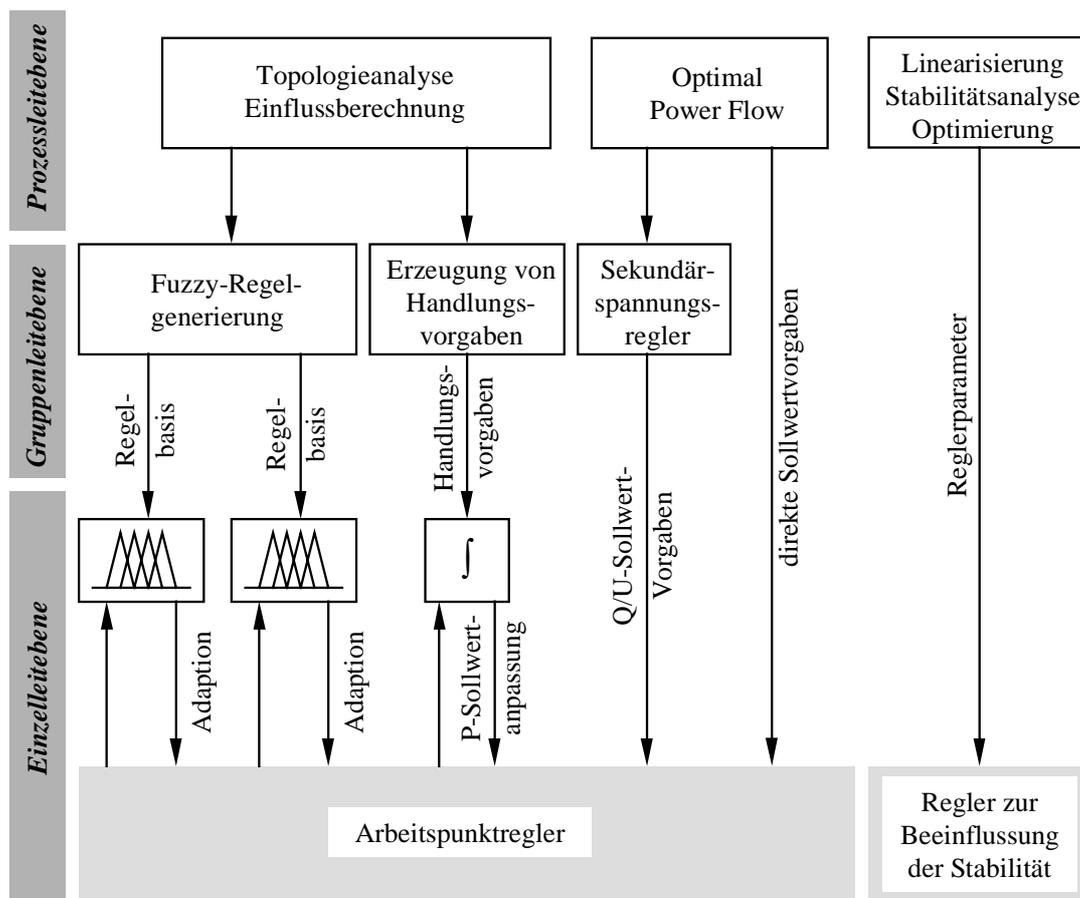


**Bild 4.17:** Koordinationsbedarf in EÜS mit FACTS

Konkret wurden anhand dieser Analyse des Koordinationsbedarfes allgemeine Handlungsregeln zur Koordination verbal formuliert, die basierend auf exemplarischen Untersuchungen und Fallstudien erarbeitet und verifiziert wurden. Diese Handlungsregeln definieren koordinierende Aktionen im Falle kritischer Situationen wie Überlastungen, Betriebsmittelausfälle, Spannungsbandverletzungen, Fehler und Betriebszustandsänderungen. Damit stellen die Regeln eine Wissensbasis auf, die den Anforderungskatalog an das entwickelte Multiagentensystem zur sicheren und flexiblen Betriebsführung von FACTS darstellt.

Die prozessunabhängige Theorie der Multiagentensysteme wurde in früheren Berichten bereits erläutert. In der Anwendung auf EÜS mit integrierten FACTS-Geräten wurden die oben beschriebenen Koordinationsmaßnahmen, die in der Form verbaler Handlungsregeln vorliegen, schließlich in die Struktur eines Multiagentensystems implementiert. Die Entwicklung erfolgte von der untersten Leitebene ausgehend bis zur Prozessebene.

Die unterste Stufe des Multiagentensystems ist dabei u. a. durch die in Bild 4.16 gezeigten elementaren FACTS-Regelungen gegeben. Auf der Gruppen- und Prozessebene kommen übergeordnete autonome Komponenten hinzu, die vereinfacht in Bild 4.18 gezeigt sind.



**Bild 4.18:** Komponenten des Multiagentensystems zur sicheren und flexiblen Betriebsführung von FACTS

Verschiedene Methodiken aus dem Bereich der künstlichen Intelligenz (Fuzzy Control, Simulated Annealing) haben sich im Rahmen des Multiagentensystems als geeignet erwiesen, die Handlungsregeln zu konkretisieren. Fuzzy Control wurde dabei nachhaltig zur Erledigung höherer Automatisierungsfunktionen des autonomen Systems in Form von adaptiven Eingriffen mit weichen Übergängen eingesetzt.

Funktionalitäten im Bereich des maschinellen Lernens wurden zur Erledigung übergeordneter Aufgaben auf höheren Leitebenen implementiert. Dazu zählt die automatische Topologieanalyse, die Informationen über den topologischen Netzzustand geeignet verarbeitet. Diese werden zur automatischen Generierung von Fuzzy-Regelbasen und Berechnung notwendiger Informationen für die überlagerte Integral-Regelung benötigt. Weiterhin wurde die automatische optimale Dämpfungsreglerparametrierung als Anwendung maschinellen Lernens entworfen. Beide Verfahren garantieren die Umsetzung der Handlungsregeln auch für neue Systemzustände, die das EÜS zuvor noch nicht eingenommen hat. Die erlernten Informationen (Topologieinformationen, Regelbasen, Reglerparameter usw.) können in einer Datenbank hinterlegt und bei erneutem Eintreten des Betriebszustandes abgerufen werden. Informationen auf Basis einer Lastprognose können dann verwendet werden, um das Eintreten bestimmter Betriebszustände zu prognostizieren und passende Regelbasen und Reglerparameter vorzugeben.

Zeitkritische Berechnungsverfahren, wie die Topologieanalyse, Regelgenerierung und Optimierung mit Simulated Annealing, wurden im Rahmen der präventiven Koordination so implementiert, dass deren Durchführung im ungestörten Betriebszustand erfolgt. Dadurch wird die notwendige kurze Reaktionszeit, mit der koordinierende Maßnahmen eingeleitet werden müssen, nicht durch rechenzeitintensive Anwendungen blockiert.

Durch die automatische Topologieanalyse und die Berechnung von Einflüssen der FACTS-Geräte auf andere Betriebsmittel bestimmt das autonome System für beliebige Betriebs-situationen eines EÜS mit FACTS-Geräten zuverlässig den möglichen und nötigen Wirkungsradius für koordinierende Eingriffe. Dabei bietet es gleichzeitig die Möglichkeit der Vorgabe betriebsbedingter Restriktionen, die beispielsweise Prioritäten bei einer Deaktivierung bestimmter FACTS-Geräte beinhalten können.

Die durch das autonome System umgesetzte schnelle und dezentrale Onlinekoordination arbeitet auf der Basis eines dezentralisierten Datenaustausches. Lediglich globale Informationen, wie Reglerparameter, Einflüsse auf andere Betriebsmittel oder Fuzzy-Regelbasen, werden von übergeordneten autonomen Komponenten bereitgestellt. Messwerte oder

konkrete Handlungsanweisungen zwischen dezentral angeordneten autonomen Komponenten werden auf gleicher Leitebene ausgetauscht.

In zahlreichen Untersuchungen und Simulationen konnte die korrekte und effiziente Umsetzung der Anforderungen durch das realisierte autonome System bestätigt werden. Das autonome System beseitigt zuverlässig die durch den Einsatz von FACTS-Geräten in EÜS entstehenden negativen Effekte, die durch mangelnde Koordination zwischen Erzeugern, Verbrauchern, FACTS-Geräten und anderen netzseitigen Stell- und Regeleinrichtungen entstehen. Der sichere stationäre und dynamische Betrieb wird nach kritischen Ereignissen durch das autonome System wieder hergestellt. Durch die automatisierten Abläufe der Vorbereitung und Durchführung koordinierender Maßnahmen wird eine Überforderung des Betriebspersonals verhindert, welches aufgrund der Komplexität und notwendigen Schnelligkeit koordinierende Eingriffe zur Onlinekoordination manuell nicht durchführen könnte.

Das entwickelte autonome System bietet ein neuartiges geschlossenes Konzept zur effektiven und effizienten Betriebsführung von FACTS-Geräten in großen Verbundsystemen. Es realisiert erstmalig eine Koordination innerhalb des EÜS zur Beseitigung der mit dem Einsatz von FACTS-Geräten verbundenen negativen Rückwirkungen auf das System. Es garantiert darüber hinaus dem Netzbetreiber ein höchstmögliches Maß an Autonomie zur leichteren Überwachbarkeit des Betriebes.

C. Becker

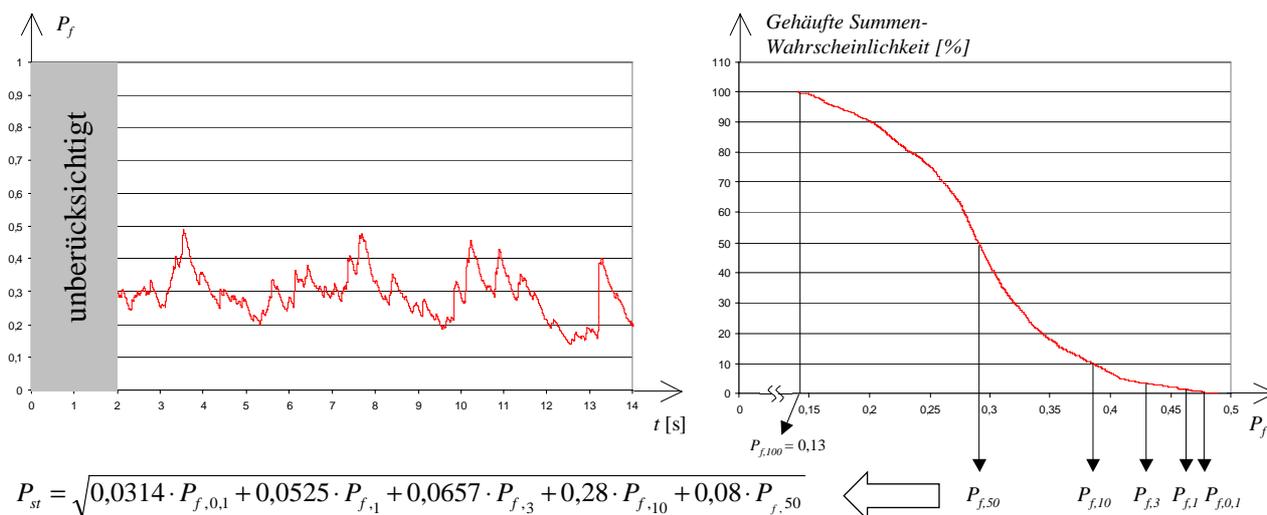
Dieses Forschungsprojekt wurde durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

#### **4.2.3 Optimaler Einsatz von FACTS-Geräten zur Verbesserung der Spannungsqualität in Transportnetzen**

Zunehmender Wettbewerbsdruck in liberalisierten und deregulierten Elektrizitätsmärkten stellen Netzbetreiber vor neue herausfordernde Aufgaben. Um sich im zukünftig verschärften Wettbewerb profilieren zu können, müssen sie versuchen, mit ihrem zur Verfügung stehenden Netz die Kunden möglichst kostengünstig zu versorgen. Dazu zählt

insbesondere die optimale Auslegung des Übertragungsnetzes, welches in Zentraleuropa vorwiegend aus den 380-kV- und 220-kV-Spannungsebenen besteht. Dessen Aufgabe ist der internationale Energieaustausch und die Speisung der darunter liegenden 110-kV-Verteilungsnetze. Da beide Höchstspannungsebenen ähnliche Aufgaben übernehmen, ist es sinnvoll, das 220 kV zurückzubauen. Dadurch sind erhebliche Kosteneinsparungen möglich. Ein Ersatz der 220-kV-Spannungsebene kann durch den Ausbau auf die nächst höhere 380-kV-Ebene oder durch den Rückbau auf 110 kV realisiert werden. Dabei ist ein Rückbau auf 110 kV i. A. zwar finanziell günstiger, jedoch können dort wegen der geringeren Kurzschlussleistung Spannungsqualitätsprobleme entstehen. Durch den Einsatz moderner FACTS-Geräte, zu denen auch schnelle Blindleistungskompensationsgeräte gehören, ist es möglich, die 110-kV-Ebene auch an solchen Standorten zu forcieren, an denen die Kurzschlussleistung für den Anschluss einer kritischen Last zu gering wäre. Durch die Berücksichtigung individueller Anforderungen beim Anschluss von Industriekunden entstehen neue Möglichkeiten für die Netzplanung. Die Motivation für diese Arbeit entstand aus dem Wunsch, dynamische Berechnungen mit dem Datensatz eines bestehenden umfangreichen Verbundnetzes zu realisieren. Insbesondere der Einfluss von Spannungsflicker erzeugenden Großverbrauchern innerhalb eines Transportnetzes steht im Vordergrund. So können Auswirkungen exemplarischer Netzbaumaßnahmen simuliert werden und mit Hilfe aktueller Kosten darüber hinaus Aussagen zur Wirtschaftlichkeit dieser Umstrukturierungen getroffen werden.

Die Nachbildung der Drehstrom-Lichtbogenöfen als dynamische Lasten geschieht durch Verwendung von Messwerten, die in tabellarischer Form hinterlegt sind. Die Erläuterung von Netzurückwirkungen, insbesondere Spannungsflicker, wird nachfolgend geschildert. Gemessen wird der Flickerpegel mit einem Flickermeter, welches die Übertragungsfunktion "Spannung - Lampe - Auge - Gehirn" nachbildet. Eingangsgröße ist der momentane Effektivwert der Spannung. Als Ausgang erhält man den momentanen Flickerpegel. Wird dieser als gehäufte Wahrscheinlichkeitsfunktion sortiert und definierte Werte ausgewählt, entsteht aus einem solchen Momentanverlauf des Flickerpegel ein Kurzzeit-Flicker-Wert  $P_{st}$ . Dieser ist so normiert, dass  $P_{st}=1$  bedeutet, dass die Hälfte einer durchschnittlichen Personengruppe Leuchtdichteschwankungen (zwischen 1 und 35 Hz), bemerkt. Einen beispielhaften Momentanwertverlauf aus einer Simulation und die zuvor genannte Auswertung zeigt Bild 4.19.



**Bild 4.19:** Berechnung des  $P_{st}$ -Wertes aus dem Flicker-Momentanwertverlauf

Spannungsflicker, die durch stark schwankende Verbraucher wie Elektrostahlwerke, Walzwerke, etc. entstehen, wurden in der Vergangenheit durch klassische Netzverstärkungsmaßnahmen wie dem Austausch durch stärkere Transformatoren, Leitungen, Einbau von Blindleistungsfiler (zuschaltbare Kapazitäten), etc. kompensiert. Diese Netzausbaumaßnahmen sind verhältnismäßig teuer und vor allem ungeeignet wenn Investitionen in Spannungsebenen fließen, die wie die 220 kV-Ebene zukünftig reduziert werden. Netzbetreiber werden künftig vermehrt auch neue, innovative Betriebsmittel wie blindleistungskompensierende FACTS-Geräte nutzen, die kostengünstigere Alternativen realisieren. Gegenüber klassischen schaltbaren Kapazitäten bieten moderne, IGBT-basierte Kompensationsgeräte den Vorteil einer hoher Schaltfrequenz, einer Verschleißfreiheit und der nahezu vollständigen Ausregelung der schwankenden Blindleistung. Dadurch können Flicker um einen Faktor von bis zu 4 reduziert werden, so dass Leuchtdichteschwankungen nicht mehr bemerkbar sind.

Neben der Implementierung der verschiedenen dynamischen Daten (Generatoren, Spannungsregler, Lasten, FACTS-Geräte) sind zudem ausgewählte reale Netzschaltungen untersucht worden. Beispielhaft sei hier ein Untersuchungsfall geschildert. Es handelt sich um den Netzanschluss eines Stahlwerks, dessen heutige Anbindung in 220 kV keine Flickerprobleme bereitet. Für die Beurteilung zukünftiger denkbarer Netzanschlüsse ist die geplante Leistungserhöhung des Stahlproduzenten berücksichtigt, die den heutigen Netzanschluss überlasten würde. Alternativ ist ein Netzanschluss in 110 kV mit einem STATCOM zur Blindleistungskompensation sowie ein Anschluss in 380 kV untersucht worden. In beiden Simulationen wurden keine unzulässigen Netzzrückwirkungen in Form

von Spannungsflicker festgestellt, so dass beide Varianten sinnvoll sind. Für die wirtschaftliche Bewertung wurden alle für die Versorgung der fluktuierenden Last benötigten Betriebsmittel für die drei untersuchten Varianten (110 kV inkl. Blindleistungskompensation, 220 kV, 380 kV) berücksichtigt. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Kostenauswertung der drei Varianten.

**Tabelle 4.2:** Kosten unterschiedlicher Netzanschlüsse in Meinstahl

| Barwerte [Mio. €]                     | Erneuerung der aktuellen 220-kV-Netzansbindung | Alternative 110-kV-Netzansbindung mit STATCOM | Alternative 380-kV-Netzansbindung ohne Filter |
|---------------------------------------|--|---|---|
| Netzbaumaßnahmen                      | 6,66   | 3,97  | 15,98   |
| Verluste                              | 0,80   | 0,45  | 1,23  |
| Betriebsaufwand                       | 1,31   | 0,78  | 3,14  |
| Aktives Filter                        |  | 3,64  |   |
| Verluste des aktiven Filters          |  | 0,91  |   |
| Betriebsaufwand für das aktive Filter |  | 0,50  |   |
| Summe (ohne Kostenvorteil)            | 8,77   | 10,25   | 20,34   |
| Eingesparte Energiekosten             |  | -5,36   |   |
| Summe (mit Kostenvorteil)             |  | 4,88  |   |

Auf den ersten Blick ist zu erkennen, dass eine Wiederinstandsetzung des aktuellen 220-kV-Anschlusses die kostengünstigste Variante ist. Allerdings ist es aus Sicht des Netzbetreibers sinnvoll, etwas höhere Ausgaben zu tätigen und die Möglichkeit einzuschließen, in großräumiger Umgebung die 220-kV-Ebene auf 110 kV zurückzubauen. Die dadurch eingesparten Kosten werden in Form von geringeren Wartungskosten, Einsparungen durch Vorhaltung günstigerer Ersatzbetriebsmittel etc. hier lediglich angedeutet. Mit dem im Rahmen dieses Projektes entwickelten Verfahren wird ein komplexes Werkzeug für die technische und wirtschaftliche Bewertung zukünftiger Netzanschlüsse bereitgestellt. Insbesondere FACTS-Geräte ermöglichen Netzbetreibern kostengünstigere Netzanschlusskonzepte und eine größere Planungsfreiheit bei der zukünftigen Auslegung eines schlankeren Verbundnetzes.

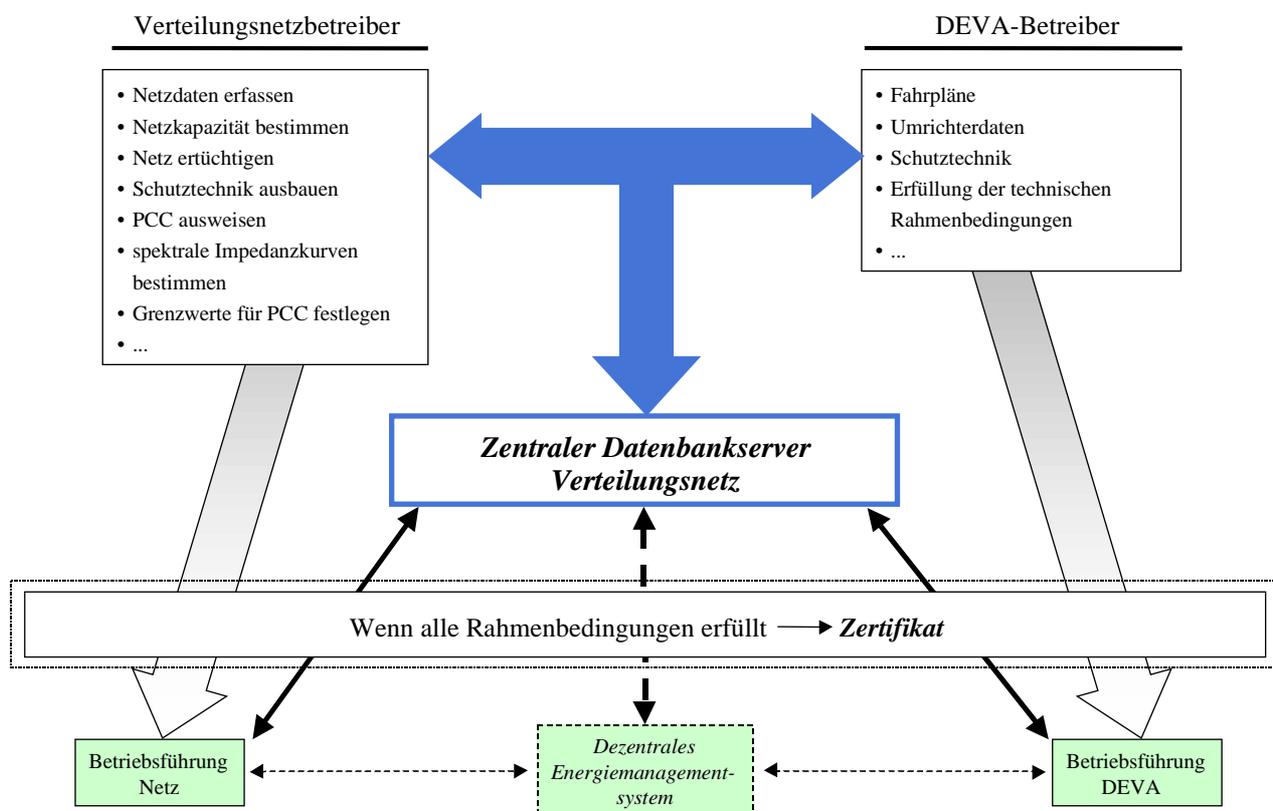
R. Becker, C. Becker

Dieses Projekt wurde in Kooperation mit der RWE Net AG, Dortmund, durchgeführt.

## 4.3 Schutz- und Leittechnik

### 4.3.1 Zertifizierungskonzept für eine großflächige Integration von dezentralen Energieversorgungsanlagen in elektrische Verteilungsnetze

Die in den vorangegangenen Jahresberichten betrachteten Aspekte der Schutztechnik, der spektralen Netzimpedanz und der Verteilungsnetzkapazität sind geeignet, bei großflächiger Integration von dezentralen Energieversorgungsanlagen (DEVA) in das Verteilungsnetz als erweiterte Kriterien in die bestehenden Anschlussbedingungen mit aufgenommen zu werden. Dies führt zwangsläufig zu der Forderung nach einer individuellen Zertifizierung von sowohl DEVA auf der einen als auch dem Verknüpfungspunkt (Point of Common Coupling - PCC) auf der anderen Seite. Dabei sind diese drei zusätzlichen Kriterien der DEVA bzw. dem PCC zuzuordnen. Weiterhin ergibt sich, dass der Nachweis (das Zertifikat) eines konformen Anschlusses von DEVA vom Anlagenbetreiber und vom Verteilungsnetzbetreiber (VNB) gleichermaßen zu erbringen ist. Dieses Konzept ist in Bild 4.20 dargestellt.



**Bild 4.20:** Konzept zur Zertifizierung von DEVA und PCC

Der Verteilungsnetzbetreiber hat die Daten seines Netzes in einem GIS-fähigen Datenformat (Geographical Information System) in einer Datenbank abzulegen. Hierzu gehören auch die spektralen Modelle der verwendeten Betriebsmittel sowie die spektralen Impedanzverläufe an den von ihm festgelegten PCC. Die PCC sind in Abhängigkeit der vorhandenen Infrastrukturen für Primärenergieträger bzw. der raumplanerischen Gegebenheiten vom VNB auszuwählen. Eine eindeutige Vorgehensweise bei der Auswahl kann in diesem Zusammenhang nicht vorgeschrieben werden, da sie sich individuell an der jeweiligen Netzsituation orientieren muss. Es sollten jedoch alle zugänglichen Anschlusspunkte, zu welchen z.B. die Hausanschlusspunkte u.ä. gehören, auf jeden Fall als PCC ausgewiesen werden.

Der VNB muss auf Basis der festgelegten PCC die Netzanschlusskapazität bestimmen und die Höchstgrenze für die einspeisbare Leistung pro PCC festsetzen. Dabei ist derzeit auf eine diskriminierungsfreie Zuordnung zu achten, d.h. die Leistungsgrenze muss bei allen PCC gleich groß sein. Eine Ausnahme bei dieser Regel bildet die Ortsnetzsammelschiene, an der vornehmlich dreiphasige Anlagen mit Leistungen um  $250 \text{ kW}_{\text{el}}$  angeschlossen werden sollen. Bei entfernter Installation von DEVA dieser Größenordnung ist ein abnehmerfreier Anschluss an die Ortsnetzsammelschiene vom VNB sicherzustellen. Er hat die Grenzleistung für einen abnehmerfreien Anschluss auf Basis seiner Netzberechnungen sowie unter wirtschaftlichen Aspekten hinsichtlich Netzausbaumaßnahmen festzulegen. Aus den gewonnenen Netzdaten ist dann für jedes Netz individuell eine eigene TAB (Technische Anschlussbedingungen) zu erstellen, in welcher für die vom VNB ausgewiesenen PCC Grenzwerte für die charakteristischen Größen festgelegt sind. Außerdem hat er aufbauend auf den Netzdaten Angaben zu den möglichen Arbeitsfrequenzen für Umrichter zu machen. In Bezug auf den Netz- und Anlagenschutz ist vom VNB die Möglichkeit für eine koordinierte Schutztechnik zu schaffen. Das Netz ist mit autonomen Schutzgeräten auszurüsten sowie eine Leitstelle für ein dezentrales Energiemanagementsystem einzurichten. Dabei ist die Hierarchie der einzelnen Schutzgeräte festzulegen. Der Zugang zu diesem Schutzsystem ist dem Anlagenbetreiber in Form einer Kommunikationsschnittstelle zu ermöglichen.

Der Anlagenbetreiber hat nachzuweisen, dass die DEVA den gültigen TAB des Verteilungsnetzes entspricht. Im besonderen sind die Grenzwerte bei den Netzurückwirkungen einzuhalten, die vom Verteilungsnetzbetreiber vorzugeben sind. Der Anlagenbetreiber muss in Zukunft den Fahrplan seiner Anlage offen legen, wenn Leistung über den lokalen Bedarf hinaus am PCC eingespeist wird. Dies gilt insbesondere bei deterministischen DEVA wie z.B. der Brennstoffzelle. Außerdem ist die an der DEVA eingesetzte Schutztechnik

darzulegen sowie die Verbindung zu der beschriebenen, übergeordneten Schutztechnik über die bereitgestellte Kommunikationsschnittstelle einzurichten.

Aus Sicht der Betriebsführung und der Notwendigkeit eines dezentralen Energiemanagementsystems sind Verträge über Eingriffsmöglichkeiten des VNB auf die DEVA abzuschließen. Diese sollten beispielsweise die flexible Einstellung des Verschiebungsfaktors zur Spannungshaltung oder andere mögliche Systemdienstleistungen umfassen. Der Anlagenbetreiber ist demnach aktiv in die Netzbetriebsführung einzubinden. In diesen Fällen sind entsprechende Zähl- und Abrechnungsverfahren zu konzipieren. Vor einer Zertifizierung sind weiterhin der Netzzugang und das Netznutzungsentgelt vertraglich festzusetzen.

Für die Umsetzung dieser Forderungen bedarf es leistungsfähiger Werkzeuge. Zum einen ist eine gemeinsame Datenbasis in Bezug auf individuelle Lastprofile, Umrichter kennlinien, Fahrpläne, spektrale Impedanzverläufe etc. zu schaffen. Aus diesen Daten lässt sich ein Benchmark erstellen, mit dessen Hilfe, ähnlich wie in der Datenverarbeitung, sowohl DEVA als auch PCC sicher für den Anschluss zertifiziert werden können. Als technisches Hilfsmittel bietet sich auf Seiten der Anlagenzertifizierung eine Netzsimulationsanlage an. Für die PCC-Zertifizierung eignet sich das am Lehrstuhl entwickelte spektrale Netzimpedanzmesssystem, welches auch in der Lage ist, typische Kennlinien von Umrichtern verschiedener Hersteller vor Ort zu testen und den in Bezug auf die Verträglichkeit am besten geeigneten Typ auszuwählen.

Die Überwachung sowie die Zertifizierung muss durch eine unabhängige Clearing-Stelle geschehen, wie sie bereits für Windenergieanlagen im Mittel- und Hochspannungsnetz existiert und für die Gesamtheit der DEVA mit regenerativem Charakter gemäß EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) gefordert ist. In dieser Clearing-Stelle sind strittige Fragen zum Anschluss von DEVA zu klären, z.B. welche Netzausbaumaßnahmen vom VNB für die Aufnahme von DEVA durchzuführen sind und wie der Anlagenbetreiber an diesen Kosten beteiligt werden kann. Bezüglich eines dezentralen Energiemanagements sind in diesem Zusammenhang im Einzelfall rechtliche Fragen zu erörtern. Dazu gehören z.B. die Möglichkeiten der Einflussnahme auf DEVA von Seiten des VNB aus betriebstechnischer Sicht, da hier Eigentums Grenzen überschritten werden. Hier besteht dringender Handlungsbedarf, da ansonsten keine großflächige Einführung von z.B. Brennstoffzellensystemen möglich ist, die derzeit noch nicht im EEG berücksichtigt werden. Zu klären bleibt außerdem die Frage, was mit der Zertifizierung von Altanlagen geschehen soll.

Die Clearing-Stelle prüft dementsprechend im einzelnen, ob alle technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Bedingungen für den Anschluss erfüllt sind. Zuerst erteilt sie das Zertifikat an den Verteilungsnetzbetreiber, da er als Basis für die Integration von DEVA grundsätzliche Maßnahmen treffen muss. Auf Antrag eines DEVA-Betreibers wird die Kompatibilität seiner neuen Anlage zu den entsprechenden TAB an dem PCC geprüft. Sind alle Kriterien erfüllt, wird das Zertifikat erteilt (vgl. Prüfungszertifikat, z.B. TÜV). Nach noch festzulegenden Zeitspannen bzw. zugelassenen Neuinstallationen sind für das gesamte System Überprüfungen der Zertifizierungskonformität durchzuführen.

Die Umsetzung bietet für Energiedienstleister eine Möglichkeit, Kernkompetenz als Clearing-Stelle zu bilden, was langfristig zu einer ausgereiften Zertifizierung von DEVA führen wird. Die Erfahrungen in diesem Bereich sind in Form von Richtlinien in die Normung einzubringen.

Th. Wiesner

#### **4.3.2 PEM-Oberhausen**

Im Rahmen eines von der Landesinitiative Zukunftsenergie geförderten Projekts wird in Oberhausen ein Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerk mit einer elektrischen Leistung von 250 kW in Verbund mit einer Mikroturbine, einem konventionellen Gasmotor und einer Kältemaschine zur Strom-, Wärme und Kälteversorgung errichtet. Das Projekt soll die unterschiedlichen Anlagenkomponenten und Versorgungsstrategien einer dezentralen Energieversorgung demonstrieren. Der im nächsten Jahr beginnende Versuchsbetrieb soll wichtige Erfahrungen bezüglich des Betriebsverhaltens, der Zuverlässigkeit, des Wirkungsgrad und der Energiekosten sammeln. Innerhalb dieses Kooperationsprojektes ist die Universität Dortmund wissenschaftlicher Partner bei der elektrischen Einbindung in ein Energieversorgungssystem.

Im Rahmen des Projektes wird ein Simulationsmodell erstellt, mit dem die Auswirkungen von Brennstoffzellen-Blockheizkraftwerken auf das elektrische Energieversorgungsnetz untersuchen werden können. Dieses Modell soll u. a. die Simulation ermöglichen im Hinblick auf:

- Dynamik, Laständerungsgeschwindigkeit, Lastfolgeverhalten,
- Versorgungszuverlässigkeit und Versorgungsqualität,

- Netzurückwirkungen, Flicker, Oberschwingungen,
- Spannungshaltung, Blindleistungskompensation
- Schutztechnik

Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert vom Land NRW und in Kooperation mit AEG, ALSTOM, FhG UMSICHT, E.ON, EUS und der MVV Energie AG Mannheim durchgeführt. Detaillierte Angaben sind im Internet unter <http://www.pem-oberhausen.de> zu finden.

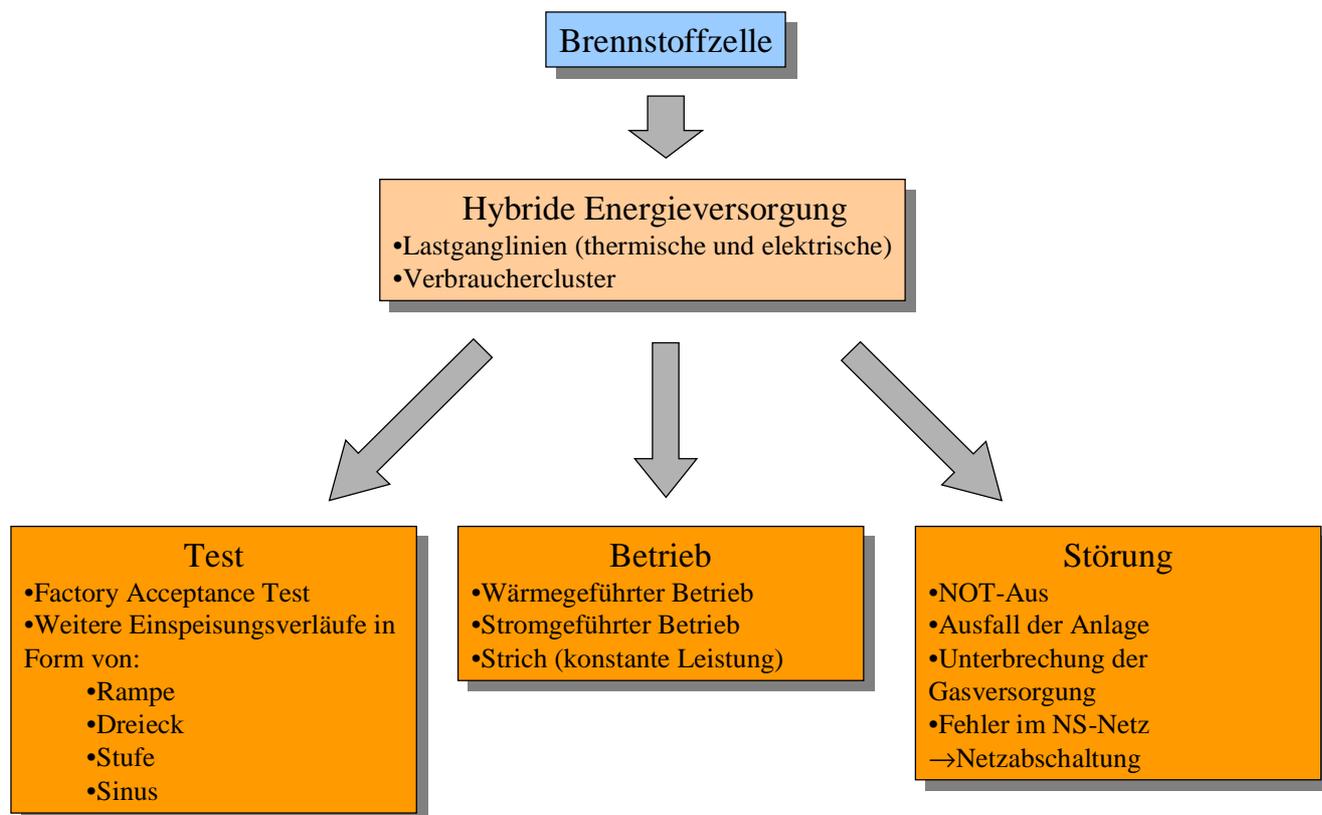
W. Horenkamp, Th. Wiesner

#### **4.3.3 Untersuchung des Verhaltens eines Brennstoffzellenkraftwerkes in Hinsicht auf den optimalen Einsatz in elektrischen Verteilungsnetzen**

Brennstoffzellenkraftwerke realisieren als dezentrale Energieversorgungsanlagen (DEVA) die kundennahe Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie. Ein Brennstoffzellenkraftwerk besteht aus den Modulen zur Gasaufbereitung, dem eigentlichen Brennstoffzellenstapel, dem Umrichter zur Anbindung an das elektrische Netz und weitere für den Betrieb notwendigen Hilfsaggregate wie Pumpen, thermische Speicher, usw. Viele der Teilmodule beeinflussen sich im Betrieb gegenseitig, so dass auch einzelne Zusammenhänge für das Gesamtverständnis des Systems bedeutend sind. So wird beispielsweise das wasserstoffreiche Gas zumeist durch eine Gasaufbereitung aus Erdgas gewonnen oder das Kraftwerk durch den Umrichter ans Netz gekoppelt, so dass Abhängigkeiten zur Gasversorgung bzw. zu Netzzuständen bestehen.

Da es bisher weltweit nur eine geringe Zahl von BZ-Anlagen gibt, sind wenige Betriebs- und Praxiserfahrungen vorhanden. Hersteller von Brennstoffzellenkraftwerken führen zwar Fabrikationstest zur Überprüfung der einwandfreien Funktion durch (Factory Acceptance Test), jedoch lassen sich aus diesen keine weiterführenden Aussagen zur Flexibilität und optimierten Einsatzplanung der Anlagen gewinnen. Energiedienstleistungsunternehmen (EDU) verfolgen mit regem Interesse die Entwicklungs- und Erfolgchancen dieser Kleinkraftwerke. Für EDU als mögliche Betreiber von DEVA werden sie zu einer attraktiven Alternative, wenn sie mit herkömmlichen Energieversorgungskonzepten konkurrieren. Eine Möglichkeit zur lukrativen Energieversorgung ist es, mit einem Brennstoffzellenkraftwerk eine vereinbarte Reserve bereit zu halten und diese zu Spitzenlast-Zeiten gewinnbringend

ins Netz einzuspeisen. Diese und zahlreiche andere Gesichtspunkte sollen in diesem Vorhaben untersucht werden.



**Bild 4.21:** Betriebsarten eines Brennstoffzellen-Kraftwerks

Im ersten Schritt werden Versuchsreihen erstellt, indem Rahmenbedingungen, wie z.B. das Verhalten von Verbrauchern, für den Einsatz von dezentralen Energieversorgungsanlagen erläutert werden. Mit der Beschreibung der eigentlichen Versuchsreihen sollen später an verschiedenen realen Brennstoffzellenkraftwerken Versuche durchgeführt werden. Bei dem Betrieb der Brennstoffzelle wird Energie des Wasserstoffes zu etwa gleichen Teilen in elektrische und thermische Energie umgewandelt. Ein Teil der thermischen Energie muss zur Aufrechterhaltung des Prozesses im System bleiben und der restliche Teil gelangt z.B. in einen thermischen Speicher. Abhängig von der Vorgabe der geforderten elektrischen bzw. thermischen Leistung wird in einen stromgeführten bzw. wärmegeführten Betrieb unterschieden. Zum stromgeführten Betrieb gehören vorgegebene elektrische Leistungseinspeisungen in Form von Testfunktionen und typischen Verbraucherlastverläufe. Dadurch soll untersucht werden, mit welcher Dynamik Sollwert-Verläufe vom System bereit gestellt werden können. Entsprechende Untersuchungen sind bei der Vorgabe der thermischen Leistungsabgabe geplant, wobei hier der Wärmebedarf der Verbraucher

maßgeblich ist, da die Wärme in räumlicher Nähe der Anlage abgenommen werden muss. Berücksichtigung sollen auch gestörte Betriebszustände, wie z.B. Fehler im Verteilungsnetz, Not-Aus-Schaltung, Unterbrechung der Gasversorgung, etc. erhalten. Die Ergebnisse dieser Versuchsreihen ermöglichen wertvolle Aussagen für zukünftige Brennstoffzellen-Kraftwerk-Installationen in der Praxis.

Als zusätzliches Planungshilfsmittel wird ein Simulationsmodell erstellt, das das dynamische Verhalten eines Brennstoffzellenkraftwerkes in elektrischen Verteilungsnetzen nachbildet. Es ist geplant, mit dem Programm MATLAB/SIMULINK™ ein solches dynamisches Modell aufzubauen, welches über Schnittstellen mit einem vorgegebenen Netzdatensatz wirken soll.

R. Becker, Th. Wiesner

Dieses Forschungsvorhaben wird in Kooperation mit der MVV Energie AG Mannheim durchgeführt.

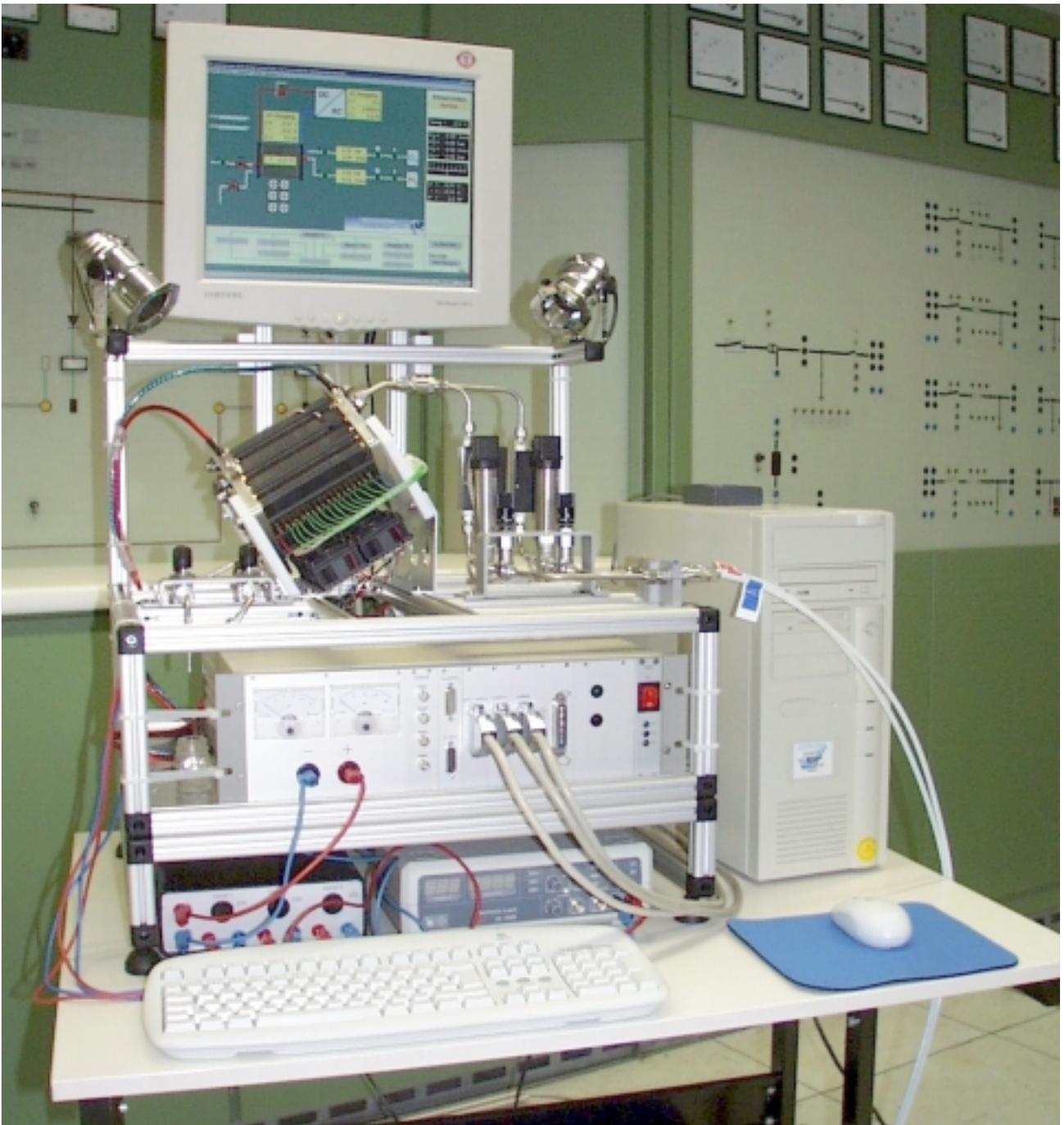
#### **4.3.4 Brennstoffzellen-Versuchsanlage**

Eine wichtige Aufgabe für die Markteinführung von Brennstoffzellenanlagen ist der sichere, zuverlässige und wirtschaftliche Betrieb. Dadurch werden insbesondere hohe Anforderungen an die Qualität der Steuer- und Regeleinrichtungen gestellt. Auch das Zusammenspiel mit dem Versorgungsnetz im Rahmen eines übergeordneten Energiemanagements ist für den ökonomischen wie insgesamt ökologischen Betrieb von großem Interesse. Zur Untersuchung der damit verbundenen Fragestellungen wurde der Brennstoffzellen-Versuchsstand (Bild 4.22 weiterentwickelt und um folgende Komponenten für den Versuchsbetrieb erweitert:

- Visualisierung
- Steuerung
- Mess- und Schutz Einrichtungen
- Protokollierung von Messdaten und Störungen.

Die am Lehrstuhl vorhandene Infrastruktur und an dem Versuchstand gesammelten Erfahrungen ermöglichen die Durchführung von Messungen an unterschiedlichen Brennstoffzellentypen und Größen bis zu einer elektrischen Leistung von bis zu 3 kW. Im wesentlichen stehen folgende Geräte und Einrichtungen zur Verfügung:

- Sauerstoff aus Flaschen oder gereinigte Druckluft (Betriebsdruck 0-4 bar)
- Wasserstoff (Betriebsdruck 0-4 bar)
- Transportable Versorgung mit Wasserstoff und Sauerstoff für den Demonstrationsbetrieb
- Messeinrichtungen für die Zellenspannungen sowie Strom und Leistung
- Temperaturmessungen
- Messung von Druck und Durchflussmenge für Wasserstoff und Sauerstoff (Druckluft)
- steuerbare elektrische Lasten
- Netzeinspeisung
- Protokolliersysteme für alle gemessenen Größen
- Störschreiber
- Steuer- und Regeleinrichtungen, Visualisierungssysteme



**Bild 4.22:** Der Brennstoffzellenversuchsstand

## **5. Vorträge**

### **5.1 Beiträge für das Kolloquium**

- 30.01.2001 *C. Becker*: „Autonome Systeme zur koordinierenden Regelung von FACTS-Geräten“, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
- 07.06.2001 *Th. Wiesner*: „Technische Aspekte einer großflächigen Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen in elektrische Verteilungsnetze“, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
- 21.08.2001 *J. Stürmer, RWEnet AG*: „Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien in elektrischen Verteilungsnetzen“, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
- 05.12.2001 *T. Turkucar, KEMA Consulting GmbH, Bonn*: “Geschäftsprozesse mit Controllingmechanismen für die Netzservices in Verteilnetzen”, Vortrag im Rahmen des Kolloquiums der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik

### **5.2 Vorträge von Lehrstuhlmitgliedern**

- 31.01.2001 *Th. Wiesner*: „Elektrotechnische Aspekte von Brennstoffzellensystemen - Netzbetrieb bei Integration zahlreicher dezentraler Energieumwandlungsanlagen in das Verteilungsnetz“, Vortrag im Rahmen des Workshop „Kompetenznetzwerks Brennstoffzelle NRW“
- 05.04.2001 *C. Becker*: „Plug-and-Play-Simulation Elektrischer Energieübertragungssysteme“, Feasibility Workshop AC-Systems IT-Application bei der ABB Hochspannungstechnik AG, Zürich, Schweiz

- 16.05.2001 E. Handschin: „Integration, control and management of dispersed generation”, INTERTECH “Distributed Power 2001”, May 16.-18., 2001, Nice, France
- 22.05.2001 E. Handschin: “Brennstoffzellentechnologie”, Elektrotechnisches Kolloquium an der Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg
- 22.05.2001 C. Becker: „Autonome Systeme zur koordinierenden Regelung von FACTS-Geräten“, Elektrotechnisches Kolloquium der Universität Stuttgart
- 13.06.2001 Th. Wiesner: „The Integrated Service Power Network as a Vision of the Future Distribution Network“, 1st International Symposium on Distributed Generation, Stockholm
- 21.06.2001 L. Müller: "Regelleistungsmärkte: Internationale Erfahrungen", Vortrag im Rahmen des IDE-Workshops "Regelenergie" an der Universität Dortmund
- 21.06.2001 Th. Wiesner: „The Spectral Grid Impedance of Distribution Networks as an Analysis Key Term“, PCIM 2001, Nürnberg
- 27.08.2001 C. Becker: „A Multiagent Approach for Secure Operation of FACTS“, Bulk Power System Dynamics and Control V - Security and Reliability in a Changing Environment (IREP 2001), Onomichi, Japan
- 03.09.2001 E. Handschin: „Deregulación de los mercados de energia en la Unión Europea“, Seminar „Nuevas estructuras de los mercados energéticos“ in San Juan, Argentinien
- 06.09.2001 E. Handschin : “ Integration, control and management of dispersed generation”, Deutsch-Chilenisches Symposium “Erneuerbare Energien und rationelle Energieanwendung”, 06.09.-07.09.2001, Santiago, Chile
- 11.09.2001 C. Leder: „Congestion Management Methods with a Special Consideration of FACTS-Devices“, IEEE Porto Power Tech'2001, Porto
- 12.09.2001 C. Leder: „The Distribution Capability of Low-voltage Networks with Decentralized Energy Conversion Systems", IEEE Porto Power Tech'2001, Porto
- 12.09.2001 C. Leder: „Automatic Decision Support with a New Visualization Concept for Power Systems“, IEEE Porto Power Tech'2001, Porto

- 06.11.2001 *L. Müller*: "Blick über die Grenzen - Internationale Regelenergiemärkte", Vortrag im Rahmen der DVG-VDN-Fachtagung "Regelenergiemarkt in Deutschland", Berlin
- 20.11.2001 *J. Brosda*: „Wirtschaftlich optimales Management von Netzengpässen in liberalisierten Energiemärkten“, Vortrag im Rahmen des Berichtskolloquium zum DFG-Schwerpunktprogramm „Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energiesysteme“ in Dortmund
- 20.11.2001 *C. Leder*: „Ein innovatives Visualisierungskonzept für die Netzbetriebsführung“, Vortrag im Rahmen des Berichtskolloquium zum DFG-Schwerpunktprogramm „Systemtheoretische Verfahren zur Führung transeuropäischer Energiesysteme“ in Dortmund
- 26.11.2001 *L. Müller*: „Die deutsche Situation bzgl. der marktgerechten Beschaffung von Regelenergie und ihre Einordnung in den internationalen Kontext“ Vortrag im Rahmen eines Seminars an der Universidad de Chile, Santiago de Chile
- 27.11.2001 *Th. Wiesner*: „Auswirkungen von Brennstoffzellensystemen auf die Verteilungsnetze, Vortrag auf dem 2. ICG-Stadtwerkekongress, Dresden
- 03.12.2001 *L. Müller*: „Die deutsche Situation bzgl. der marktgerechten Beschaffung von Regelenergie und ihre Einordnung in den internationalen Kontext“, Vortrag an der Universidad Nacional de San Juan, Argentinien.

## 6. Veröffentlichungen

### 6.1 Veröffentlichungen

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

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

*E. Handschin:* „Integration, control and management of dispersed generation“, Proc. of INTERTECH „Distributed Power 2001“ Nice, France, May 16 – 18, 2001

The future scenarios of the energy development may be characterized by a strong trend towards decentralized power generation systems. The electric power network may be based on large power plants mainly for the supply of large industry. At the same time dispersed generation offers the possibility of locating the energy conversion process close to the demand given by households of private customers, commercial and administrative institutions and small and medium size enterprises. In this scenario there is plenty of room for new conversion technologies which may be combined with intelligent communication systems in order to realize a decentralized energy management system. The purpose of this paper is to discuss the technologies for dispersed generation together with their integration into the medium and low voltage network. An important part of this paper deals with operational and economic aspects. Finally the necessary decentralized energy management will be addressed.

*E. Handschin, P. Behrens, L. Jendernalik, Ch. Mensmann, U. Schlücking:* „Time-dependent load modeling in distribution networks – Implementation and practical experience“, Proc. of PICA 2001, Sydney, Australia, May 20 – 24, 2001

The authors describe the development and implementation of a new software for time-dependent load modeling and distribution networks. This paper describes the features of the

application, the obstacles and the first practical experiences of the using asset management division. Selected examples demonstrate the employment in practice.

E. Handschin, X.-P. Zhang, M. Yao: „Modelling of the Generalized Unified Power Flow Controller (GUPFC) in a Nonlinear Interior Point OPF“, Proc. of PICA 2001, Sydney, Australia, May 20 – 24, 2001

With the progress of installing the latest generation of FACTS devices, namely, the Convertible Static Compensator (CSC), several innovative operating concepts have been introduced to the historic development and application of FACTS. One of the novel concepts is the Generalized Unified Power Flow Controller (GUPFC) or multi-line UPFC, which can control bus voltage and power flow of more than one line or even a sub-network. The GUPFC should have stronger control capability than the UPFC. A mathematical model for the GUPFC consisting of one shunt converter and two or more series converters is developed and implemented in a nonlinear interior point OPF algorithm. Numerical results with various GUPFC devices based on the IEEE 30 bus system and IEEE 118 bus system demonstrate the feasibility as well as the effectiveness of the GUPFC model established and the OPF method proposed.

E. Handschin, W. Horenkamp, Th. Wiesner, E. Stachorra: „The spectral grid impedance of distribution networks as a key term analysis“, Proc. of PCIM 2001 in Nürnberg, June 2001

The all-inclusive assessment of points of common coupling (PCC) for power electronic loads and, especially, inverters hinder their large scale integration into the electric power grid. Thus, an individual assessment for each PCC has to be introduced, in certain that grid distortions can be predicted in detail and the parameters of the used loads and inverters can be optimized to the given environment. The measurement of the spectral grid impedance can be used as a key term for this concept. The existing method for impedance measurement is explained in the following chapters and an example of the spectral impedance curve for a PCC in the 0,4-kV-low-voltage grid is shown.

C. Leder, C. Rehtanz: „Electric power systems stability assessment and online-provision of control actions using self-organizing maps“, Proc. of International Workshop on Artificial Neural Networks, Granada, Spain, June 2001

Power utilities are interested in operating their grid closer to technical limits. Moreover competition leads to system states which the operators in control centers are not familiar with. In order to operate the higher stressed power system secure, even in critical situations,

an efficient security assessment must provide high-quality state information instead of thousands of single values. Furthermore, the Energy Management System (EMS) must give proposals for control actions. The Self-Organizing Map (SOM) supports both tasks efficiently. The paper presents a SOM-based solution for fast security assessment and the provision of control actions. The application to a real power system also shows the capability of the tool for expressive visualization.

E. Handschin, F. Uphaus, Th. Wiesner: „The integrated service power network as a vision of the future distribution system“, Symposium on Dispersed Generation, Stockholm, Sweden, 11. – 13. June 2001

According to the changes in the political conditions the structure of the distribution network will have to be altered. The development in the case of decentralized energy conversion, especially in the fuel-cell-sector, has caused new constraints. The distribution network will take over additional jobs like transport and balancing, so an optimized network topology and dimensioning are of great importance for a less disturbed system management. The utility can meet these conditions by becoming an energy service company, providing special services to the customers. By integration of decentralized energy conversion systems additional services can supplement the traditional electric power trading. In connection with thermal power trade and information technology, a multi purpose network can be built up, the utility itself becomes a multi-utility-enterprise. To handle such as power-trading-system, a decentralized energy management system is needed.

C. Becker, E. Handschin: „A multiagent approach for secure operation of FACTS“, Bulk Power System Dynamics and Control V, Onomichi, Japan, Aug 26 – 31, 2001

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 and to ensure a secure operation of FACTS. It introduces the theory of autonomous systems as a schematic multiagent 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 topology. For this reason, the multiagent control system reacts automatically to changes of the network topology and updates the specific information.

C. Leder, C. Becker, M. Finkelmann: „Self-organizing maps for voltage stability assessment and predictive power systems control“, Proc. of CIGRE Study Committee 34 (Protection and Local Control) – Colloquium and Meeting, Sibiu, Romania, Sep 2001

The owner of the electrical transmission system must sell his transmission capacity to as many customers as possible. On the basis of the existing network, the transmission capacity shall be increased by operating the system closer to technical limits. Therefore the use of locally placed multi-agent systems, which proceed effective control actions on other basis of a fast adaptation with changing operating states, promises good results. For the coordination of the decentralized devices like tap changers, protection equipment or FACTS, high-quality information about the stability of the power system as a whole must be available. The paper presents an innovative concept for an information management system which allows online security assessment and the automatic provision of effective control actions in case of critical system states. The concept is illustrated for the supervision of voltage stability. For the online indication of stability and calculation of efficient control actions the self-organizing map (SOM), a method of computational intelligence, is used. Finally the paper presents how this stability tool can be embedded within an autonomous control system for an intelligent and more efficient power system control.

E. Handschin, Th. Wiesner: „The distribution capability of low-voltage networks with decentralized energy conversion systems“, Proc. of IEEE Porto Power Tech, Porto, Portugal, Sep. 10 – 13, 2001

The distribution capability for additional DECS-power of the existing distribution network is an important criteria for the soon-coming increasing installation of e.g. fuel-cell-systems for house supplying. In this paper a method will be described, which allows the calculation of the maximum cumulated DECS-power of individual distribution networks. The calculation is based on an optimization problem, an objective function will be presented and solved via an optimal power-flow algorithm. The optimization contains a special DECS-inverter model to keep the connection to reality. Exemplary, the method will be tested on a real, 84-nodes-low-voltage network.

E. Handschin, C. Leder: „Automatic decision support with a new visualization concept for power systems“, Proc. of Porto Power Tech, Porto, Portugal, Sep 10 – 13, 2001

The requirements for operators in today's power system control centers increase due to the liberalization of electricity markets. Devices are utilized more efficiently, load flows change frequently according to a growing number of wheeling contracts, and the possibilities for control actions are reduced. Therefore the energy management system must support the control engineer with high-quality state information and proposals for effective actions in a user friendly way. The paper presents a new visualization concept which solves this task in a human focused way. The user interface is adapted to the structure of the human decision process and provides interactive access of different detail levels. Intelligent tools reduce the huge amount of single measurements to a few state indicators, which characterize the operating point and its distance to the technical limits. Furthermore the automatic provision of control actions to the operator is described in the paper.

A. L'Abbate, M. Trovato, C. Becker, E. Handschin: „FACTS devices in liberalized power systems: an approach to loop flow problems“, Proc. of IEEE Porto Power Tech, Porto, Portugal, Sep. 10 – 13, 2001

Energy market opening, with higher net utilization, and increasing competition are urgently requiring a solution to strongly limit loop flows. This paper presents an approach to manage loop flow problem in liberalized power systems. This methodology, which involves implementation of FACTS devices, applies also network reduction models towards a solution of the problem in the real networks. A UPFC model, derived from power injection model, is described and implemented in a network, and the results both in the equivalent and real system are commented and explained.

E. Handschin, J. Brosda: „Congestion management methods with a special consideration of FACTS-devices“, Proc. of IEEE Porto Power Tech, Porto, Portugal, Sep. 10 – 13, 2001

In this paper three different congestion management systems are described, which are established in the liberalized market. A basic idea how to integrate load flow controlling devices (e.g. FACTS-devices) in these congestion management systems in order to assess the necessary profitableness is here presented and example simulations of these integration are performed.

E. Handschin, A.E. Sarasua, Ch. Rehtanz, P.E. Mercado: „Analysis of system-inherent oscillations in power systems with several load models“, Proc. of Porto Power Tech, Porto, Portugal, Sep. 10 – 13, 2001

In this paper non-damping oscillations difficult to be identified nowadays in transmission power systems are analyzed. Therefore, the most important considerations to be taken into account in the use of models and calculation procedures that represent appropriately these oscillations are proposed. Among other subjects, the application of nonlinear analysis techniques as the Bifurcation theory is considered. A useful tool for the research of oscillatory states is developed and the first tests on different load models are carried out.

E. Handschin, W. Horenkamp, Th. Wiesner: „Integrationsprobleme von Brennstoffzellen in elektrischen Netzen“, ETG-Fachtag 2001 in Nürnberg, 23.-24.10.2001

Die großflächige Integration von Brennstoffzellensystemen in die bestehenden Verteilungsnetze führt zu Problemen der Spannungshaltung, Kurzschlussleistung, Schutztechnik und Spannungsqualität. Die damit verbundenen Aufgaben und Lösungsansätze werden vorgestellt und bezüglich deren Wirtschaftlichkeit analysiert.

E. Handschin, P. Behrens, E. Stachorra: „Konzeption und erste praktische Erfahrungen bei der Realisierung von Kurzzeit-USV-Anlagen mit SMES in Deutschland“, ETG-Fachtag 2001 in Nürnberg, 23.-24.10.2001

Dieser Beitrag beschreibt die Konzeption, Auslegung und Realisierung einer bei der Wasserwerke Westfalen GmbH (vormals DEW, Dortmunder Energie- und Wasserversorgung) im Dezember 2000 in Betrieb gegangenen Kurzzeit-USV-Anlage (Anlage zur unterbrechungsfreien Stromversorgung) mit einem LTS-SMES (Tieftemperatur-supraleitender magnetischer Energiespeicher) als Speichermedium. Die Anlage schützt dort die Messdatenerfassung des Wasserlabors der Wasserwerke Westfalen. Des weiteren werden die Arbeiten an einer im Jahre 2002 in Betrieb gehenden USV-Anlage mit einem HTS-SMES (Hochtemperatur-SMES) vorgestellt.

E. Handschin, X.-P. Zhang: „Optimal power flow control by converter based facts controllers“, Proc. of 7th International Conference on AC & DC Power Transactions IEE in London, Nov 28 – 30, 2001

In this paper, general mathematical models for the famous converter based FACTS controllers such as STATCOM, SSSC and UPFC suitable for optimal power flow study are established. There are several solution methods for OPF available, which include interior

point methods. The optimal power flow problem with these converter based FACTS controllers is solved by the newly developed Nonlinear Interior Point Methods since they have been the most successful OPF methods.

E. Handschin, C. Leder: „Innovative visualization of the power system state for predictive process control“, Archiv für Elektrotechnik – Electrical Engineering 83 (2001) Vol. 5/6, pp. 297-301

Stressed operating conditions and frequently changing generation patterns in today's power systems require new ways of information visualization in the control center. The paper introduces a user-oriented visualization concept, which presents the results of online security assessment and provides efficient control actions during critical situations. High-dimensional measurement sets are reduced using compact state-indicators. The application of computational intelligence within the comprehensive information management system guarantees a fast and human-focused information processing.

E. Handschin, J. Brosda: „Sequential quadratic programming and congestion management“, Archiv für Elektrotechnik – Electrical Engineering, Vol. 83 (2001), No. 5/6, pp. 243-250

This paper presents a basic idea for a congestion management system based on an optimal power flow using the sequential quadratic programming method under the consideration of FACTS-devices. The potential for using this congestion management system in the deregulated market is discussed. An approach for using the balance markets and regulating power markets to resolve congestions is illustrated here. A special focus in the current research is given to the possibility of using FACTS devices included in the OPF as a congestion management system.

## **6.2 Forschungsberichte**

*Th. Wiesner:* „Integration von innovativen und regenerativen Eigenerzeugungsanlagen in das öffentliche Niederspannungsnetz“, EV 0104

*C. Leder:* „Online-Bestimmung der Spannungsstabilität im elektrischen Energieübertragungssystem unter Nutzung Selbstorganisierender Merkmalskarten – Teil 3“, EV 0106

*C. Becker, E. Handschin:* „Plug-and-Play-Simulation of Electric Power Transmission Systems - Feasibility Study –“, EV 0130

### **6.3 Diplomarbeiten**

*P. Schülke:* „Betriebsführung von Brennstoffzellenanlagen bei einem flächendeckenden Einsatz im Niederspannungsnetz“, EV 0103

*H. Plexnies:* „Netzengpass-Management mit FACTS-Geräten“, EV 0116

*K. Vennemann:* „Netzengpaß-Management mit einer koordinierten hierarchischen Optimierung“, EV 0117

*R. Becker:* „Optimaler Einsatz von FACTS-Geräten zur Verbesserung der Spannungsqualität in Transportnetzen“, EV 0119

### **6.4 Studienarbeiten**

*R. Becker:* „Dynamische Modellierung von FACTS-Geräten – Dynamic Modelling of FACTS-Devices“, EV 0101

*D. Bekker:* „Prozessanbindung von charakteristischen Größen dezentraler Energieumwandlungsanlagen an ein lokales Prozessvisualisierungs- und Steuerungssystem“, EV 0110

*M. Stiller:* „Globale Koordination von dezentralen Energieumwandlungsanlagen mit lokalen Prozessvisualisierungs- und Steuerungssystemen“, EV 0111

*H. Neumann:* „Entwurf einer leittechnischen Komponente zur Handlungsunterstützung in liberalisierten Energieversorgungssystemen“, EV 0125

*S. Schäfer:* „Effiziente Bestimmung und Visualisierung der Kurzschlussleistung im liberalisierten Energieversorgungssystem“, EV 0126

*E. Hauptmeier:* „Konzept für ein Schutzsystem in elektrischen Netzen mit dezentraler Energieversorgung“, EV 0127

### **6.5 Programmbeschreibungen**

*Ch. Becker:* „Autonome FACTS-Regelung“, EVP 0101

*E. Hauptmeier:* „Bedienungsanleitung und Beschreibung des Interfaceprogramms zum Poweranalyzer D4000 der Firma Norma“, EVP 0102

## 7. Promotionen

**Christian Becker:** „Autonome Systeme zur koordinierenden Regelung von FACTS-Geräten“

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

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. habil. G. Bretthauer

Tag der mdl. Prüfung.: 12.02.2001

Neue leistungselektronische (FACTS-)Geräte können zur schnellen, stufenlosen Leistungsfluss- und Spannungsregelung sowie zur Stabilitätsverbesserung in elektrischen Energieübertragungssystemen eingesetzt werden. Sie sind damit besonders für Netzbetreiber in liberalisierten Energiemärkten attraktiv. Der unkoordinierte Betrieb von FACTS-Geräten bringt jedoch verschiedene nachteilige Effekte und Wechselwirkungen mit anderen Betriebsmitteln mit sich, die eine Gefährdung der stationären und dynamischen Netzsicherheit bedeuten. Dies führte bislang bei Netzbetreibern zu sehr eingeschränkter Akzeptanz von FACTS-Geräten.

Im Rahmen der Arbeit wird der notwendige Koordinationsbedarf in FACTS umfassend analysiert. Darauf basierend wird ein autonomes Regelungssystem entwickelt, das die erforderlichen präventiven Koordinationen realisiert. Mit Methoden der Computational Intelligence generiert es aus abstrakten koordinierenden Handlungsregeln für alle Betriebszustände automatisch konkrete Handlungsanweisungen ohne eine notwendige menschliche Intervention oder Überwachung. Dadurch wird die Ausnutzung der technischen Vorteile von FACTS sowie ein stationär und dynamisch sicherer Betrieb des Gesamtsystems gewährleistet.

Wechselwirkungen zwischen dem autonomen System und bestehenden Regeleinrichtungen im elektrischen Energieübertragungssystem werden bei der Entwicklung in geeigneter Weise berücksichtigt, so dass das System vollständig in die Netzregelung integriert werden kann.

Online-Veröffentlichung verfügbar unter:

<http://eldorado.uni-dortmund.de:8080/FB8/ls4/forschung/2001/Becker>

**Thomas Wiesner:** „Technische Aspekte einer großflächigen Integration dezentraler Energieversorgungsanlagen in elektrische Verteilungsnetze“

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

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

Tag der mdl. Prüfung: 13. Juli 2001

Die großflächige Integration von dezentralen Energieversorgungsanlagen (DEVA) in das Verteilungsnetz, insbesondere Brennstoffzellensysteme bis 5 kW<sub>el</sub> zur hybriden Hausenergieversorgung, trifft auf Rahmenbedingungen, welche vom liberalisierten Energiemarkt entscheidend mitbestimmt werden. Der Rückgang bei den Strompreisen in der letzten Zeit lässt diese und andere innovative Energieumwandlungsprozesse gegenüber Großkraftwerken wirtschaftlich ungünstiger erscheinen. Der umweltpolitische Aspekt und die in den nächsten Jahren zu erwartende Verknappung von fossilen Ressourcen (z.B. Erdgas und Erdöl) machen die DEVA-Technologien jedoch langfristig gesehen als sinnvolle Ergänzung zum bestehenden Energiemix interessant. Die DEVA nutzen z.T. lokal vorhandene primäre Energieträgerressourcen, deren logistische Verteilung z.B. wirtschaftlich nicht sinnvoll oder möglich ist, wandeln sie um und decken ortsnahe den Bedarf des Kunden. Des Weiteren bieten sie aufgrund der Kraft-Wärme-Kopplungstechnik eine optimale Ausnutzung des bereitgestellten Primärenergieträgers. Die Netzkopplung moderner DEVA geschieht über leistungselektronische Umrichter. Diese Kopplungsart bietet vielfältige Möglichkeiten bei der Netzbetriebsführung, vor allem der selbstgeführte Umrichter wird in Zukunft eine große Rolle spielen. Werden dezentrale Energieversorgungsanlagen in das Verteilungsnetz integriert, sind technische Rahmenbedingungen wie beispielsweise Grenzwerte bei Netzurückwirkungen einzuhalten. Diese sind in Normen, Richtlinien und Standards zusammengefasst, beziehen sich allerdings nur auf vereinzelte Anlagen im Netz. Bei großflächiger Integration reichen diese Standards nicht mehr aus. Weiterhin ist die bestehende Struktur des Verteilungsnetzes nicht auf vermehrte, dezentrale Einspeisung ausgelegt. Dem zu erwartenden Wandel von der vertikalen zur horizontalen Energieversorgungsstruktur muss in Form einer Neudefinition der Aufgabe des Verteilungsnetzes sowie einer entsprechenden Anpassung in der Topologie Rechnung getragen werden. Zur Umsetzung einer großflächigen Integration von DEVA in das Verteilungsnetz und des Aufbaus eines Integrated Service Power Network (ISPN) wurden in dieser Arbeit Konzepte hinsichtlich erweiterter Anschlussbedingungen vorgestellt und exemplarisch auf ihre Verwendbarkeit getestet. Insbesondere wurden drei Aspekte aus dem Distribution Code, die spektrale Netzimpedanz, die Netzanschlusskapazität und die autonome Schutztechnik näher betrachtet und daraus ein Zertifizierungskonzept für sowohl die dezentralen Energieversorgungsanlagen einerseits, als auch deren Verknüpfungspunkte im Verteilungsnetz andererseits abgeleitet. Dabei liegt der Schwerpunkt der Untersuchungen auf der individuellen Betrachtung der Anlagen und Verknüpfungspunkte und somit der Abkehr von der pauschalisierten Bewertung.

**Johannes Stürmer:** „Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien in Verteilungsnetzen“

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

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

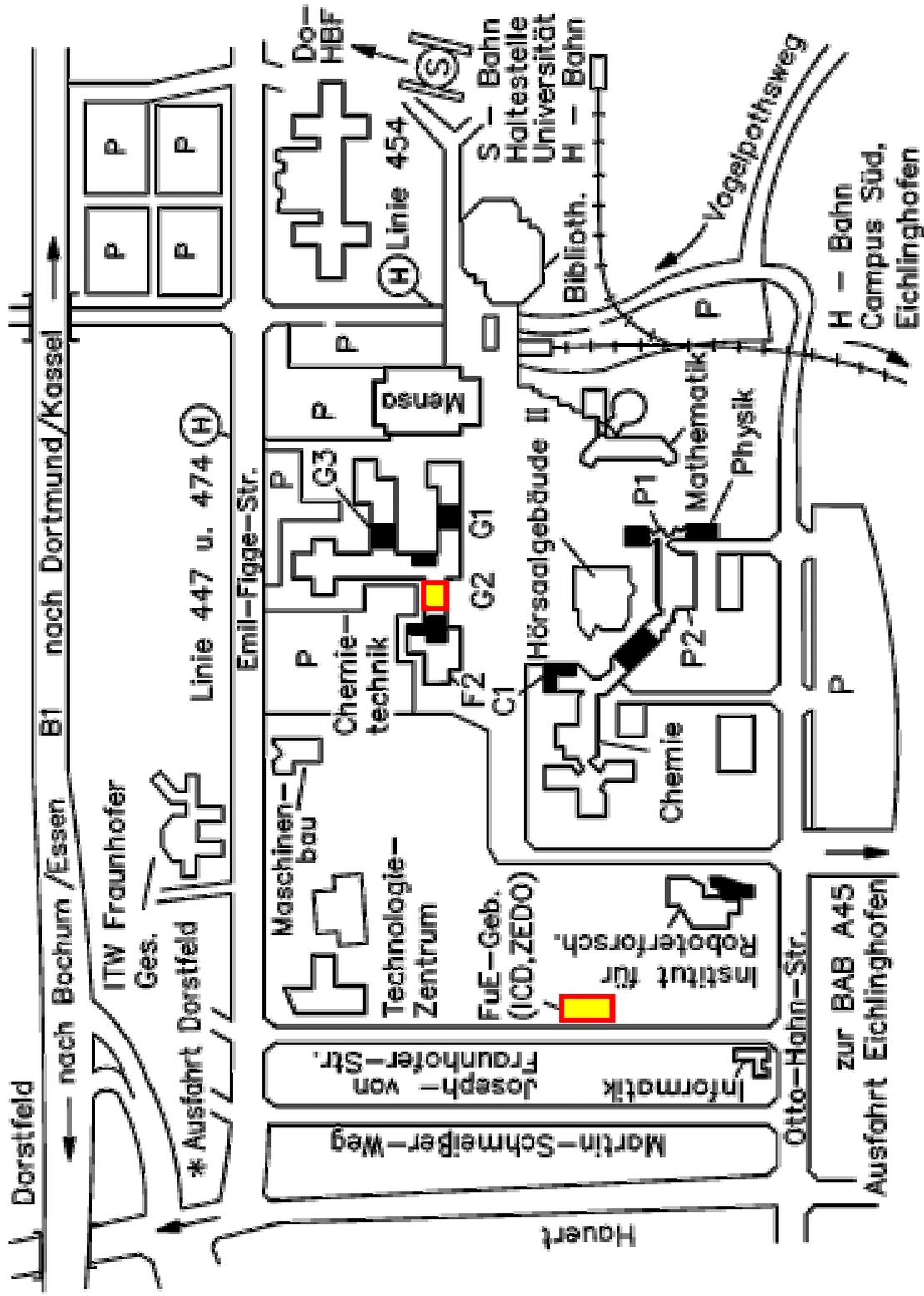
Tag der mdl. Prüfung: 12. Dezember 2001

Mit der Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland hat sich der Kostendruck auf die Netzbetreiber massiv erhöht. Mit Blick auf bestehende Altersstrukturen von elektrischen Verteilungsnetzen gilt es zukünftig nicht nur, die Netze optimiert zu betreiben und instand zu halten, sondern auch die anstehende Erneuerung von Netzen zu bewältigen. Bei sinkenden Netznutzungsentgelten ist eine kostenoptimale Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie unter Einhaltung wichtiger Randbedingungen (z.B. Anlagensicherheit, Versorgungsqualität) für einen Netzbetreiber von entscheidender Bedeutung.

Ziel der Arbeit ist die Entwicklung eines Verfahrens, mit dem für elektrische Verteilungsnetze der zukünftige Verlauf des Erneuerungs- und IH-Bedarfs sowie des zu erwartenden Störungs- und Schadensgeschehens in Abhängigkeit von der IH- und Erneuerungsstrategie simuliert werden kann. Dazu wurde das Alterungs- und Abnutzungsverhalten bei IH-Objekten der Verteilungsnetze, die Wirksamkeit von IH-Maßnahmen sowie die Qualität von Schadensereignissen untersucht. Zur Beschreibung des charakteristischen Lebensdauer- verhaltens von IH-Objekten in Verteilungsnetzen wurde ein Modell entwickelt, das drei Typen von Veränderungsvorgängen unterscheidet und die Einflüsse von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen auf das Ausfallverhalten von Betriebsmitteln bzw. IH-Objekten mittels stochastischer Prozesse abbildet. Anhand dieses Modells und unter Anwendung von Erneuerungsprozessen wurde ein numerisches Verfahren entwickelt, das die Simulation der zeitlichen Entwicklung von Erneuerungs- und Instandhaltungsquoten sowie der Fehlerraten in Abhängigkeit von Erneuerungs- und IH-Strategien ermöglicht. Wichtige Eingangsgrößen sind z.B. die Altersstruktur und die Instandhaltungshistorie, das charakteristische Lebensdauerverhalten der Betriebsmittel sowie die IH-Strategien.

Mit diesem Simulationsverfahren wurde für ein repräsentatives Kollektiv von typischen IH-Objekten alternative Erneuerungs- und IH-Strategien miteinander verglichen. Es zeigt sich, dass zwischen Nutzungsdauern oder Wartungszyklen und der resultierenden Erneuerungsquote oder Fehlerrate kein einfacher linearer Zusammenhang besteht. Zeitorientierte Strategien schneiden beim Fehlergeschehen und bei der finanziellen Bewertung deutlich besser ab, als Strategien mit limitierter Erneuerungs- oder Wartungsquote.

Das vorgestellte Simulationsverfahren ist geeignet, um zukünftige Erneuerungs- und Instandhaltungsbedarfe sowie das Fehlergeschehen zu quantifizieren und alternative Strategien zu bewerten. Damit eröffnet es neue Wege zu einem technischen Risiko- management für elektrische Verteilungsnetze.



## G2 LS für Elektrische Energieversorgung

Parkplatz-Einfahrt 9/10