

TECHNISCHE UNIVERSITÄT DORTMUND



JAHRESBERICHT 2007

ANNUAL REPORT 2007



**LEHRSTUHL FÜR ENERGIESYSTEME
UND ENERGIEWIRTSCHAFT**

INSTITUTE OF POWER SYSTEMS
AND POWER ECONOMICS

Herausgegeben vom

Lehrstuhl für Energiesysteme und Energiewirtschaft
Universität Dortmund
Univ. Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

44221 Dortmund

Telefon: (0231) 755-2396

Telefax: (0231) 755-2694

E-Mail: christian.rehtanz@tu-dortmund.de

Redaktion: Dipl.-Ing. D. König

Vorwort

Das besondere Ereignis im Jahre 2007 war nach 33 Jahren der Wandel an der Spitze des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft. Dank des frühzeitigen Engagements der Fakultät konnte die Leitung erfreulicherweise übergangs- und reibungslos übergeben werden, so dass die Forschung und Lehre kontinuierlich mit gewohntem Schwung fortgeschrieben werden konnte.

Im Februar wurde mit einem großen Fest die Emeritierung von Herrn Handschin und damit auch der Übergang gebührend gefeiert. Es wurde in eindrücklicher Weise der Zusammenhalt der Freunde, Ehemaligen und Partner des Lehrstuhls erlebt. Ein derartiges Ereignis bietet die Gelegenheit, gleichzeitig zurück und in die Zukunft zu blicken. Die bisherigen erfolgreichen Themen des Lehrstuhls werden im Wesentlichen weitergeführt, wobei sich naturgemäß Verschiebungen der Schwerpunkte ergeben. Im Einzelnen sollen die Themenbereiche für Übertragungs- und Verteilungsnetze wie folgt abgedeckt werden:

- Leittechnik-Systemarchitektur zum Energie- und Netzmanagement
- Neue systemtechnische Konzepte im Netz und zur Netzbeeinflussung
- Modellierung und Simulation von Netzen und Energiemarktstrukturen
- Asset Management und Anreizregulierung
- Systembetrachtungen für eine zukünftige Energieversorgung

Der Übergang des Lehrstuhls geht auch mit einem Wechsel von vier Mitarbeitern, die ihre Promotion beendet haben einher. In diesem Sinne kann das Jahr als sehr erfolgreich gewertet werden. Durch Neueinstellungen zum Jahreswechsel wird das Team auf gewohnt hohem Niveau ergänzt.

Der Lehrstuhl wird weiterhin die lokalen und regionalen Partnerschaften, insbesondere des IDE e.V. und ZEDO e.V. und der ef.Ruhr GmbH, aber auch die vielen nationalen und internationalen Partnerschaften pflegen und in Kooperationsprojekten ausbauen.

Allen Freunden und Partnern des Lehrstuhls sowie dem Lehrstuhl selber wünsche wir, dass wir weiterhin in spannenden Projekten gemeinsam Innovationen vorantreiben.

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Prof. Dr.-Ing. em. E. Handschin

Inhalt

1. Personal	3
2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen	4
3. Lehrbetrieb	5
3.1 Vorlesungen	5
3.2 Seminare	6
3.3 Projektgruppe	6
3.4 Praktika	7
3.5 Exkursionen	8
4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten	9
5. Vorträge	61
5.1 Beiträge für das Kolloquium	61
5.2 Beiträge von Lehrstuhlmitgliedern	62
6. Veröffentlichungen	64
6.1 Publikationen	64
6.2 Diplomarbeiten	73
6.3 Studienarbeiten	75
6.4 Projektarbeiten	80
7. Promotionen	81

1. Personal

Lehrstuhlinhaber:	Univ. Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz Univ. Prof. em. Dr.-Ing. E. Handschin
Sekretariat:	Frau N. Funke
Lehrbeauftragte:	Dr.-Ing. J. Büchner (E-Bridge Consulting GmbH) Dr.-Ing. L. Jendernalik (RWE Net AG) Dr.-Ing. U. Möhl (MCE-Stangl GmbH)
Akademische Gäste:	Prof. N. I. Voropai, A. Domyshev, A. Osak Energy Systems Institute, Irkutsk, Russia
Wiss. Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. D. König Dr.-Ing. I. Jürgens Dipl.-Ing. M. Kleemann Dr.-Ing. H. Neumann Dipl.-Wirt.-Ing. D. Waniek Dr.-Ing. E. Hauptmeier Dipl.-Ing. U. Häger Dipl.-Ing. O. Krause Dr.-Ing. W. Schulz
Technische Mitarbeiter:	Dipl.-Ing. W. Horenkamp Herr K.-D. Tesch Frau K. Jaskolla
Studentische Hilfskräfte:	C. Czajkowski A. Gohlke H. Preckwinkel A. Worgull H. Belitz S. Niedzwiedz A. Sardari W. Wu T. Gansczyk T. Noll A. Wilczek

2. Kooperation mit anderen Forschungseinrichtungen

Der Lehrstuhl ist neben projektbezogenen Konsortien schwerpunktmäßig an den folgenden drei Clusterorganisationen zur interdisziplinären Forschung beteiligt.

Innerhalb der Universität ist die Energieforschung in der Interdisziplinären Dortmunder Energieforschung (**IDE e.V.**) zusammengefasst und bietet eine ideale Kooperationsplattform.

Universitätsübergreifend bündelt die **ef.ruhr GmbH** die deutschlandweit größte Anzahl von Lehrstühlen der Universitäten Dortmund, Bochum und Duisburg-Essen die in der Energieforschung aktiv sind. Industriepartner haben hierdurch einen gezielten Zugriff auf das gesamte Spektrum der Energieforschung, so dass Forschungsprojekte in idealer Form realisiert werden können.

Ebenso bietet das **ZEDO e.V.** die Möglichkeit zu industrienaher Forschung und zum Technologietransfer.

Die Partnerschaften und Kooperationen zu vielfältigen nationalen und internationalen Energieversorgern, Herstellern, Universitäten und Forschungsstätten konnten im Berichtsjahr im bisher gewohnten Umfang weitergeführt, aber auch neue Kooperationen neu initiiert werden. Diese Kooperationen umfassen Projekte, Auftragsforschungen, Gutachten, Studien sowie Gastvorlesungen und den Austausch von Studenten und wissenschaftlichen Mitarbeitern. Darüber hinaus erfolgt die Mitarbeit in zahlreichen nationalen und internationalen Gremien (VDE, IEEE, CIGRE) sowie die Organisation von Konferenzen (z.B. PSCC).

ef.Ruhr GmbH
Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20
44227 Dortmund
www.ef-ruhr.de

IDE - Interdisziplinäre Dortmunder Energieforschung e.V.
Technische Universität Dortmund
Emil-Figge-Str. 68
44227 Dortmund

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

3. Lehrbetrieb

3.1 Vorlesungen

Elektrische Energietechnik (SS)

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Obligatorische Vorlesung für alle Studierenden der Elektrotechnik im 6. Semester

Inhalt: Drehstrom-Systeme; Elemente der elektrischen Energieversorgung; Betriebsverhalten; Kraftwerkstechnik; Berechnung elektrischer Energieversorgungssysteme im stationären und dynamischen Zustand; Schutztechnik; Wirtschaftlichkeit

Informationssysteme der Energieversorgung

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik, angewandten Informatik und des Wirtschaftsingenieurwesens

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

Systemdynamik und -stabilität der Energieversorgung

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

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

Elektrizitätswirtschaft

Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

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

Regulierungsmanagement

Dr.-Ing. J. Büchner

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

Inhalt: Markt- und Organisationsstrukturen in der elektrischen Energieversorgung; Regulierung und Energieaufsicht; Netznutzungstarifstrukturen; Versorgungsqualität; Netzmanagement

Energieversorgung

Dr.-Ing. L. Jendernalik

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

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

Gebäude- und Energiemanagement

Dr.-Ing. U. Möhl

Wahlpflichtvorlesung für Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens und des Bauwesens

Inhalt: Bau- und Objektmanagement, Bauvertragsrecht; Betriebswirtschaftliche und energie-wirtschaftliche Kennzahlen im Bau- und Objektbetrieb; Einführung in die Heizungs-, Klima- und Lüftungstechnik von Gebäuden; Energieversorgung von Gebäuden, Gebäu-deleittechnik, Gebäudemanagementsysteme, Energiemanagementsysteme

3.2 Seminare

Emissionshandel

Dipl.-Ing. I. Jürgens, Dipl.-Wirt.-Ing. D. Waniek

Inhalt: Zuteilung von Emissionsrechten, Motivation für den Zertifikatehandel, Praktische Um-setzung von Handelsgeschäften, Ökologischer Nutzen des Emissionshandels, Einfluss auf regenerative Energieträger, Auswirkungen für Betreiber konventioneller Kraftwer-ke, Vor- und Nachteile des Zertifikatehandels, Mögliche Preisentwicklungen der CO₂-Zertifikate, Weltweiter Emissionshandel

3.3 Projektgruppe

Potentialstudie: Demand Side Management

Dr.-Ing. Woldemar Schulz, Dipl.-Wirt.-Ing. Daniel Waniek

Im Rahmen dieser Arbeit wurde das technische und wirtschaftliche Potential einer aktiven Steuerung von elektrischen Lasten, des sogenannten Demand Side Mana-gement (DSM), untersucht. Die theoretische Abschätzung des branchenspezifi-schen DSM-Potentials wurde durch eine Abfrage der Akzeptanz auf Kundenseite belegt. Mögliche Nutzungsvarianten von DSM sowohl im Hinblick auf die Bereit-stellung von Netzdienstleistungen als auch die effiziente Stromversorgung und Integration regenerativer Energien wurden herausgearbeitet. Eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse von DSM wurde unter Berücksichtigung der zuvor aus-gearbeiteten technischen Randbedingungen, wie z.B. die Kommunikationstechnik oder die Hard- und Softwaregestaltung der Geräte bei Beachtung der relevanten Wirtschaftlichkeits- und Sicherheitsaspekte durchgeführt.

Simulation und Erprobung von Strategien für virtuelle Kraftwerke

Dipl.-Ing. O. Krause, Dipl.-Inform. S. Lehnhoff, Fachbereich Informatik

In Kooperation mit dem Lehrstuhl für Betriebssysteme und Rechnerarchitektur der Fakultät Informatik wird derzeit die Projektarbeit RealDezent durchgeführt. An der Projektarbeit sind 12 Studentinnen und Studenten der Fakultät Informatik beteiligt, die eine Erprobungs- und Simulationsanlage für Virtuelle Kraftwerke (VK) entwickeln. Zum einen werden Softwarekomponenten zur numerischen Simulation von Netzen, Generatoren und Verbrauchern entwickelt, zum anderen wird auch die technische Umsetzung auf das physische Netzmodell des Lehrstuhls für Energiesysteme und Energiewirtschaft geleistet. Das Ziel der Projektarbeit ist es, eine einheitliche Schnittstelle zu implementieren auf der VK-Strategien sowohl numerisch simuliert, als auch praktisch erprobt werden können.

3.4 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 Energiesysteme und Energiewirtschaft folgende Versuche angeboten:

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

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.

Lastfluss- und Kurzschlussimulationen mit einem kommerziellen Netzberechnungsprogramm: Nach Modellierung eines realen MS-Netzausschnittes werden zunächst verschiedene Lastfluss- und Kurzschlussberechnungen an diesem Netz durchgeführt und die Auslastung bzw. die Kurzschlussfestigkeit der Betriebsmittel analysiert. Im Rahmen weiterer Simulationen wird untersucht, ob der Anschluss einer Windenergieanlage an einem ausgewählten Netzanschlusspunkt zulässig ist.

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.

3.5 Exkursionen

- 25.01.2007 Besichtigung des Pumpspeicherkraftwerks Vianden, Luxemburg
- 15.02.2007 Exkursion im Rahmen der Vorlesung „Energieversorgung“ zur RWE Westfalen-Weser-Ems in Arnsberg, Besichtigung von Schaltanlagen, Ortsnetzstationen und eines Wasserkraftwerks
- 15.03.2007 Besichtigung des Bergwerks Ost der Deutschen Steinkohle AG in Hamm
- 03.07.2007 Besichtigung des Müllheizkraftwerks Essen-Karnap (RWE) und des Heizkraftwerks Herne (STEAG) im Rahmen der Vorlesung Elektrische Energietechnik.
- 06.07.2007 Gebäudetechnische Begehung des RWE-Tower in Dortmund im Rahmen der Vorlesung Gebäude- und Energiemanagement.
- 22.08.2007 Besichtigung der Netzleittechnik der AVU Netz GmbH, Gevelsberg

4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Die Forschungsschwerpunkte für den Lehrstuhl liegen in systemtechnischen Betrachtungen für eine zukunftsfähige Energieversorgung. Hierzu werden Technologien aus den Bereichen Leittechnik, Regelungstechnik, Leistungselektronik, zentraler, dezentraler und regenerativer Energien und Speicher für die speziellen Bedürfnisse zukünftiger Energieversorgungssysteme erforscht und in das Gesamtsystem der Energieversorgung und der Energiemärkte integriert.

Diese neuen Technologien bilden die zukünftige Struktur der Übertragungs- und Verteilungsnetze sowie deren Betrieb und leittechnische Architektur. Energiewirtschaftliche sowie gesetzliche Rahmenbedingungen finden hierbei Berücksichtigung. Modellierung und Simulation sind wichtige Entwurfshilfsmittel, die aber durch eine praxisnahe Verifikation von prototypischen Anwendungen ergänzt werden müssen. Das übergeordnete Ziel ist es, technisch und wirtschaftlich machbare Wege zu einer umweltgerechten und nachhaltigen Energieversorgung zu erforschen.

Die Systembetrachtung der Energieversorgung erfordert in hohem Maße einen interdisziplinären Ansatz. Die Universität Dortmund bietet hierzu ideale Bedingungen durch Kooperationen innerhalb der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik sowie mit anderen Fakultäten und Universitäten.

Insbesondere die verteilten Strukturen einer zukünftigen Energieversorgung erfordern ein verteiltes, sich selbstorganisierendes Leit-, Regelungs- und Energiemanagementsystem. Hierzu werden verteilte Rechner-, Software- und Algorithmenstrukturen benötigt, die sich als aktuelle Trends in der Informationstechnik abzeichnen. Hierin liegt ein großes Synergiepotential zwischen der Energiesystemtechnik und der Informationstechnik innerhalb der Fakultät. Der Lehrstuhl fokussiert sich auf den nachfolgend beschriebenen Schwerpunkten.

Leittechnik-Systemarchitektur zum Energie- und Netzmanagement

Bei der Leittechnik in der Energieversorgung steht ein Generationssprung an, der zukünftige Informationstechnologien sowie die Anforderungen an Systemicherheit bei volatilen Energiemärkten und durch zunehmend verteilte und auch diskontinuierliche Einspeisungen berücksichtigt. Die bisherige Architektur ist streng hierarchisch aufgebaut und basiert auf Speziallösungen für die Energietechnik. In Zukunft sind Synergien durch die konsequente Verwendung neuester informationstechnischer Entwicklungen und Standards zu erzielen.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Kostengünstige Leittechnik- und Energiemanagement-Systeme basierend auf modernsten Informationstechnologien (Hardware-, Software- und Kommunikationstechnologien)
- Verknüpfung von leittechnischen Applikationen mit Energiemarktfunktionen wie zum Beispiel die Netzkapazitätsberechnung in Echtzeit.
- Weitbereichsmess-, Regelungs- und Schutzsysteme einschließlich deren Algorithmen zur Verbesserung der Systemzuverlässigkeit und Sicherheit. Hierbei bilden satellitengestützte zeitsynchronisierte Zeigermesseinrichtungen (Phasor Measurement Units, PMU) eine neue messtechnische Grundlage, die für praktische Anwendungen nutzbar gemacht wird.
- Verteilte Energiemanagementsysteme und deren Algorithmen (z.B. Multiagentensysteme) zum optimierten Betrieb und zur koordinierten Regelung von Energieversorgungssystemen (z.B. Selbstkoordinierende Regelung von leistungselektronischen Netzkomponenten wie HVDC / FACTS oder von dezentralen Umrichter gekoppelten Einspeisungen / Speichern)

Neue systemtechnische Konzepte im Netz und zur Netzbeeinflussung

Flexibler, sicherer und mehr Energie zu übertragen, sind Hauptanforderungen an heutige Energienetze. In diesen Bereich fällt auch die Integration dezentraler Energieeinspeisungen. Hierzu lassen sich neue Komponenten wie z.B. leistungselektronische Netzregler (FACTS), spezielle Hochspannungsgleichstrom-Übertragungen (HVDC) sowie Kombinationen von Funktionen bisheriger Komponenten ableiten. Derartige systemtechnische Entwürfe sind durch geeignete Modellierungs- und Simulationsmethoden zu erforschen.

Begleitend sind Messungen realer Netzsituationen durchzuführen, die zum Beispiel die Problematiken der Versorgungsqualität oder bei der Einbindung dezentraler Energieumwandlungsanlagen, wie insbesondere Windkraftanlagen, analysieren. Eine geeignete Messtechnik bildet hierbei die Grundlage praxisnah zu forschen.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Entwurf unterirdischer Energieversorgung bedingt durch zunehmende Umweltaforderungen (vermischte Kabel- und Freileitungsübertragungsnetze, insbesondere mit HVDC).

- Systemtechnische Integration von Windkraftanlagen, Netzintegration von Offshore-Erzeugungen insbesondere mittels HVDC. Integration der Windenergie in das Energiemarktgeschehen.
- Systemtechnische Verknüpfung von Versorgungsfunktionen (z.B. Integration von unterbrechungsfreier Stromversorgung, Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungsqualität und -zuverlässigkeit und dezentraler Energiewandlung und Speicherung) sowie deren Integration in Energiemarktstrukturen.
- Modularisierte Netzregler zur Leistungsflussregelung und Versorgungsqualität (FACTS), zum Beispiel die Verknüpfung von leistungselektronischen Modulen mit Unterstationen und Transformatoren. Hierbei steht der Systemaufbau im Vordergrund.

Modellierung und Simulation von Netzen und Energiemarktstrukturen

In der Energieversorgung bilden Modellierung und Simulation eine wesentliche Grundlage für die Netzplanung, den Betrieb und das Marktgeschehen. Mit hinzukommenden neuen Komponenten verlagern sich die Anforderungen an die Modellierung und Simulation, die bislang nur unzulänglich berücksichtigt wurden. Neue technische Lösungen müssen durch Elektrizitätsmarktszenarien evaluiert werden, um deren Nutzen für die Marktteilnehmer abzuschätzen.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Modellierung von Energiemärkten insbesondere unter Berücksichtigung von Verfahren zum Engpassmanagement. Daraus resultiert die Möglichkeit zur wirtschaftlichen Bewertung neuer technischer Lösungen zur Engpassreduktion.
- Spezielle Modellierung und Simulation von Energieversorgungssystemen mit signifikantem Anteil leistungselektronischer Komponenten (FACTS/HVDC oder dezentrale Einspeisungen).
- Optimierte Netzplanung bei alternativer Einspeisung (z.B. Probabilistische Ansätze zur Verteilnetzplanung, Optimierung von Netzstrukturen und Netzinvestitionen durch dezentrale Einspeisungen, probabilistische Stabilitätsbetrachtungen bei diskontinuierlichen Einspeisungen).

Asset Management und Anreizregulierung

Basierend auf den Anforderungen der Anreizregulierung müssen Effizienz steigende Lösungen für das Asset Management gefunden werden, wobei die Versor-

gungszuverlässigkeit als Standort sichernde Randbedingung nicht verletzt werden darf. Die hier zu betrachtenden Asset Management Verfahren beziehen sich auf die Instandhaltungsplanung bestehender Betriebsmittel bei unsicherer und unscharfer Datenbasis sowie der Erneuerung und Erweiterung der Netze und der Beseitigung von Engpässen.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Berücksichtigung unscharfer, unsicherer und fehlender Eingangsdaten bei der Instandhaltungsplanung von Betriebsmitteln mit Hilfe der Evidenztheorie. Ergebnisse dieser Forschung sind bereits in der Praxis erprobt.
- Das Asset Management muss unter den Maßgaben der kommenden zu gestaltenden Anreizregulierung einen effizienten Weg für Netzinvestitionen und Erweiterungen finden. Die Beseitigung von Engpässen erfordert langfristige Szenariobetrachtungen und Risikoabschätzungen um eine sichere Grundlage für einen wirtschaftlichen Netzausbau basierend auf konventionellen und innovativen Technologien zu bieten.

Systembetrachtungen für eine zukünftige Energieversorgung

Dieser letzte Bereich dient der strategischen Planung einer zukünftigen Energieversorgung einschließlich zukünftiger Energiemarktstrukturen. Welche Szenarien einer zukünftigen Entwicklung sind anzunehmen und welche technischen und Markt-Anforderungen ergeben sich daraus? Welche technologischen Entwicklungen machen langfristig Sinn oder sind Zwischenstadien einer weitergehenden Entwicklung? Diese Fragen müssen beantwortet werden, um die Vision einer umweltgerechten und nachhaltigen Energieversorgung und einen technisch und wirtschaftlich machbaren Weg dorthin definieren zu können.

Die Themen im Einzelnen sind:

- Gesamtsystembetrachtungen (Modellierung, Simulation, Optimierung) bei veränderten Einspeisestrukturen und unter Berücksichtigung aller Energiearten (z.B. dezentrale Kraft- Wärme-gekoppelte Anlagen zur Glättung diskontinuierlicher Einspeisungen, Speicherintegration, Berücksichtigung verschiedener Energieträger wie z.B. (Bio-)Gas, H₂, Wärme, Wind, Kraftstoffe für den Verkehr).
- Zukünftiges Gesamtszenario für die Energieversorgung unter Berücksichtigung des aktuellen Kraftwerksparks, der innerhalb der nächsten 20 Jahre ca. zur Hälfte ersetzt wird und der daraus resultierenden Konsequenzen für den Elektrizitätsmarkt.

Koordination dezentraler Energiesysteme mit einem verteilten adaptiven Multiagentensystem

Ziel des Projektes DEZENT ist die Entwicklung eines verteilten Energiemanagementsystems, mit der sich eine Vielzahl dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Randbedingungen in ein regionales Netz integrieren lassen, so dass die zur Verfügung gestellte Leistung auch der Netzregelung zugänglich gemacht wird. Die Simulation des dezentral organisierten Energieversorgungsnetzes soll durch ein Multiagentensystem realisiert werden, das auf einem verteilten adaptiven sicherheitskritischen Realzeit-Betriebssystem basiert. Es soll hierdurch der Nachweis geführt werden, dass die Führung einer Vielzahl kooperierender, heterogener Systeme im stabilen Betrieb möglich und hinsichtlich Preis bzw. bereitgestellter Energie günstiger ist als bei zentraler Führung. Dabei sind die konfligierenden Zielfunktionen der unterschiedlichen Akteure im liberalisierten Energieversorgungssystem zu optimieren und in ein stabiles Gesamtsystem zu integrieren.

Coordination of distributed energy resources with an adaptive multi-agent system

The aim of the cooperative R&D-project DEZENT is the development of a coordination system for a huge number of distributed energy resources (DER) based of an adaptive multi-agent approach. In the first year the basic architecture and the negotiation principles were developed and implemented. The second year was dominated by the development of a novel on-line stable state determination algorithm. In order to provide the previously implemented negotiation algorithm with the information needed to avoid voltage band violations and line overloads, a novel approach based on the computation of the feasibility boundary in the domain of nodal power was developed. The analysis of the approach requires further research effort, but numerical studies already indicate the validity of the approach.

Olav Krause

Dieses Vorhaben wird von der deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert und in Kooperation mit Prof. Dr. rer. nat. H. F. Wedde und Dipl.-Inform. S. Lehnhoff, Lehrstuhl III, Fakultät Informatik, der Technischen Universität Dortmund durchgeführt.

Eine besondere Herausforderung im Zusammenhang mit der Koordination von DEA ist die statische Stabilität des Netzes. Die durch einen Koordinator ermittelten Einspeisekonfigurationen haben einen entscheidenden Einfluss auf den Betriebszustand des Netzes, an das die entsprechenden DEA angeschlossen sind. Typische Probleme der statischen Stabilität sind hierbei Spannungsbandverletzungen, d.h. zu hohe oder zu niedrige Spannungen an einzelnen Knoten, sowie Leitungsüberlastungen. Die zusätzliche Einspeisung in die Nieder- und Mittelspannungsnetze hat hierbei unterschiedliche Auswirkungen auf das Risiko solcher Grenzwertverletzungen.

Typischerweise werden Mittel- und Niederspannungsnetze anhand von „worst case“-Szenarien ausgelegt. Hierbei wird die maximal gleichzeitig auftretende Last an allen Knoten als Ausgangspunkt für eine Auslegung benutzt (vgl. Abb. 1).

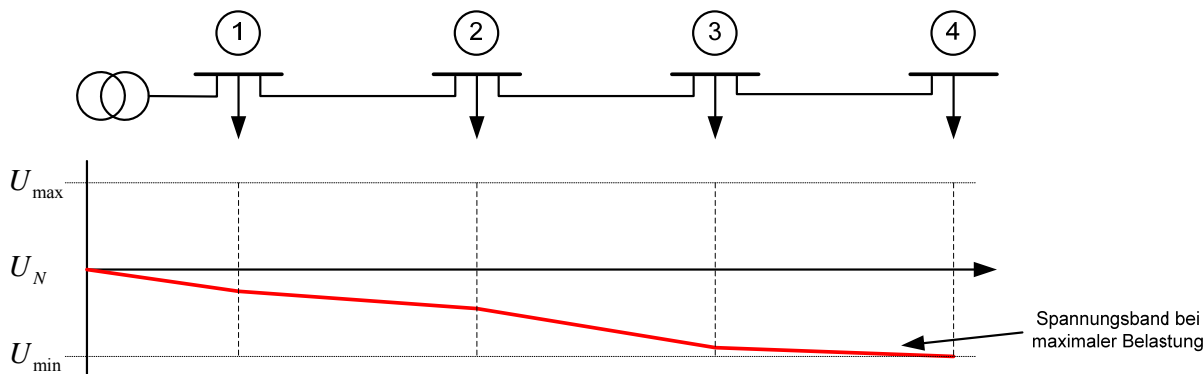


Abb. 1: Spannungsabfall über einem Leitungsstrang bei maximaler Last

Bei der Installation zusätzlicher DEA in einem Netz wird zumeist die Anschlussleistung der jeweiligen Netzanschlusspunkte als maximal zulässige Leistung der DEA verwendet. Geht man nun von einem „worst case“-Szenario für die Einspeisung von DEA aus, dann ergibt sich das in Abb. 2 schematisch dargestellte Spannungsband.

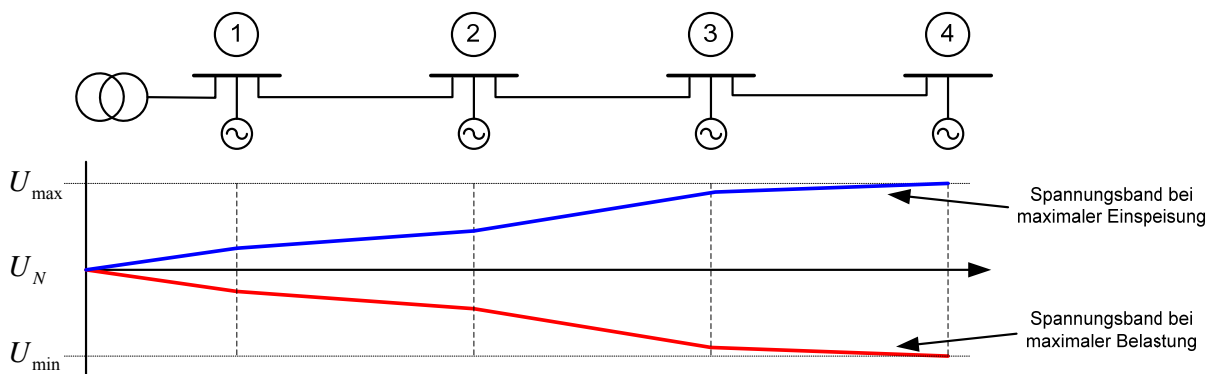


Abb. 2: Spannungserhöhung über einen Leitungsstrang bei maximaler Einspeisung

Unter normalen Betriebsbedingungen treten solch extreme Konstellationen allerdings sehr selten auf. Speziell bei Spannungshaltung ergibt sich durch die zusätzliche Einspeisung aus DEA unter normalen Umständen ein gleichmäßigerer Spannungsverlauf (vgl. Abb. 3).

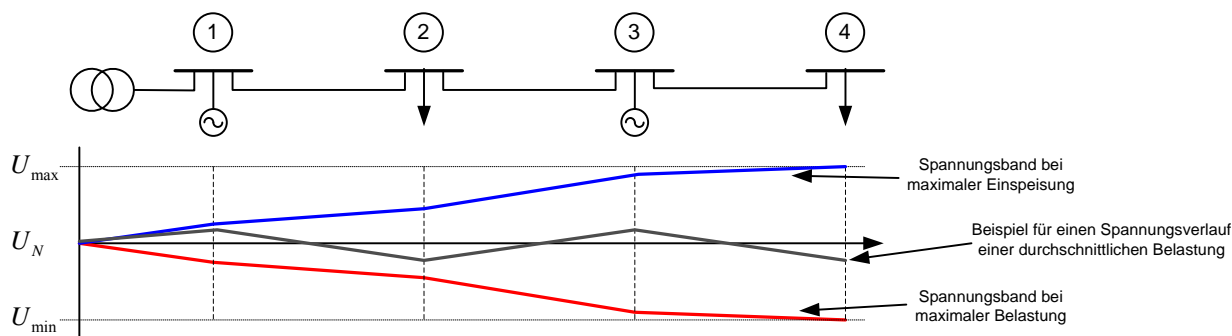


Abb. 3: Zu erwartender Spannungsverlauf über einem Leitungsstrang bei durchschnittlicher Einspeisung und Last

Da der gemeinsame Einfluss der Lasten und der zusätzlichen Einspeisungen zu einem gleichmäßigeren Spannungsverlauf führt, besteht die Möglichkeit die maximalen Einspeiseleistungen der DEA zu erhöhen und so eine höhere Energiegewinnung zuzulassen. In Situationen durchschnittlicher Belastung erwachsen hieraus keine Probleme aus Sicht der Spannungshaltung. Doch die statische Stabilität muss auch in sehr extremen Belastungssituationen gewährleistet sein. Eine Erhöhung der zulässigen Einspeiseleistung der DEA kann zu dem in Abb. 4 schematisch dargestellten Spannungsverlauf führen.

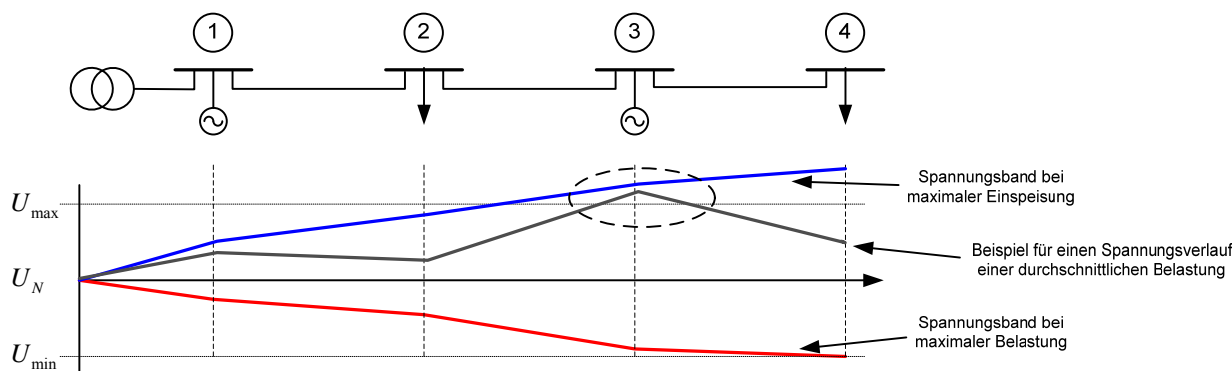


Abb. 4: Spannungsverlauf über einen Leitungsstrang bei erhöhter zulässiger Einspeiseleistung

Aus Abb. 4 wird direkt ersichtlich, dass eine höhere Auslastung des Netzes möglich ist, hierbei allerdings verhindert werden muss, dass es zu Spannungsbandverletzungen kommt. Da diese Spannungsbandverletzungen erst durch das Zusammenspiel mehrerer Akteure entstehen, wird der Bedarf für eine Koordinierung sichtbar. Vergleichbare Zusammenhänge bestehen auch im Zusammenhang mit Leitungsüberlastungen, speziell in vermaschten Netzen.

Für einen Koordinator besteht in diesem Zusammenhang die Aufgabe, Kombinationen von Einspeisungen und Entnahmen elektrischer Leistung, welche zu Span-

nungsbandverletzungen bzw. Leitungsüberlastungen in dem Netz führen, zu unterbinden bzw. deren Eintreten schon im Vorfeld zu vermeiden. Dies setzt allerdings voraus, dass dem Koordinator ein mathematisches Verfahren zur Verfügung steht, mit dessen Hilfe er solche unzulässigen Kombinationen schnell und sicher erkennen kann. Im Idealfall würde ihm ein solches Verfahren auch gestatten, Veränderung der Einspeisekonfiguration zu erkennen, mit denen wieder in den zulässigen Bereich zurückgekehrt werden kann.

Die derzeit verfügbaren Algorithmen und mathematischen Modelle sind hierzu nur bedingt geeignet. Die meisten Standard-Algorithmen sind in der Lage, eine einzelne Belastungskonfiguration zu bewerten und so Spannungsbandverletzungen bzw. Leitungsüberlastungen zu erkennen. Sie sind allerdings nur sehr begrenzt in der Lage, bei Unzulässigkeit der Konfiguration Veränderungsvorschläge zu ermitteln, die einen zulässigen Betriebszustand wiederherstellen. Darüber hinaus handelt es sich fast ausschließlich um iterative Verfahren. Das heißt, dass sich der Algorithmus sich zyklisch an eine Lösung annähert, bis eine gewisse Genauigkeit erreicht wird. Dieses bringt im Wesentlichen zwei Nachteile mit sich. Zum Einen kann nicht garantiert werden, dass eine Lösung gefunden wird, zum Anderen ist die benötigte Zeit für die Berechnung nicht vorhersagbar. Dies macht den Einsatz dieser Algorithmen in sicherheitskritischen Umgebungen unmöglich.

Im Rahmen des DEZENT-Projekts wird ein neues Verfahren erforscht, das sowohl die Berechnungszeit, als auch das Vorliegen eines gültigen Ergebnisses im Vorhinein garantieren kann. Es handelt sich hierbei um ein zweistufiges Verfahren, das auf einem geometrischen Ansatz basiert. Hierbei werden die komplexen Scheinleistungsbilanzen aller Knoten eines Netzes als unabhängig voneinander angenommen und als unabhängige Dimensionen des Raums der komplexen Knotenscheinleistungen interpretiert. Das Verfahren ist derzeit nur auf Netze anwendbar, die einen so genannten Referenzknoten beinhalten. Dieser Knoten verfügt über eine feste Spannung und stellt die benötigte Ausgleichsleistung des Netzes zur Verfügung. Dies ist ein geeigneter Ansatz für fast alle Verteilnetze. Somit enthält das Modell eines Netzes mit n Knoten $(n-1)$ komplexwertige, frei wählbare Knotenscheinleistungsbilanzen. Die komplexwertigen Knotenscheinleistungsbilanzen lassen sich auch alternativ mit jeweils zwei reellwertigen Größen darstellen, der Wirk- und der Blindleistung. Aus dieser Interpretation ergibt sich ein $2 \cdot (n-1)$ -dimensionaler Raum über die reellen Zahlen.

Der untersuchte Algorithmus berechnet zunächst in einem ersten Schritt, den $2^{*(n-1)}$ -dimensionalen Teilraum aller Knotenleistungsbilanzkombinationen, die auf dem modellierten Netzwerk nicht zu Spannungsbandverletzungen oder Leistungsüberlastungen führen. Im zweiten Schritt wird die Position einer Kombination innerhalb dieses Teilraums überprüft. Befindet sich ein Punkt in dem berechneten Teilraum, so ist die ihm entsprechende Leistungskombination zulässig.

Die Struktur dieses Teilraums wird im Folgenden für ein einfaches Beispielnetz dargestellt. Das Netz besteht aus zwei Knoten, wobei der erste Knoten den zuvor erwähnten Referenzknoten darstellt (vgl. Abb. 5). Somit ergibt sich nur für den zweiten Knoten zwei eine Variationsmöglichkeit der komplexen Knotenscheinleistungsbilanz.

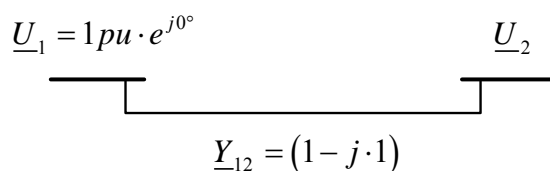


Abb. 5: Topologie des betrachteten Beispielnetzes

Folgende Grenzwerte wurden verwendet:

$$0,9pu \leq |\underline{U}_2| \leq 1,1pu \quad |\underline{I}_{12}| \leq 1pu$$

In Abb. 6 sind die berechneten Grenzen als Linien eingezeichnet. Die Position der Grenzen wurde mithilfe eines Newton-Raphson-basierten Algorithmus verifiziert. Hierzu wurden zufällige Kombinationen von Wirk- und Blindleistung generiert und die resultierende Spannung, sowie der sich ergebende Leitungsstrom berechnet. Bleiben sowohl die Knotenspannung als auch der Leitungsstrom innerhalb der vorgegebenen Grenzen, wurde diese Kombination als zulässig eingestuft. Alle als zulässig eingestuften Kombinationen sind in Abb. 6.b als Punkte eingezeichnet. Bei Verletzung mindestens eines Kriteriums wird die entsprechende Leistungskombination als unzulässig eingestuft (vgl. Punkte in Abb. 6.a).

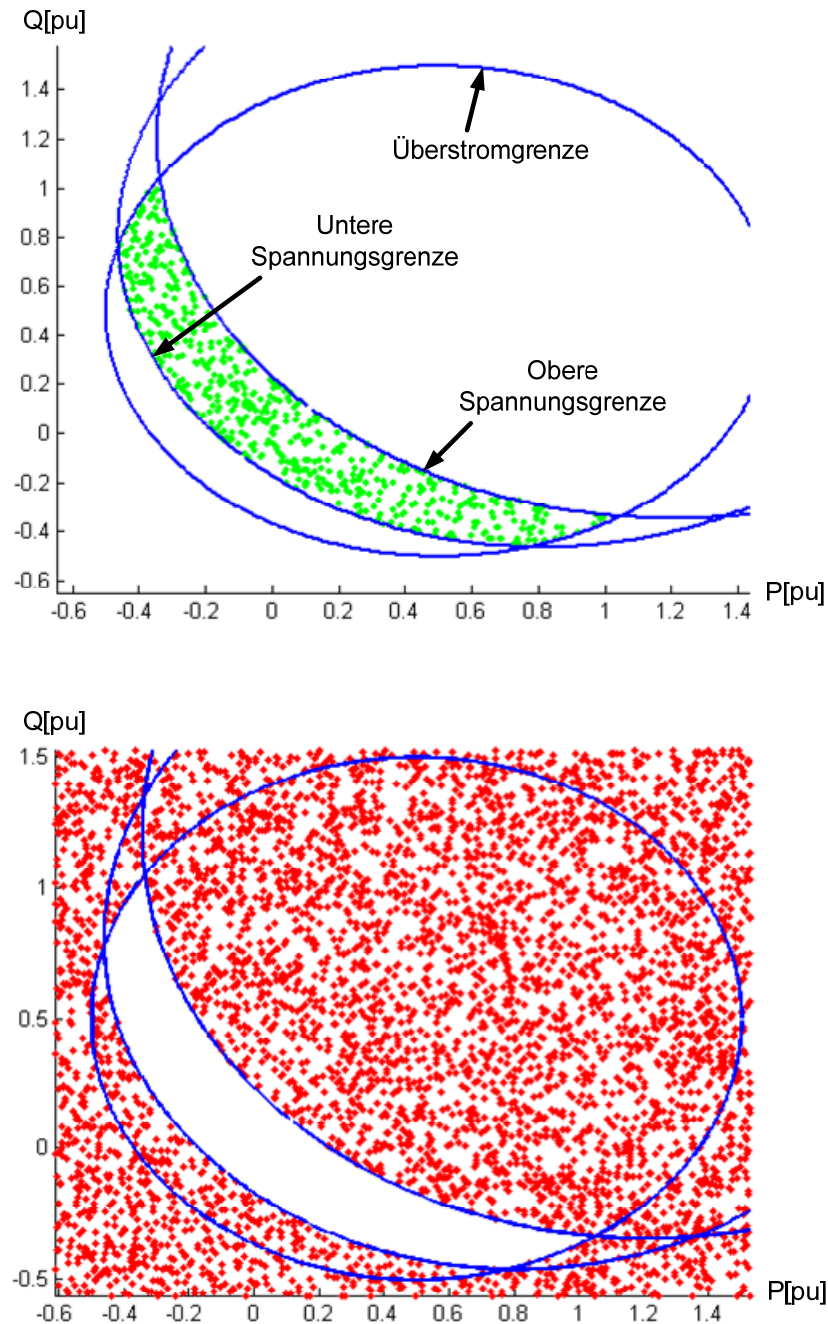


Abb. 6: Beispiel eines Teilraums zulässiger Leistungskombinationen

Aus Abb. 6 wird deutlich, dass die errechneten Grenzen tatsächlich die Grenzen im Raum der komplexen Knotenscheinleistungsbilanzen sind.

Der so berechnete Teilraum wird mithilfe von s. g. Hyperebenen eingegrenzt. Hyperebenen sind eine Verallgemeinerung von Ebenen in einem dreidimensionalen Raum. In einem d -dimensionalen Raum kann ein konvexer Teilraum durch $(d-1)$ -dimensionale Hyperebenen eingegrenzt werden.

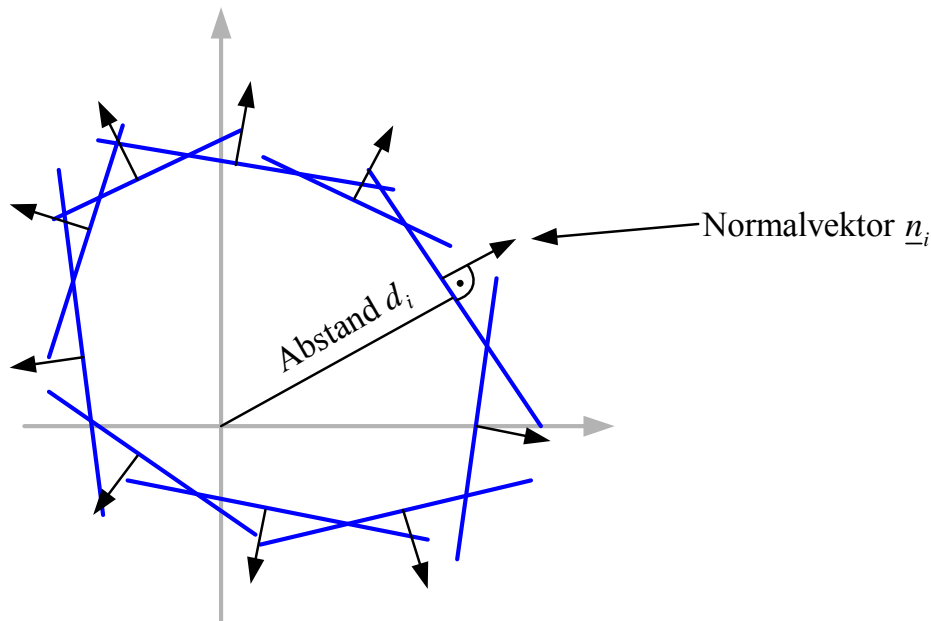


Abb. 7: Konzept der Eingrenzung eines Teilraums mithilfe von Hyperebenen

Hyperebenen lassen sich dabei generell in der Hesseschen Normalform als Ungleichung in der Form $\underline{n}_i \cdot \underline{x} \leq d_i$ darstellen. Ungleichungen können rechnerisch in konstanter Zeit ausgewertet werden. Da auch die Anzahl der Ungleichungen für die Beschreibung des berechneten Teilraums konstant ist, ist somit die Überprüfung der Zulässigkeit einer Kombination komplexer Knotenscheinleistungsbilanzen in konstanter Rechenzeit möglich, und somit ist der späteste Zeitpunkt des Vorliegens einer gültigen Lösung garantierbar. Dies ist Grundvoraussetzung für den Einsatz in sicherheitskritischen Anwendungen.

Darüber hinaus lassen sich aus der Kenntnis des Teilraums der zulässigen Leistungskombinationen noch folgende Vorteile ziehen. Durch die Kenntnis der genauen Position der Grenzen der Zulässigkeit lassen sich auch der Abstand und die Richtung zu ihnen berechnen. Daraus kann direkt eine Annäherung an unzulässige Betriebszustände erkannt werden. Es lassen sich dann auch Vorschläge zur Abstandsvergrößerung ableiten. Das Resultat beinhaltet dabei nicht nur eine spezielle Lösung, sondern die Gesamtheit aller möglichen Veränderungen der Belastungskonfiguration.

Auch in der Optimierung ist die Kenntnis dieses Teilraums von großem Vorteil. Für beliebige Optimierungsprobleme auf einem Netz mit Referenzknoten lässt sich der Lösungsraum auf diese Weise exakt bestimmen. Daraus folgt, dass eine Lö-

sung, die in diesem Teilraum optimal ist, auch global optimal ist. Lösungen außerhalb des eingegrenzten Teilraums sind unzulässig.

Der Vergleich zweier Teilräume kann auch bei der Bewertung von Topologieänderungen oder Netzausbaumaßnahmen helfen, da er die Auswirkungen der Maßnahme auf die Belastbarkeit des Netzes direkt deutlich macht. Der Teilraum eines Netzes vor einer Ausbaumaßnahme muss hierbei vollständig in dem Teilraum des Netzes nach der Ausbaumaßnahme liegen. Andernfalls entstehen durch die Ausbaumaßnahme zusätzliche, oder zumindest stärker ausgeprägte Netzengpassituationen.

Zum jetzigen Zeitpunkt befindet sich der Algorithmus in der numerischen Erprobung für komplexere Netztopologien und höhere Knotenzahlen. Die bislang erhaltenen Resultate belegen, dass der Ansatz des Algorithmus zulässig ist und die Ergebnisse die realen Belastungsgrenzen aufzeigen können. Derzeit wird der Algorithmus für die Verwendung auf einem Computer-Cluster angepasst um die Größe berechenbarer Netze zu erhöhen. Eine erste funktionsfähige Version wird Anfang des zweiten Quartals 2008 erwartet.

Informationstechnische Vernetzung dezentraler Energieumwandlungsanlagen mit Smart-Metering

Die EU-Richtlinie 2006/32/EG „Energieeffizienz und Energiedienstleistungen“ fordert, dass die Endverbraucher zeitnah über ihren Energieverbrauch und ihrer individuellen Nutzung informiert werden. Voraussetzung hierfür ist die Einführung von Smart Metering Systemen. In diesem Zusammenhang bietet sich an, die informationstechnische Vernetzung zwischen Zähler und Netzbetreiber auch für die effiziente Betriebsführung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) zu nutzen. Der Betrieb vieler kleiner DEA als virtuelles Kraftwerk wird damit auch unter wirtschaftlichen Aspekten möglich. Insbesondere wird die Fragestellung untersucht, welche zusätzlichen Funktionen müssen in Smart Metering Systemen integriert werden um ein Gesamtsystem DEA - eHome und Smart Metering zu realisieren.

Interlinking of decentralized energy conversion facilities by information technology with Smart Metering

The EU-directive 2006/32/EC on energy end-use efficiency and energy services claims that end-consumers will be informed instantly about their energy consumption and individual usage. Therefore the launch of Smart Metering systems is required. In this relation the connection between IT - applications of electricity meters and electricity distributors is suitable for the efficient plant management of distributed power generation plants (DPGP). So the operation of a lot of small distributed DPGPs as a virtual power plant becomes possible regarding business aspects. Particularly the issue which additional functions have to be integrated in Smart Metering Systems in order to realise a complete system DPGP – eHome and Smart Metering is examined.

Willi Horenkamp

Aufgrund der EU-Richtlinie 2006/32/EG „Energieeffizienz und Energiedienstleistungen“ sollen die Stromkunden zukünftig zeitnah über ihren Energieverbrauch und ihre individuelle Nutzung informiert werden. Jeder Stromkunde soll so seinen Energieverbrauch selbst beeinflussen können. Die Umsetzung dieser Richtlinie soll im Jahr 2008 erfolgen. Bei neuen Anlagen sind dann Zähler mit einer Kommunikationsschnittstelle zu installieren, sofern es wirtschaftlich vertretbar ist. Hierzu müssen die technologischen Voraussetzungen für das so genannte Smart Metering geschaffen werden. Langfristig sind dann auch die vorhandenen Ferraris-Zähler durch neue AMM-Systeme (Automated Meter Management) zu ersetzen. Im Zusammenhang mit dem Einsatz von AMM-Systemen ist insbesondere der Systemaspekt zu berücksichtigen. Neben der Integration von zum Beispiel Gas- und Wärmezählern soll auch eine Kopplung zu Haushaltsgeräten wie Waschmaschinen oder Geschirrspülern möglich sein, so dass diese Geräte automatisch bei günstigen Energiebezugspreisen eingeschaltet werden. Der Strom-

zähler stellt in diesem Zusammenhang das Gateway zwischen Netzbetreiber, Energielieferant und der Hausleittechnik her (Abb. 8).

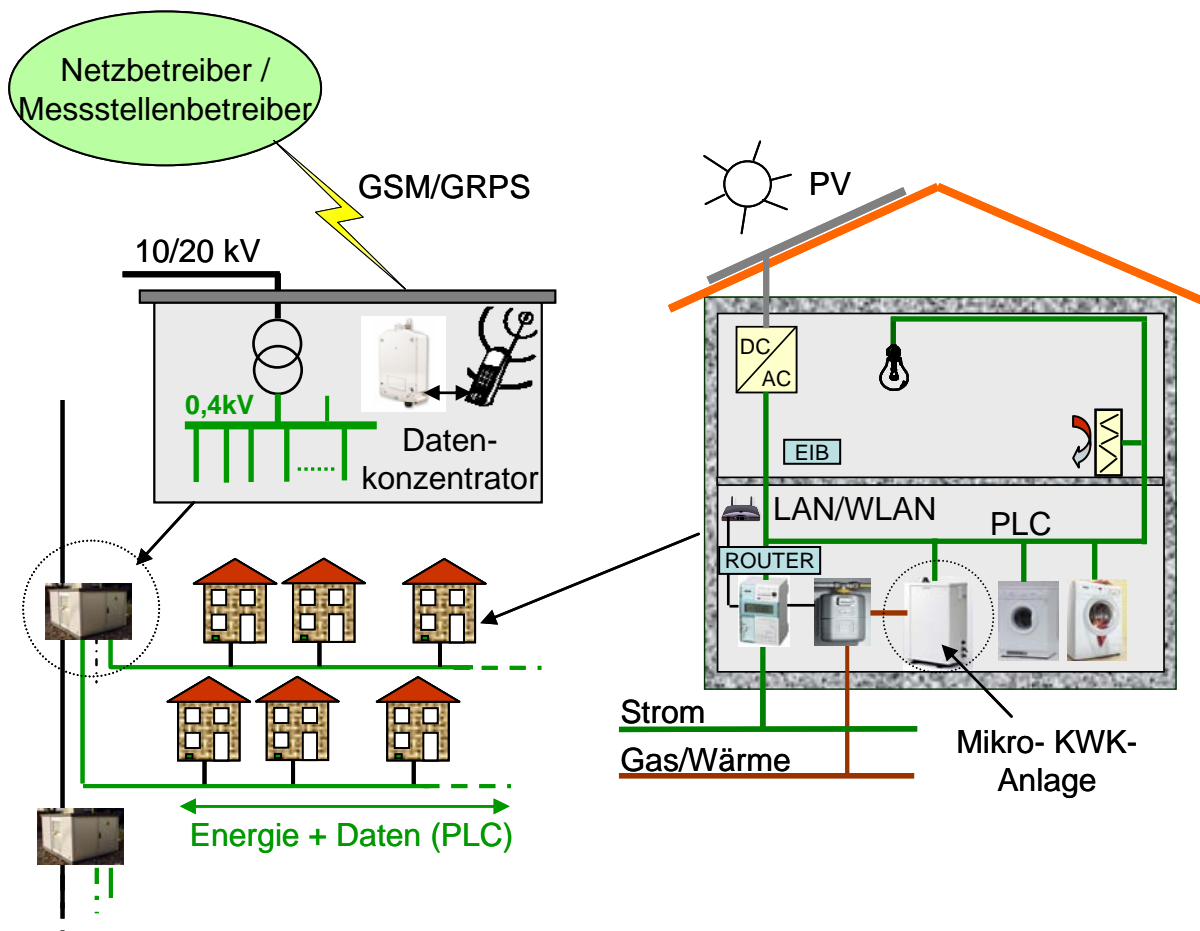


Abb. 8: Smart Metering in Verbindung mit DEA

In Europa werden zurzeit Feldversuche mit AMM-Systemen durchgeführt. Vielversprechend ist die Nutzung von Powerline Communication (PCL) als Kommunikationsmedium zwischen dem Letztverbraucher und der Ortsnetzstation, da hier keine zusätzlichen Informationswege erforderlich sind. Die Messwerte werden in der Ortsnetzstation mit Hilfe eines Datenkonzentrators gesammelt und zum Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber drahtlos mittels GSM, (Global System for Mobile Communications) oder GPRS (general packet radio service) übertragen.

Mit der Einführung von AMM-Systemen bietet sich an, diese Kommunikationsschnittstelle auch für ein Energiemanagement für dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) zu nutzen. Heute ist aus Kostengründen keine Kommunikation kleiner DEA untereinander sowie zum Netzbetreiber vorhanden. Bei einer Zunahme von DEA im Niederspannungsnetz ist jedoch eine Kommunikation der Anlagen untereinander und zum Netzbetreiber für einen sicheren technischen und wirtschaftlichen Betrieb erforderlich. Der Betrieb vieler kleiner DEA als vir-

tuelles Kraftwerk ist damit auch unter wirtschaftlichen Aspekten möglich. Grundvoraussetzung für die zusätzliche Nutzung der Kommunikationseinrichtungen von AMM-Systemen sind offene Standards, die sich an vorhandene Infrastrukturen anpassen lassen. Eine wesentliche Forderung ist in diesem Zusammenhang die Zugangskontrolle zu den Messwerten der AMM-Zähler durch entsprechende Verschlüsselungsverfahren. Die heute vorhandenen Protokolle zur Datenübermittlung, wie zum Beispiel das Datenformat „Edifact“ und das Kennzahlensystem OBIS (IEC 62056-61) (Object Identification System) müssen für die zusätzlichen Aufgaben entsprechend angepasst bzw. ergänzt werden. Die Mindestanforderungen an den Messstellenbetrieb werden im MeteringCode 2006 (VDN) beschrieben. Die IEC (International Electrotechnical Commission) hat in der IEC 1107 sowohl das Software-Protokoll als auch die erforderliche Hardware für die Übertragung von Verbrauchsdaten für Strom- Gas- und Wasserzähler beschrieben. Die hier aufgeführten Normen und Richtlinie beziehen sich jedoch nur auf die Übertragung von Energiezählwerten sowie die in Verbindung mit der Abrechnung erforderlichen Schaltbefehle wie zum Beispiel Tarifschaltungen oder Leistungsbegrenzungen. Weiterführende Anwendungen sind nicht Bestandteil der Normen und Richtlinien.

In den zurzeit durchgeführten Arbeiten werden die Möglichkeiten der Nutzung von AMM-Systemen für die Koordination von DEA im Niederspannungsnetz untersucht, wobei im Wesentlichen die folgenden Aspekte betrachtet werden:

- Entwicklungsstand der heute verwendeten Datenformate und Protokolle zwischen Zähler, Datenkonzentrator, Netzbetreibern bzw. Messstellenbetreibern.
- Erforderliches Datenvolumen und Übertragungszyklen für einen koordinierten Betrieb der DEA untereinander und zum Netzbetreiber. Insbesondere wird die Fragestellung untersucht, ob die zurzeit bei Smart Metering Systemen verwendeten Datenprotokolle und Datenübertragungskapazitäten ausreichenden sind, um diese zusätzlichen Funktionen in ein Smart-Metering-System mit PLC-Technik zu integrieren.
- Informationstechnische Vernetzung von Smart Metering, eHome, Gebäudeleittechnik und DEA im Hinblick auf ein effizientes Energiemanagement.
- Rechtliche und organisatorische Rahmenbedingungen. Wie kann sichergestellt werden, dass nur die gewünschten Daten weiter gegeben werden.

Es wurde eine Testumgebung mit mehreren AMM-Zählern mit PLC-Technik sowie einem Datenkonzentrator und verschiedenen DEA aufgebaut. Erste Untersuchungen

haben ergeben, dass die Nutzung der PLC-Technik in Verbindung mit mehreren DEA und einer nach der VDE 0126 integrierten selbsttätigen Freischaltstelle (ENS) mit dem Impedanzmessverfahren zu Problemen bei der Datenübertragung führen kann. Ob bei der Verwendung der PLC-Technik zwischen der Ortsnetzstation und den einzelnen DEA auf die Impedanzmessung verzichtet werden und alternativ zum Beispiel ein PLC-Trägersignal für die Inselnetzerkennung genutzt werden kann, muss noch untersucht werden. Der Vorteil gegenüber dem Impedanzmessverfahren ist, dass dann kein zusätzlicher Stromprüfimpuls von jeder einzelnen DEA in das Netz eingespeist werden muss, um die Netzimpedanz zu bestimmen. Fehlabschaltungen aufgrund der gegenseitigen Beeinflussung der Impedanzmessung und Netzurückwirkungen können reduziert werden.

Entwicklung einer Testeinrichtung für Wechselrichter am Niederspannungsnetz nach DIN VDE0126

Wenn eine dezentrale Energieumwandlungsanlage die Spannung in einem elektrischen Teilnetz aufrecht erhält, obwohl dieses vom übergeordneten Verteil- oder Übertragungsnetz getrennt ist, befindet sie sich im sogenannten Inselnetzbetrieb, der in Deutschland unzulässig ist. Deshalb müssen sich Anlagen im Kleinstleistungsbereich, die nicht direkt vom Netzbetreiber abgeschaltet werden können, im Falle eines ungewollten Inselnetzbetriebs selbsttätig ihre Einspeisung unterbinden. Die Funktionalität dieser Inselnetzerkennung und Verfahren, mit denen sie geprüft werden muss, sind durch die DIN VDE0126-1-1 festgelegt. Eines der in dieser Norm definierten Prüfverfahren wird als teilautomatisierter Prüfstand umgesetzt, was die Konzeptplanung und den Aufbau eines Prototyps umfasst. Schließlich wird seine Funktionalität im Experiment unter Beweis gestellt.

Designing a testing facility according to the German standard DIN VDE0126 for inverters operating on low voltage grid

If a part of a low voltage electrical grid is disconnected from the mains, local distributed generation, which cannot be directly controlled by the network operator, must automatically switch-off in order to prevent the so-called „unintended islanding“. Function of islanding prevention and its verification is defined by the German standard DIN VDE0126-1-1. An automatically operated test facility based on this standard is developed. Having chosen an appropriate testing procedure a concept is created, which leads to the construction of a prototype, whose proper function is confirmed during experimental analysis.

Michael Kleemann, Willi Horenkamp

Aufgrund von zukünftig zu erwartenden erhöhten dezentralen Einspeisungen im Niederspannungsnetz hat die Fragestellung, wie ungewollte Inselnetze zuverlässig erkannt und abgeschaltet werden können, verstärkte Bedeutung erlangt. Hierzu werden in der DIN VDE0126-1-1 „Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz“ verschiedene Verfahren beschrieben. Nach dieser Norm ist neben der Gleichstrom-, Frequenz- und Spannungsüberwachung ein spezielles Verfahren zur Inselnetzerkennung erforderlich, welches in der Regel als Impedanzüberwachung oder bei einphasiger Einspeisung auch als dreiphasige Spannungsüberwachung ausgeführt ist.

Es wurde eine Testeinrichtung entwickelt, welche Wechselrichter (WR) im Hinblick auf die oben angegebene Norm überprüft. Die Prüfung der Frequenz- und Spannungsgrenzen als Abschaltkriterium ist relativ einfach zu realisieren. Für die einphasige Inselnetzerkennung werden in der Norm zwei Prüfschaltungen, die Impe-

danzsprungprüfung oder alternativ die Schwingkreisprüfung vorgegeben. Die Vor- und Nachteile dieser Verfahren hinsichtlich ihrer Anwendbarkeit und Realisierung sind in der Tabelle 1 aufgeführt.

Tabelle 1: Vergleich der Prüfverfahren

	Impedanzsprungprüfung	Schwingkreisprüfung
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> • Einfache Auslegung der Komponenten • Gezielte Anregung der Impedanzüberwachung • Frequenz- und Spannungshaltung durch paralleles Netz 	<ul style="list-style-type: none"> • Einfach zu automatisieren • Bei allen einphasigen Verfahren anwendbar (z.B. auch beim aktiven Frequenzdriftverfahren)
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> • Ausschließlich bei der Impedanzüberwachung anwendbar • Schlechte Automatisierbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> • Erfordert leistungsstarke Resonanzelemente • Frequenz- und Spannungshaltung durch einen Schwingkreis

Für die Testeinrichtung ist die Schwingkreisprüfung aufgrund des großen Anwendungsspektrums und der guten Automatisierbarkeit ausgewählt worden. Sie stellt in realitätsnaher Weise den hinsichtlich Detektierbarkeit schlimmsten anzunehmenden Fall eines Inselnetzbetriebs nach, bei dem die Frequenz und Spannung nur geringfügig vom Netzparallelbetrieb abweicht. Ein entsprechend abgestimmter R-L-C Schwingkreis mit hoher Güte hält die Spannung und Frequenz nach Trennung eines parallelen Netzes innerhalb der für die Prüfung erforderlichen Toleranzen.

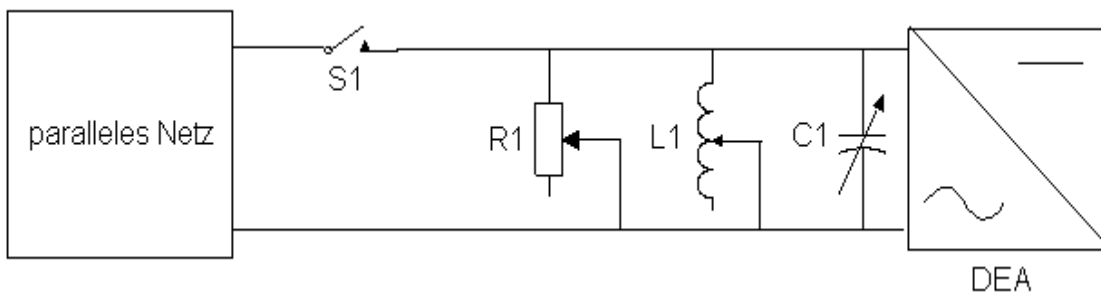


Abb. 9: Schwingkreisprüfung nach DIN VDE0126-1-1

Die Prüfeinrichtung (Abb. 9) besteht aus einem RLC-Schwingkreis mit einem motorisch verstellbaren Leistungswiderstand, einer festen Leistungs-drossel mit Eisenkern und einer stufbaren Kondensatorbank. Mit einer speicherprogrammierbaren Steuerung, die den Prüfablauf koordiniert und den Schwingkreis selbstständig abstimmt, ist ein Automatisierungsgrad erreicht worden, der die erforderlichen Bedieneingriffe auf die Einstellung der Leistungsquelle, die den WR speist, beschränkt. Über eine Feldbusanbindung ist der Prüfstand in ein Prozessvisualisierungssystem eingebunden.

Die Funktionalität der Schwingkreisprüfung wurde an verschiedenen WR getestet. Wenn die Impedanzmessung der WR deaktiviert ist, kann der WR durch korrekte Abstimmung des Schwingkreises in einen Inselnetzbetrieb gebracht werden, ohne dass die Frequenz- oder Spannungsüberwachung angeregt wird. Die Einstellung des Leistungswiderstands auf die vom WR eingespeiste Wirkleistung ist relativ einfach, so dass sich die Spannung im Moment der Inselnetzbildung nur geringfügig ändert. Die Anpassung der Inselnetzfrequenz, die durch die Schwingkreisinduktivität und Kapazität sowie den Blindleistungsbedarf des WR beeinflusst wird, erweist sich als aufwendiger. Nachdem der Schwingkreis analytisch ausgelegt worden war, musste die exakte Abstimmung seiner Resonanzfrequenz experimentell erfolgen. Auch wenn die eingesetzten WR mit einem $\cos\varphi \approx 1$ einspeisen, verstimmt ihre Grundschwingungsblindleistung den Schwingkreis um wenige 100 mHz, was durch eine entsprechende Kompensation ausgeglichen werden konnte.

Um reproduzierbare Ergebnisse zu erhalten, müssen die Anforderungen an das Prüfverfahren gegenüber den normativen Vorgaben erweitert werden. Sowohl die Konstanz, mit der der Wechselrichter Wirkleistung einspeist, als auch die technische Ausführung des Schalters, der im Verlauf der Prüfung das parallele Netz trennt, müssen berücksichtigt werden. Um den Wechselrichter in einem stabilen Inselnetzbetrieb zu halten, muss eine Begrenzung des Stroms auf der DC-Seite des Wechselrichters verhindert werden. Jede Anregung dieses Begrenzers im Wechselrichter führt zu transienten Vorgängen wobei der Spannungs- oder Frequenzschutz anspricht. Ein Schütz, das zunächst für die Trennung des parallelen Netzes eingesetzt wurde, führte teilweise zu Fehlauslösungen des im Wechselrichter integrierten Frequenzschutzes. Spannungsspitzen zum Schaltzeitpunkt können nämlich zusätzliche Nulldurchgänge erzeugen, so dass die Frequenzmessung verfälscht wird (Abb. 10).

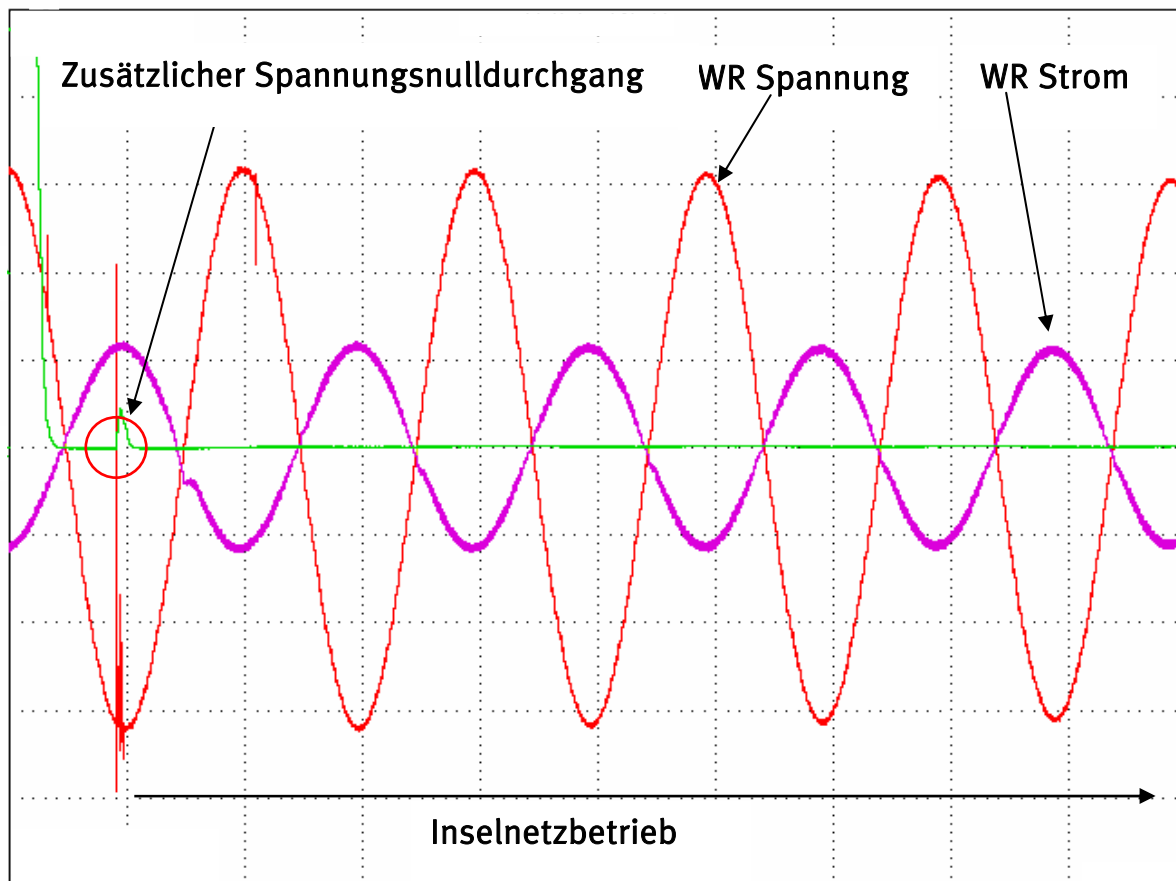


Abb. 10: Wechselrichter (WR) beim Übergang zum Inselnetzbetrieb (100V/div, 5A/div, 10ms/div)

Die Verwendung eines elektronischen Lastrelais, dessen Thyristoren im Spannungsnulldurchgang schalten, brachte reproduzierbare Ergebnisse. Allerdings störte dieses Relais die Impedanzüberwachung der WR, die daraufhin selbst im Netzparallelbetrieb auslöste. Schließlich ist das elektronische Lastrelais durch ein Schütz mit spulenseitiger RC-Schutzbeschaltung ersetzt worden, welches die Prüfung nicht durch Störeinflüsse verfälscht. Den Aufbau der kompletten Testeinrichtung zeigt Abb. 11.



Abb. 11: Testeinrichtung für Wechselrichter

Strategien für eine marktgerechte Integration von Windenergie

Der zunehmende Ausbau der Windenergie sowohl in Deutschland als auch in vielen anderen Staaten führt zu der Frage, ob die derzeitigen Fördermechanismen effizient sind und ob eine stärkere Ausrichtung am Markt zwangsläufig zu Einbußen für die Betreiber von Windenergieanlagen führt. In diesem Forschungsvorhaben werden alternative Strategien und Vermarktungsmodelle zur marktgerechten Integration von Windenergie untersucht, die die jeweiligen technischen Gegebenheiten berücksichtigen, und hinsichtlich der Umsetzbarkeit qualitativ bewertet.

Strategies for a market-driven integration of wind energy

The increasing installed wind capacity in Germany as well as in numerous other states leads to the question if the present promotion mechanisms are efficient and if a stronger market orientation leads inevitably to a reduction of profits for the operators of wind converters. In this research project alternative strategies and marketing concepts for an integration of wind energy in line with the market are analysed. These strategies have to consider the particular technical conditions and their feasibility is evaluated qualitatively.

Woldemar Schulz, Daniel Waniek

Eine effiziente Integration speziell von konzentrierter Erzeugung aus großen Off-shore-Windparks erfordert geeignete Mechanismen zur gezielten **Steuerung der Leistungsabgabe**. Derzeit können durch bereits existierende zentrale Steuereinheiten der Windparks folgende Funktionen zur Wirkleistungssteuerung realisiert werden (Abb. 12):

- Begrenzung der Wirkleistungsabgabe auf einen vorgegebenen Wert, z.B. bei Netzengpassgefahr;
- Leistungssteuerung zum Zwecke der Frequenzhaltung;
- Begrenzung der Gradienten der eingespeisten Wirkleistung, z.B. bei Anfahr- bzw. Abschaltvorgängen oder bei Durchzug von Wetterfronten;
- Verminderung der Leistungsabgabe um einen konstanten Wert, z.B. zur Vorhaltung eines Leistungsbandes.

Alle vorgenannten Steuerungsfunktionen können gleichzeitig aktiv sein, was kombinierte Steuerungseingriffe, wie z.B. Vorhaltung von Reserveleistung erlaubt. Die Steuerung sowohl der Einzelanlagen als auch des gesamten Windparks ist mit vertretbarem technischem Aufwand sowohl im Kurz- als auch im Langzeitbereich möglich.

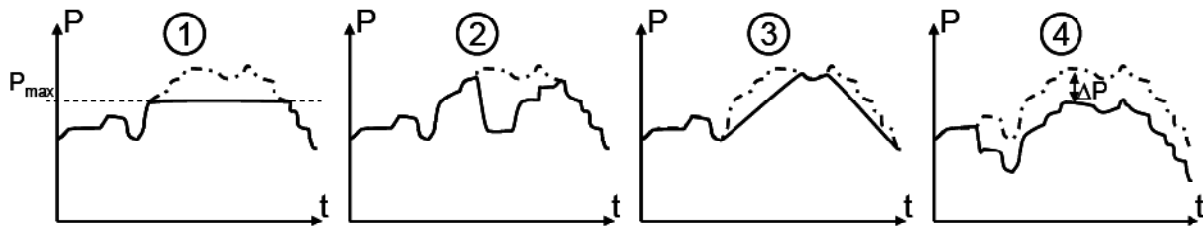


Abb. 12: Steuerung der Wirkleistungsabgabe eines Windparks

Speichersysteme für elektrische Energie lassen sich in Leistungs- und Energiespeicher unterteilen. Leistungsspeicher besitzen zwar eine geringe Speicherkapazität, zeichnen sich jedoch durch die Fähigkeit aus, hohe Lade- und Entladeleistungen für kurze Zeiträume bereitstellen zu können, und werden damit häufig zur Verbesserung der Versorgungsqualität verwendet. Demgegenüber weisen die Energiespeicher eine hohe Kapazität auf und können Energie über längere Zeiträume aufnehmen oder abgeben. Damit besteht der wesentliche Vorteil der Energiespeichersysteme in der Fähigkeit, Erzeugung und Verbrauch entkoppeln zu können, und damit die dargebotsabhängig erzeugte Energie planbar und steuerbar zu machen. Werden Energiespeicher zur wirtschaftlichen Aufwertung des Windstroms eingesetzt, so sind unter anderem die folgenden Einsatzstrategien denkbar:

- Effektive Ausnutzung der am Standort verfügbaren Netzkapazität;
- Eigenbedarfsdeckung;
- Verbesserung der Prognostizierbarkeit der WEA-Erzeugung durch Zwischenspeicherung der Überproduktion zu Zeiten unterschätzender Prognose und Ausspeisung bei überhöhter Prognose;
- Marktorientierter Einsatz, wie z.B. Erfüllung von Lieferverpflichtungen oder Veredelung überschüssiger Energie durch Zwischenspeicherung und Verkauf zu Zeiten hoher Nachfrage resp. hoher Preise.

Realisierbar sind sowohl Druckluft- und Pumpspeichersysteme wie auch elektrochemische Energiespeicher wie die Blei-Hochleistungsbatterie, die Redox-Flow-Batterie oder Wasserstoffspeicher. Die Effizienz der Gesamtlösung hängt sowohl von der Wahl des Speichersystems (Zykluswirkungsgrad) wie auch insbesondere von der gewählten Einsatzstrategie ab.

Aufgrund ihrer fluktuierenden Erzeugungscharakteristik können einzelne Anlagen bzw. Windparks auch bei Kombination mit Speichersystemen nicht oder nur bedingt eine kontinuierliche Leistungserbringung garantieren. Die Erfüllung der strengen Marktanforderungen kann über eine **Poolbildung der Stromerzeugungsanlagen** mit anderen, z.B. regenerativ betriebenen, Stromerzeugungsanlagen er-

folgen. Da in diesem Fall sowohl im Kurz- als auch im Langzeitbereich eine verminderte Korrelation in der Stromerzeugung besteht, wird die Erzeugung nicht nur besser prognostizierbar, sondern bietet auch mehr Optionen zur technisch und wirtschaftlich effizienten Steuerung. Da die regenerativen Stromerzeugungsanlagen meist Leistungen von wenigen MW aufweisen, müssen bei Poolbildung mit Windparks zahlreiche Anlagen eingeschlossen werden, um den großen Leistungsgradienten (bei großen Offshore-Windparks bis zu 100 MW innerhalb von 15 min) folgen zu können.

Die konventionellen thermischen und hydraulischen Kraftwerke weisen eine hohe Verfügbarkeit auf. Ihre technische Eignung zur Poolbildung mit Windparks wird im Wesentlichen durch ihre Charakteristik der Leistungsänderung beschrieben. Die kurzen Reaktionszeiten auf Anforderung zur Leistungsänderung, sowie die Fähigkeit diese mit hohen Gradienten fast über den gesamten Leistungsbereich auszuführen, belegen die gute Eignung speziell von Gasturbinenanlagen und hydraulischen Speicherkraftwerken zur Bildung von Pools mit Windparks.

Der Begriff des **Demand Side Managements** (DSM) definiert Maßnahmen und Aktivitäten eines Energieversorgers oder Netzbetreibers zur direkten oder indirekten Beeinflussung des Verbraucherverhaltens. Hierbei kann zwischen der strategisch motivierten Lastbeeinflussung und einem aus Gründen der Effizienz bzw. der Wirtschaftlichkeit durchgeführten DSM unterschieden werden. Im Rahmen des Letzteren werden vor allem folgende Änderungen des Lastverlaufs bewirkt:

- Spitzenlastreduktion;
- Schwachlaststeigerung;
- Saisonale, tägliche oder innertägliche Lastverschiebung;
- Kurzfristige, flexible Lastbeeinflussung.

Insbesondere durch gezielte Verlagerung des nicht zeitkritischen Lastbedarfs zu Zeiten mit hoher Windeinspeisung hin, kann ein höherer Integrationsgrad der Windenergie erzielt werden. Infolge der höheren Korrelation der Last und der Windeinspeisung ist mit verminderten Fluktuationen des Spotmarktpreises zu rechnen. Auch die Bereitstellung von Regelleistung mittels DSM, insbesondere in Zeiten der Schwachlast und gleichzeitig hoher Windeinspeisung, ist im Hinblick auf den volkswirtschaftlichen Nutzen vorteilhaft.

Die größten DSM-Potentiale sind vor allem in den drei Kundengruppen Industrie, Haushalte sowie Handel und Gewerbe zu erwarten, auf welche rd. 90 % des Stromverbrauchs in Deutschland entfallen. Die Höhe des DSM-Potentials weist saisonale, wochen- und tageszeitliche Abhängigkeiten auf und liegt in Deutschland zwischen 6,7 und 12,7 GW.

In Tabelle 2 sind technische Daten ausgewählter steuerbarer Lasten zusammengefasst. Wie die Übersicht zeigt, verfügt die Industrie über steuerbare Lasten mit Leistungen im MW-Bereich, welche von den Verbrauchern auch eigenständig auf dem Stromgroßhandels- oder Regelleistungsmarkt angeboten werden können. Demgegenüber erfordert die Implementierung von DSM in den Kundengruppen Handel und Gewerbe sowie Haushalte aufgrund geringer Leistungen der einzelnen Stromanwendungen meist eine Gruppierung der Verbraucher unter einem gemeinsamen Systemführer und ist verbunden mit einem hohen technischen und wirtschaftlichen Aufwand, insbesondere im Hinblick auf die informationstechnische Anbindung sowie die Steuerung einzelner Verbraucher. Vorteilhaft hingegen ist die höhere Flexibilität der Stromanwendungen in diesen Kundengruppen.

Tabelle 2: Daten ausgewählter steuerbarer Lasten

Technologie	Leistung pro Einheit	Maximale Verschiebung	Zulässige Abschalthäufigkeit
Industrie			
<i>Chloralkalielektrolyse</i>	<i>>10 MW</i>	<i>4 h</i>	<i>Niedrig</i>
<i>Papierherstellung und -verarbeitung</i>	<i>1 – 10 MW</i>	<i>1 – 8 h</i>	<i>Niedrig</i>
<i>Aluminium-Schmelzflusselektrolyse</i>	<i>≈ 10 MW</i>	<i>4 h</i>	<i>Niedrig</i>
<i>Kupfer-Affinierung</i>	<i>≈ 1 MW</i>	<i>4 h</i>	<i>Niedrig</i>
<i>Elektrostahlofen</i>	<i>≈ 30 MW</i>	<i>4 h</i>	<i>Niedrig</i>
<i>Rohstoff- und Zementmühlen</i>	<i>≈ 2 MW</i>	<i>8 h</i>	<i>Niedrig</i>
<i>Kühlen / Gefrieren</i>	<i>≈0,1 – mehrere 10 MW</i>	<i>1 - 8 h</i>	<i>Mittel</i>
Handel und Gewerbe			
<i>Heizen / Klimatisieren</i>	<i>≈ 0,5 – 10 kW</i>	<i>1 - 8 h</i>	<i>Mittel</i>
<i>Kühlen / Gefrieren</i>	<i>≈ 0,5 – mehrere 10 kW</i>	<i>1 - 8 h</i>	<i>Mittel</i>
Haushalte			
<i>Trocknen</i>	<i>≈ 0,4 – 3,1 kW</i>	<i>24 h</i>	<i>Mittel - Hoch</i>
<i>Waschen-/Spülen</i>	<i>≈ 0,3 – 2,5 kW</i>	<i>24 h</i>	<i>Mittel - Hoch</i>
<i>Kühlen-/Gefrieren</i>	<i>≈ 0,09 – 0,2 kW</i>	<i>1 – 8 h</i>	<i>Hoch</i>
<i>Heizen / Warmwasserbereitung</i>	<i>≈ 0,5 – 5 kW</i>	<i>1 - 8 h</i>	<i>Mittel - Hoch</i>
<i>Elektroherd</i>	<i>≈ 0,3 – 15 kW</i>	<i>1 h</i>	<i>Mittel</i>

Das **virtuelle Großkraftwerk (VGK)** stellt einen Verbund sowohl aus dezentralen als auch konventionellen Energieerzeugungsanlagen, Speichern sowie in erweiterter Sicht auch Lasten dar, welche auf Energie- und Steuerungsebene zusammengeschaltet sind (Abb. 13). Aufgrund der verteilten Erzeugungsstruktur besitzt das VGK den Vorteil, Schwankungen der Erzeugung oder der Entnahme durch einzelne Anlagen durch intelligentes Interagieren auszugleichen. Je nach Struktur

des VGK ist es in der Lage, neben der Erfüllung der Aufgabe der Lastversorgung auch Systemdienstleistungen zu erbringen.

Die Betriebsführung bzw. die Koordination der einzelnen Teilelemente des VGK im Rahmen der elektrischen und thermischen Energieversorgung erfolgt durch eine übergeordnete Instanz, wobei ein gewisser Grad an Autonomie bei den Teilelementen verbleiben kann. Das Energiemanagementsystem optimiert auf Basis der Lastprognose sowie der Prognose stochastisch einspeisender Erzeuger und unter Berücksichtigung technischer und wirtschaftlicher Randbedingungen die Einsatzplanung des VGK. Neben den Randbedingungen der Einzelemente des VGK müssen hierbei auch Informationen bezüglich der aktuellen Marktsituation in die Optimierung einfließen.

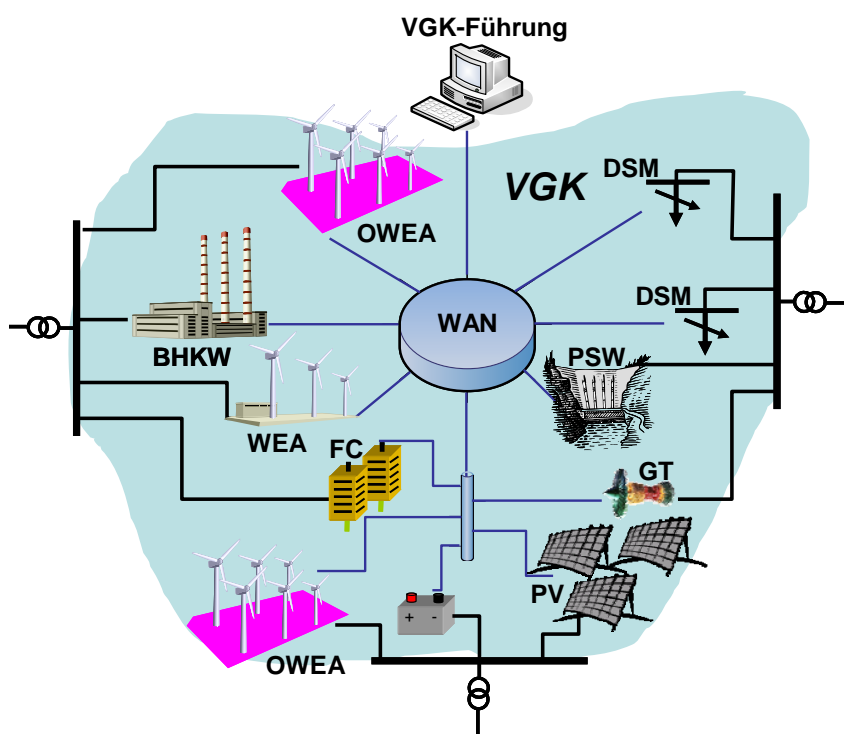


Abb. 13: Virtuelles Großkraftwerk

Die aktuelle Version des EEG gibt den Windparkbetreibern aufgrund der gültigen Regelungen hinsichtlich der Abnahme und Vergütung des WEA-Stroms keine Anreize zur aktiven Teilnahme am Marktgeschehen. Andererseits ist die Windstromerzeugung unter heutigen Marktbedingungen ohne zusätzliche Subventionierung nicht wirtschaftlich. Es ist demnach erforderlich die Subventionsstrategie derart zu überdenken, dass eine aktive Marktteilnahme angeregt wird.

Mithilfe von bereits existierenden Steuereinheiten für Windparks kann bei entsprechenden Anreizen eine marktorientierte Einspeisung realisiert werden. Die Wettbewerbsfähigkeit kann beispielsweise durch Speichersysteme erhöht wer-

den, jedoch ist im Vorfeld der Investition in ein solches System der zusätzliche Nutzen zu quantifizieren. Mit vergleichsweise geringen Investitionen lassen sich Erzeugerpools oder DSM realisieren, was gesamtwirtschaftlich zu einer effizienteren Nutzung der Windenergie führt. Werden diese Maßnahmen in einem VGK integriert, kann dieses wirtschaftlich optimal betrieben werden, was zu einer hohen Wettbewerbsfähigkeit aller Beteiligten führt. Dazu sind eine informationstechnische Anbindung der Anlagen sowie ein zentrales Management erforderlich.

Netzengpassmanagement mit koordinierten dynamischen Lastflussreglern

In den elektrischen Transportnetzen entstehen weltweit seit der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte zunehmend Netzengpässe. Als eine mögliche Maßnahme zur Behebung dieser Engpässe bietet sich die Installation von lastflussregelnden Betriebsmitteln an. Diese ermöglichen es, innerhalb gewisser Randbedingungen die Verteilung des Leistungsflusses auf den Übertragungsleitungen zu beeinflussen und somit stark ausgelastete Leitungen zu entlasten. In diesem Artikel wird ein neues Prinzip für einen schnellen Lastflussregler vorgestellt und anhand von Simulationsrechnungen an einem vereinfachten Netzengpass mit einem konventionellen Querregeletransformator verglichen. Zusätzlich wird an dem gleichen Netzengpass der Vorteil eines koordinierten Betriebs von mehreren Lastflussreglern dargestellt.

Congestion management by use of coordinated dynamic power flow controllers

Since the liberalisation of electricity markets a rising number of congestions occur in the transmission systems all over the world. To solve these congestions network upgrades have to be performed, like the installation of power flow controlling devices. With these devices it gets possible to influence the distribution of the power flow over the lines and in that way to shift active power from a highly loaded transmission line to a parallel path with free capacity. In this article a new architecture for a fast power flow controlling device is introduced and simulation results for a simplified congestion corridor are presented to point out the advantages compared to a conventional phase shifting transformer. Additionally the same congestion corridor is used to highlight the benefits of a coordinated operation of several power flow controlling devices.

Ulf Häger

Dieses Forschungsvorhaben wurde von der RWE Energy AG gefördert.

Im Zuge der Liberalisierung der europäischen Elektrizitätsmärkte aber auch anderer Elektrizitätsmärkte hat sich die Aufgabenstellung des elektrischen Transportnetzes erheblich verändert. Ursprünglich wurden die Kuppelleitungen zwischen den Regelzonen der Übertragungsnetzbetreiber zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei Störungsfällen ausgelegt – mittlerweile werden diese Leitungen zusätzlich zur Übertragung von Transiten benötigt. Aufgrund der Historie sind die Verbindungen zwischen den Regelzonen nicht für hohe Leistungsflüsse ausgelegt. Oftmals übersteigt die vom Elektrizitätsmarkt gewünschte Übertragungsleistung die Kapazität der Transitstrecke und es entstehen Engpässe. Zudem führt die wachsende Anzahl an stochastischen Einspeisern, aktuell vor allem in Form von Windenergieumwandlungsanlagen, zu einer steigenden Volatilität der Leistungsflüsse. Um Netzengpässe zu beheben, sind neue Investitionen in das Transportnetz notwendig. Insbesondere ein Neubau von Freileitungen ist mit erheblichen

Kosten und einem aufwändigen Genehmigungsverfahren verbunden, so dass zwischen Planung und Inbetriebnahme bei einem solchen Projekt viele Jahre vergehen können. Um diesen Zeitbereich überbrücken zu können oder um kleinere Netzengpässe beheben zu können, bietet sich ein Einsatz von lastflussregelnden Betriebsmitteln (LFR) an, deren Installation kurzfristig möglich ist. Diese Betriebsmittel werden dazu genutzt, den Wirkleistungsfluss von einem Pfad mit einer stark belasteten Leitung auf einen parallelen Pfad mit freier Kapazität zu verschieben. Dabei wird eine Unterscheidung zwischen Kontrollpfaden und Parallelpfaden vorgenommen. Der Kontrollpfad ist ein Pfad im Übertragungsnetz, in dem ein LFR installiert ist und an dem nur an den End-Knoten Abzweige vorhanden sind. Der Parallelpfad ist ein Pfad im Übertragungsnetz, der zwischen den gleichen Knoten verläuft wie der Kontrollpfad, in dem allerdings kein LFR installiert ist.

Aktuell werden vor allem Querregeltransformatoren zur Lastflussregelung eingesetzt, die aufgrund der mechanischen Stellglieder bei der Stufung allerdings nur für eine langsame Ausregelung geeignet sind. Um flexibler auf unterschiedliche Betriebsmittelausfälle reagieren zu können sowie um die Ausregelung stark volatiler Leistungsflüsse zu ermöglichen, ist ein Einsatz von schnellen Lastflussreglern sinnvoll. Für diesen Zweck bietet sich besonders der sogenannte dynamic power flow controller (DPFC) an, dessen prinzipieller Aufbau im Ersatzschaltbild in Abb. 14 dargestellt ist. Dieses Betriebsmittel besteht aus einem konventionellen Querregeltransformator, sowie aus einer Reihe von thyristorgeschalteten Impedanzen (TSC und TSR) und aus einem optionalen MSC zur Spannungshaltung. Da es sich hierbei ausschließlich um eine Kombination herkömmlicher Geräte handelt, ist eine schnelle Markteinführung des DPFC möglich.

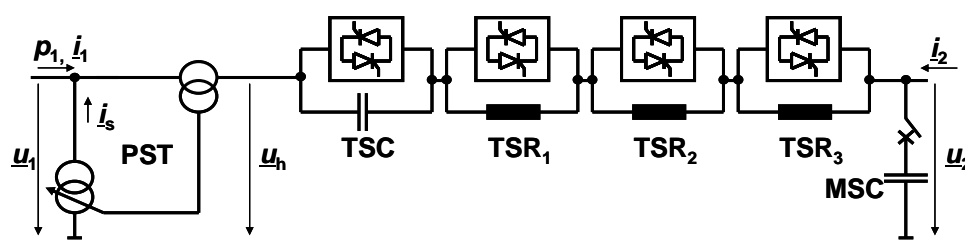


Abb. 14: Ersatzschaltbild eines DPFC

Beim Betrieb des DPFC werden die thyristorgeschalteten Elemente zur schnellen Regelung des Leistungsflusses eingesetzt, indem durch binäres zu- und abschalten der gestaffelten Elemente die Gesamtimpedanz der Serienschaltung, mit den Schaltzuständen $a_{TSR1}, a_{TSR2}, a_{TSR3}, a_{TSC} \in \{0,1\}$ entsprechend Abb. 15, va-

riert wird. Bei Erreichen des Randbereiches in dieser Zustandstabelle wird eine Stufung des Querregeltransformators eingeleitet, um den Schaltzustand wieder in den mittleren Bereich der Tabelle zu verschieben, wo der Dynamikbereich des DPFC am größten ist. Auf diese Weise wird eine häufige Stufung des Querregeltransformators vermieden und damit im Vergleich zum konventionellen Querregeltransformator eine erhebliche Geschwindigkeitsverbesserung erzielt.

a_{TSR1}	a_{TSR2}	a_{TSR3}	a_{TSC}	
0	0	0	1	} $t_{\text{neu}} = t_{\text{alt}} - 1$
0	0	1	1	
0	1	0	1	
			
0	0	1	0	
			
1	1	1	0	} $t_{\text{neu}} = t_{\text{alt}} + 1$

Abb. 15: Schaltmuster eines DPFC

Zur dynamischen Simulation der LFR wurde ein vereinfachtes Beispielnetzwerk mit Engpass entwickelt. Die Topologie dieses Beispielnetzwerkes ist in Abb. 16 dargestellt und besteht aus zwei Regelzonen, die jeweils über fünf Kuppelleitungen unterschiedlicher Länge miteinander verbunden sind. Die Regelzone I wird durch die Knoten A, B, C, D und E modelliert. Dabei sind die Knoten A und B, B und C, C und D sowie D und E jeweils durch ausreichend dimensionierte und identische Doppelleitungen miteinander verbunden, die das Übertragungsnetz der Regelzone I modellieren. Die gesamte Regelzone II ist zum Ersatzknoten F zusammengefasst, um die Struktur des Beispielnetzwerkes möglichst einfach zu halten. Die dadurch entstehende unrealistisch hohe Leistungskonzentration an einem einzelnen Knoten kann bei den folgenden Untersuchungen vernachlässigt werden, da nur Leitungsbelastungen betrachtet werden. Die Einspeisungen befinden sich an den fünf Knoten der Regelzone I, von wo aus die Last am Knoten der Regelzone II gespeist wird, so dass sich ein Transit von Regelzone I nach Regelzone II einstellt. Die maximale Strombelastbarkeit der Leitungen L_1 bis L_3 und L_5 beträgt 2,6 kA während die Leitung L_4 nur mit einem Zweierbündel besetzt ist und deshalb eine maximale Stromtragfähigkeit von 1,3 kA aufweist. Um die Transportkapazität über diesen durch L_4 begrenzten Engpass zu erhöhen, sind LFR in Reihe zu den Leitungen L_1 , L_4 und L_5 installiert, die bei den Simulationen wahlweise als konventioneller Querregeltransformator oder als DPFC ausgeführt sind.

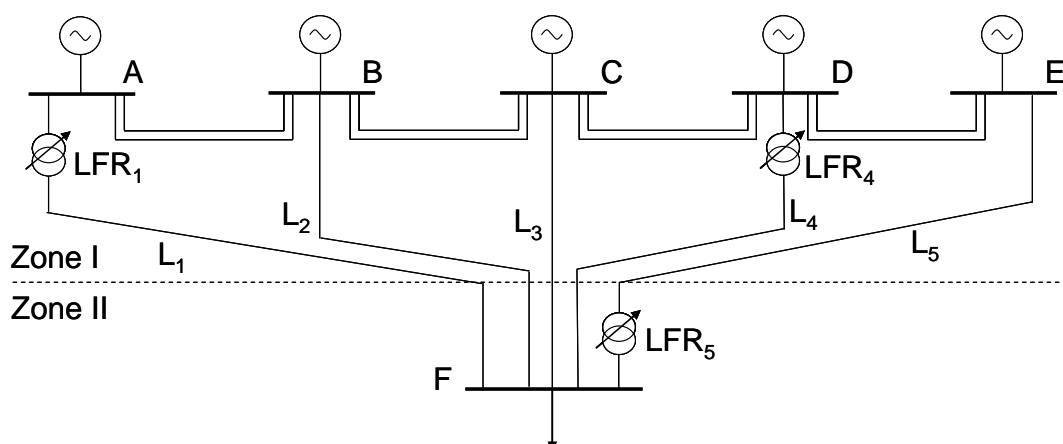


Abb. 16: Beispielnetz mit drei Lastflussreglern zur Simulation eines Netzengpasses

Die Abstimmung der Lastflussregler untereinander erfolgt mittels eines am Lehrstuhl entwickelten Koordinierungsverfahrens basierend auf den folgenden drei generischen Regeln:

1. **WENN** ein Betriebsmittel auf einem Parallelpfad oder auf dem Kontrollpfad des Lastflussreglers überlastet ist, **DANN** verändere den Stellwert des Lastflussreglers
2. **WENN** ein Betriebsmittel auf einem Parallelpfad ausfällt **UND** kein weiterer Parallelpfad für einen Lastflussregler vorhanden ist, **DANN** nimm diesen Lastflussregler außer Betrieb
3. **WENN** ein Kurzschluss auf einem Kontrollpfad oder einem Parallelpfad eines Lastflussreglers auftritt, **DANN** verlangsame die Regelung des Lastflussreglers

Um den Vorteil beim Einsatz eines schnellen gegenüber dem eines langsamen LFR herauszustellen, wird zunächst das Regelverhalten der LFR bei Ausfall der Leitung L_3 während eines Transits von 5000 MW verglichen. Dazu sind die Leitungsbelastungen der Kuppelleitungen in Abb. 17 beim Einsatz von konventionellen Querregeltransformatoren (Fall 1) und in Abb. 18 beim Einsatz von DPFCs (Fall 2) dargestellt. Die zugehörigen Stellwerte der DPFCs sind in Abb. 19 abgebildet. Der Leitungsausfall erfolgt jeweils zum Zeitpunkt $t = 5 \text{ s}$ und führt sprunghaft zu einer Überlastung der Leitungen L_2 und L_4 . Bei Fall 1 dauert jeder Stufungsvorgang der Querregeltransformatoren 6 s und die Überlastung der Leitung L_4 ist damit erst nach ca. 50 s ausgeregelt. Innerhalb dieser Zeit ist ein Ansprechen der Schutzrichtung sehr wahrscheinlich und es könnte zu einem kaskadierten Ausfall aller Kuppelleitungen kommen.

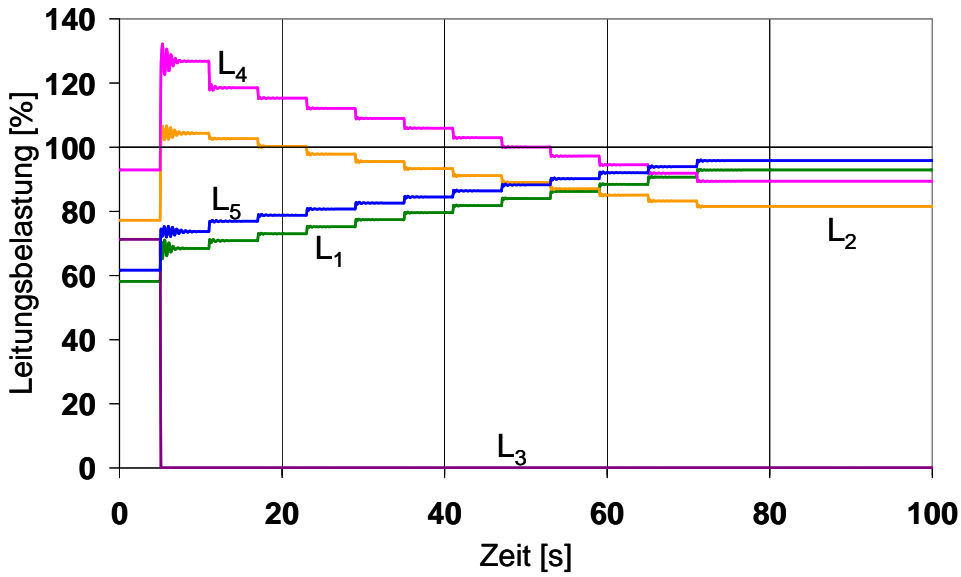


Abb. 17: Leitungsbelastungen der Kuppelleitungen bei Ausfall von L_3 bei Einsatz von Querregeltransformatoren zur Ausregelung von Überlastungen

Bei Fall 2 sprechen die dynamischen Komponenten der DPFCs unmittelbar nach dem Leitungsausfall an und regeln schon innerhalb von ca. 1 s den größten Teil der Überlastungen aus. Für eine vollständige Ausregelung ist die Stufung der Transformatoren notwendig, die 6 s später erfolgt. Es zeigt sich, dass der Einsatz von DPFCs im Vergleich zu Querregeltransformatoren zu einer deutlich schnelleren Ausregelung von Überlastungen führt.

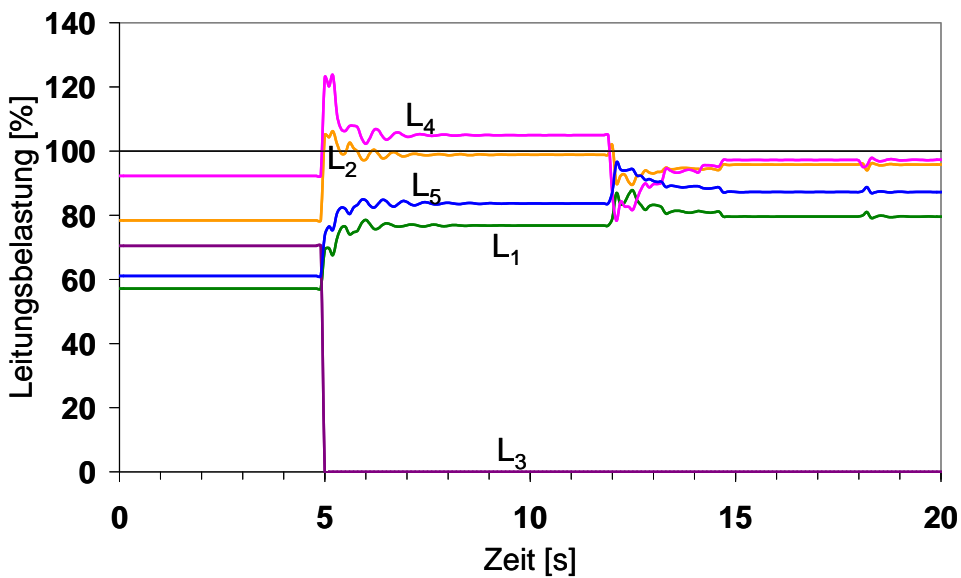


Abb. 18: Leitungsbelastungen der Kuppelleitungen bei Ausfall von L_3 bei Einsatz von DPFCs zur Ausregelung von Überlastungen

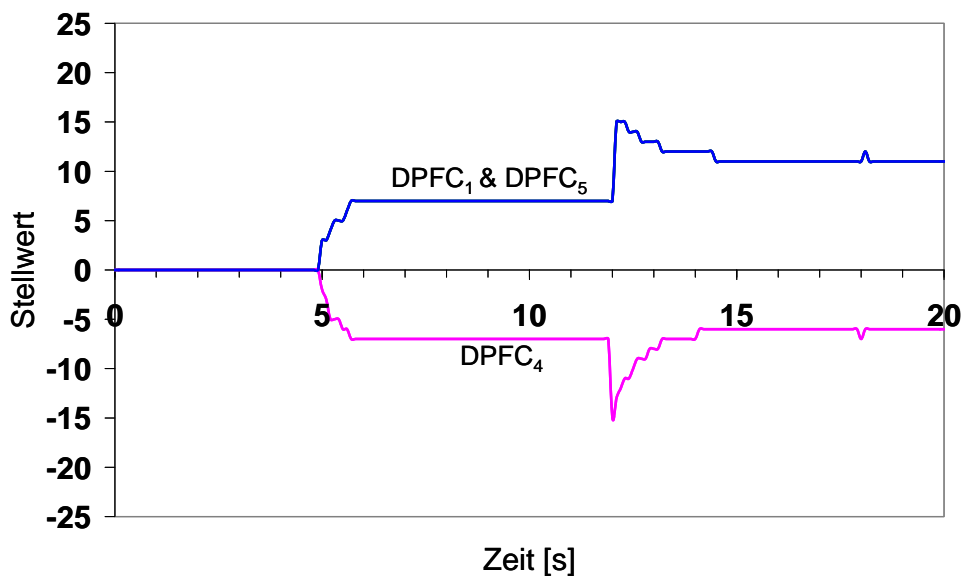


Abb. 19: Stellwerte der DPFCs während der Ausregelung einer Überlastung durch den Ausfall von L_3

In einem weiteren Beispiel wird genauer auf das koordinierte Regelverhalten der DPFCs eingegangen, indem für eine ansteigende Transitleistung zwischen den beiden Regelzonen bei abgeschalteter Leitung L_3 die Leitungsbelastungen in Abb. 20 und die zugehörigen Stellwerte der DPFCs in Abb. 21 dargestellt sind.

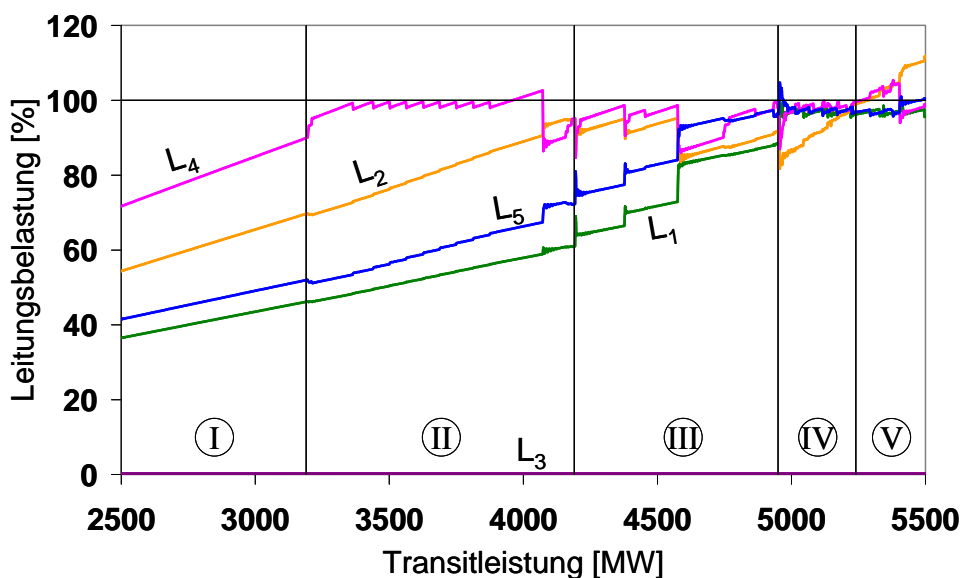


Abb. 20: Leitungsbelastungen der Kuppelleitungen bei Simulation eines ansteigenden Transits

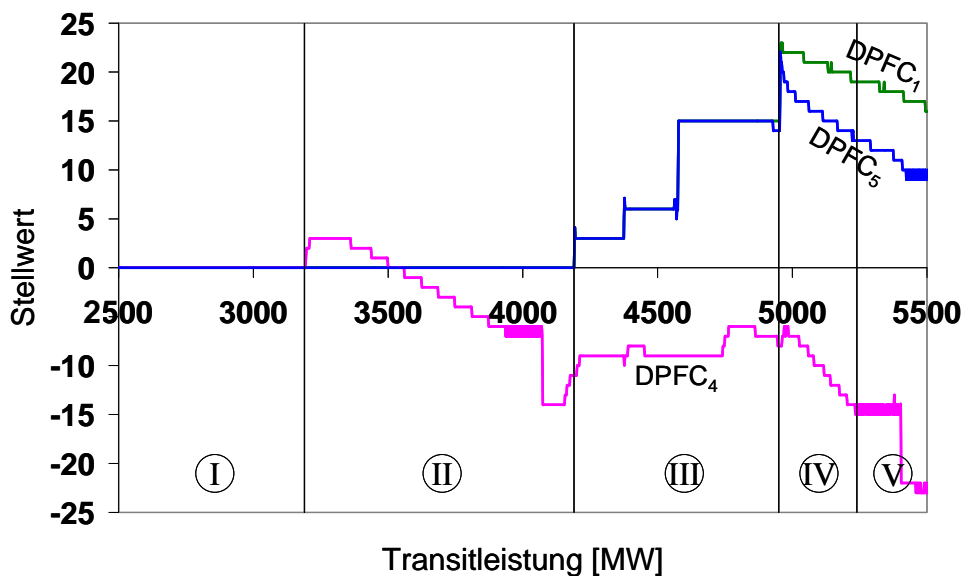


Abb. 21: Stellwertverlauf der DPFCs bei Simulation eines ansteigenden Transits

Beide Abbildungen sind in fünf Bereiche aufgeteilt. Im ersten Bereich mit der niedrigsten Transitleistung sind die Belastungen aller Kuppelleitungen unterhalb der Belastungsgrenze und deshalb befinden sich alle DPFCs im Grundzustand. Beim Übergang zum zweiten Bereich erreicht die Belastung der Leitung L_4 beinahe den Grenzwert und die dynamischen Komponenten von DPFC₄ beginnen die Leistung auf ihrem Kontrollpfad auf 100 % auszuregeln. Kurz vor Ende des zweiten Bereichs ist der dynamische Regelbereich von DPFC₄ ausgeschöpft und es wird eine Transformatorstufung durchgeführt. Beim Übergang zum dritten Bereich ist auch die Belastung von Leitung L_2 auf einen hohen Wert angestiegen. Da sich diese Leitung nicht auf dem Kontrollpfad eines Lastflussreglers befindet, beginnen die parallelen DPFCs 1 und 5 die Belastung von L_2 auf unter 100 % auszuregeln. Nachdem im vierten Abschnitt auch die Belastungen auf den Leitungen L_1 und L_5 einen hohen Wert erreichen, ändern die beiden Lastflussregler die Regelungsrichtung, um eine Überlastung zu verhindern. Die Belastung auf der Leitung L_2 kann von da an nicht mehr ausgeregelt werden und überschreitet im fünften Abschnitt die 100 %-Grenze. Die maximale Übertragungskapazität für diesen (n-1)-Fall ergibt sich also zu 5250 MW. Im Vergleich dazu wäre die maximale Übertragungskapazität ohne LFR schon kurz hinter dem ersten Abschnitt erreicht und würde ungefähr 1800 MW weniger betragen. Mit unkoordinierten LFR wäre dieser (n-1)-Fall bei ungefähr 4250 MW ausgeschöpft – ca. 1000 MW weniger als im koordinierten Fall.

Auswirkungen der Windenergie auf den deutschen Stromgroßhandelsmarkt

Der deutsche Gesetzgeber schreibt für die Integration von erneuerbaren Energien einen komplexen Wälzungsmechanismus vor. Die Abwicklung dieses Mechanismus besitzt einen nachhaltigen Einfluss auf den Stromgroßhandel, welcher sich in seiner Wirkungsweise deutlich vom freien Wettbewerb der Energieerzeuger auf dem Markt unterscheidet. In diesem Artikel wird ausgehend von einer grundsätzlichen Analyse des EEG-Wälzungsmechanismus sowie dessen Einfluss auf den Stromgroßhandel die Wirkung auf den Marktpreis untersucht und mit dem Fall der freien Konkurrenz der Stromerzeuger verglichen. Hierzu werden geeignete Modelle der Marktakteure und der Preisbildung entwickelt. Die Analyse wird durch eine Variation der wesentlichen Parameter bekräftigt und einer Diskussion unterzogen.

Impact of wind energy on the German wholesale electricity market

The German legislature defines a complex handling mechanism for the integration of renewable energies. This mechanism has a lasting influence on the wholesale electricity market as the current situation differs considerably from the case of free competition of energy producers in the market. In this article the handling mechanism itself and its influence on the wholesale electricity market is analyzed. On this basis, the effect on the market price compared to the free competition case is evaluated. For this purpose, suitable models of market players and pricing are developed. The analysis is backed up by a variation of the essential parameters and the main results are discussed in detail.

Woldemar Schulz, Daniel Waniek

Die Abnahme und Vergütung des Stroms aus erneuerbaren Energien verläuft laut Bestimmungen des „Gesetzes für den Vorrang erneuerbarer Energien“ (EEG) in vier Hauptstufen, deren praktische Umsetzung schematisch in Abb. 22 dargestellt ist:

- §4 EEG: Aufnahme und Vergütung der EEG-Mengen durch den Betreiber des nächstgelegenen, technisch geeigneten Netzes (avNB);
- §4 Abs. 6 EEG: vertikale Wälzung der EEG-Mengen in den Bilanzkreis EEG des regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreibers (rÜNB);
- §14 Abs. 1 EEG: unverzüglicher horizontaler Belastungsausgleich;
- §14 Abs. 3 EEG: Abnahme und Vergütung der EEG-Mengen durch die letztverbraucherversorgenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EltVU).

Der abzunehmende Stromanteil des jeweiligen Stromlieferanten orientiert sich an den vom ihm im Gebiet des jeweiligen rÜNB abgesetzten Strommengen. Die Lieferung des EEG-Stroms an die letztverbraucherversorgenden EltVU hat in Form ei-

nes rechtzeitig bekannt zu gebenden, der tatsächlichen Stromabnahme angenäherten Profils zu erfolgen.

Aufgrund dieser Forderung, welche in Form monatlich variierender Bandlieferungen realisiert wird, müssen die fluktuierenden EEG-Mengen von dem rÜNB im Rahmen der durch ihn erbrachten Beschaffungsmaßnahmen in ein gleichmäßiges Band umgewandelt werden.

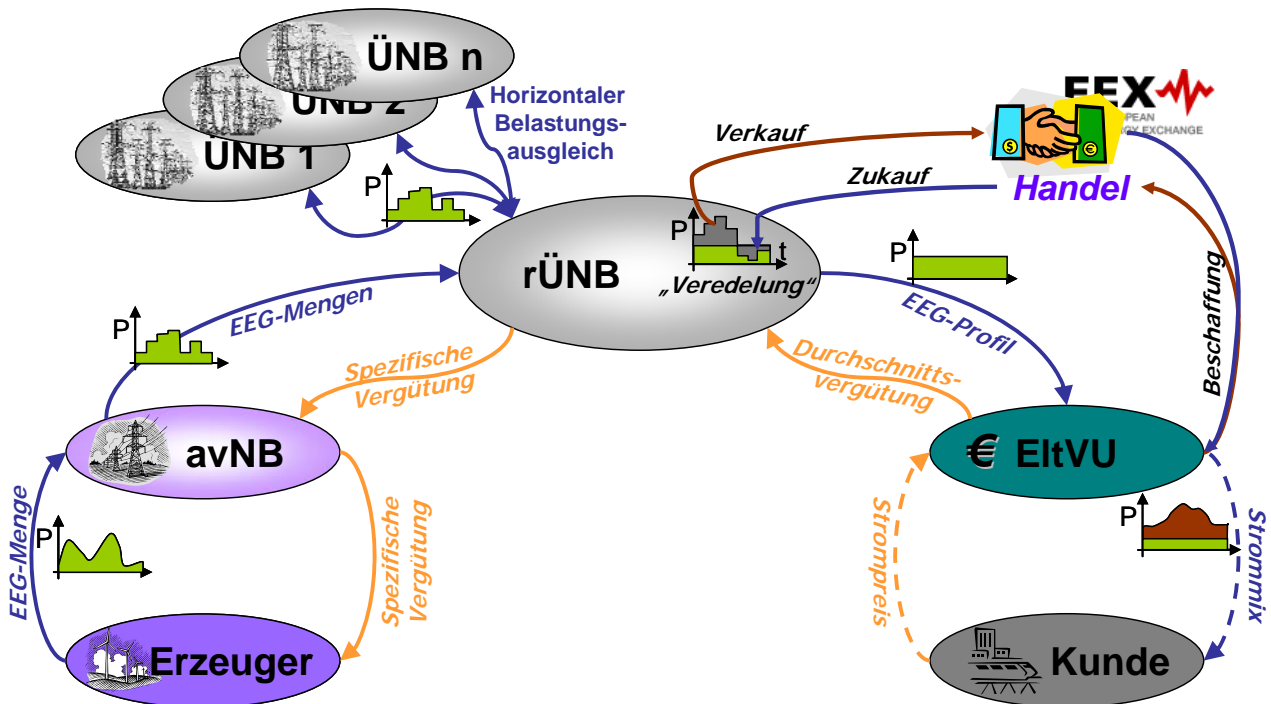


Abb. 22: Integration der EEG-Energie und ihr Einfluss auf den Stromhandel

Die Wirkung des WEA-Stroms auf den Stromhandelsmarkt erfolgt unter EEG-Bedingungen somit in zwei Etappen:

Mit den monatlich konstanten EEG-Profilen erhalten die EitVU ein Produkt, welches auf Grund seiner langfristigen Planbarkeit einen fest definierten Teil der Grundlast ersetzt, wodurch die Gesamtnachfrage um die Höhe der EEG-Profillieferungen verringert wird;

Die im Rahmen der Umwandlung der stochastisch eingespeisten EEG-Mengen in ein gleichmäßiges Band durch die ÜNB am Markt zu beschaffenden Volumina führen zu einer Verzerrung der verbleibenden Nachfrage. Die Fehlmengen zu Zeiten niedriger WEA-Einspeisung, erhöhen die Nachfrage zu diesen Zeitpunkten, während die bei hoher Einspeisung auftretenden Überschussmengen das Angebot erhöhen, was aufgrund der vernachlässigbaren Grenzkosten des WEA-Stroms einer Verringerung der Nachfrage gleich kommt.

Konkurriert hingegen der WEA-Strom mit Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken am freien Markt, so erscheint im Gegensatz zum EEG-Fall die gesamte EEG-Einspeisung auf der Angebotsseite. Aufgrund der niedrigen Grenzkosten findet der WEA-Strom stets Abnehmer, was einer Verminderung der Nachfrage gleich kommt. Da in diesem Fall die gesamte Last ohne Abzüge auf dem freien Markt gedeckt wird, sind andere Kosten und Preisverhältnisse zu erwarten.

Die Modellierung der Bildung des Stromgroßhandelspreises am freien Strommarkt wird durch die Preisgestaltung am Spotmarkt abgebildet, da diese dem tatsächlichen Marktgeschehen am ehesten gleich kommt. Hierbei geben die Marktteilnehmer am Spotmarkt für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot ab, welches sich aus dem Preis und der zugehörigen Strommenge zusammensetzt. Ein Kraftwerksbetreiber wird hierbei in der Regel die maximale verfügbare Leistung seines Kraftwerks zu einem Preis, welcher mindestens die variablen Kraftwerkskosten abdeckt, anbieten. Auf Basis der abgegebenen Gebote der Stromlieferanten wird die Einsatzreihenfolge („Merit Order“) der Kraftwerke gebildet. Die Zuschlagserteilung erfolgt entsprechend der Gebotshöhe beginnend mit dem niedrigsten Gebot. Der an alle Lieferanten zu zahlende Preis wird durch das Gebot des Grenzkraftwerks, welches den letzten Zuschlag erhalten hat, bestimmt.

In den nachfolgenden Untersuchungen wird der deutsche Kraftwerkspark entsprechend den veröffentlichten Daten (Stand 2006) durch 396 Kraftwerksblöcke mit insgesamt rd. 107,1 GW installierter Leistung abgebildet. Zusätzlich wird ein Anteil der Laufwasserkraft (LW) in Höhe von 4,2 GW angenommen, so dass sich die installierte Kraftwerksleistung (ohne WEA) zu insgesamt rd. 111,3 GW ergibt. Die Struktur des Kraftwerksparks wird hinsichtlich des Alters und der Leistung einzelner Anlagen an die Situation in Deutschland angepasst. Abb. 23 gibt die Struktur des Modellsystems wieder.

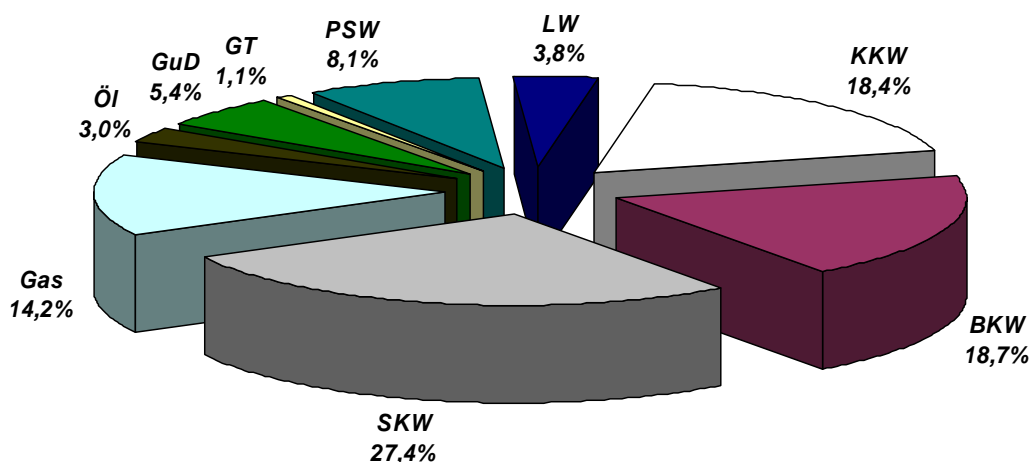


Abb. 23: Prozentuale Verteilung der installierten Kraftwerksleistung im Modell

Die variablen Kosten (C_{var}) der thermischen Stromerzeugung setzen sich aus den Brennstoffkosten (C_{BS}), den Anfahrkosten ($C_{Anfahrt}$), den CO₂-Kosten (C_{CO_2}) sowie den variablen Betriebs- und Wartungskosten ($C_{O\&M}$) zusammen:

$$C_{var} = C_{BS} + C_{O\&M} + C_{Anfahrt} + C_{CO_2}$$

Die Brennstoffkosten ergeben sich als Quotient aus dem Brennstoffpreis und dem Wirkungsgrad des Kraftwerks. Hierbei beinhaltet der Brennstoffpreis bereits sämtliche Kosten für die Beschaffung, Transport und Entsorgung des Brennstoffs sowie die darauf entfallenden Steuern. Unter die variablen Betriebskosten fallen vorwiegend die Beschaffungskosten für Hilfs- und Betriebsstoffe sowie variable Instandhaltungs- und Wartungskosten. Die CO₂-Kosten stellen Opportunitätskosten dar, welche immer dann dem Kraftwerksbetreiber entstehen, wenn auf die zusätzlichen Erlöse durch den Verkauf der Emissionszertifikate zugunsten des Betriebs des eigenen Kraftwerks verzichtet wird. Der Betreiber wird somit sein Kraftwerk nur dann betreiben, wenn er die vollen CO₂-Kosten durch den Stromverkauf erlässt.

Das Anfahren von Kraftwerken zeichnet sich gegenüber dem Normalbetrieb durch einen erhöhten Brennstoffverbrauch und Anlagenverschleiß aus und verursacht beträchtliche Kosten, welche vom Kraftwerkstyp, der Blockgröße, dem Wirkungsgrad sowie dem Auskühlungsgrad der Anlage abhängen. In die Berechnung der Anfahrkosten fließen sowohl der Brennstoffverbrauch als auch die variablen Betriebskosten und die Kosten der CO₂-Emissionen ein.

Besonderheit bei der Modellierung stellen die Pumpspeicherwerke (PSW) dar. Diese stehen im Wesentlichen nur zur Zeit der Spitzenlast zur Verfügung, da zu Offpeak-Zeiten der Pumpbetrieb dominiert. Hieraus ergibt sich die Kopplung der Primärenergiekosten an die Preise des Offpeak-Stroms. Aufgrund der sehr kurzen Reaktionszeiten und des niedrigen CO₂-Ausstoßes sind die Anfahr- sowie CO₂-Kosten der PSW vernachlässigbar.

Die Berechnung der gesamten variablen Kraftwerkskosten erfolgt erst dann, wenn der Betriebsbereich des Kraftwerks (Grundlast, Mittellast, Spitzenlast) feststeht. In Abb. 24 ist die Struktur der variablen Kraftwerkskosten (Grenzkosten) für verschiedene Kraftwerkstypen in der Grundlast bei einem Durchschnittspreis der CO₂-Zertifikate von 20 €/t dargestellt.

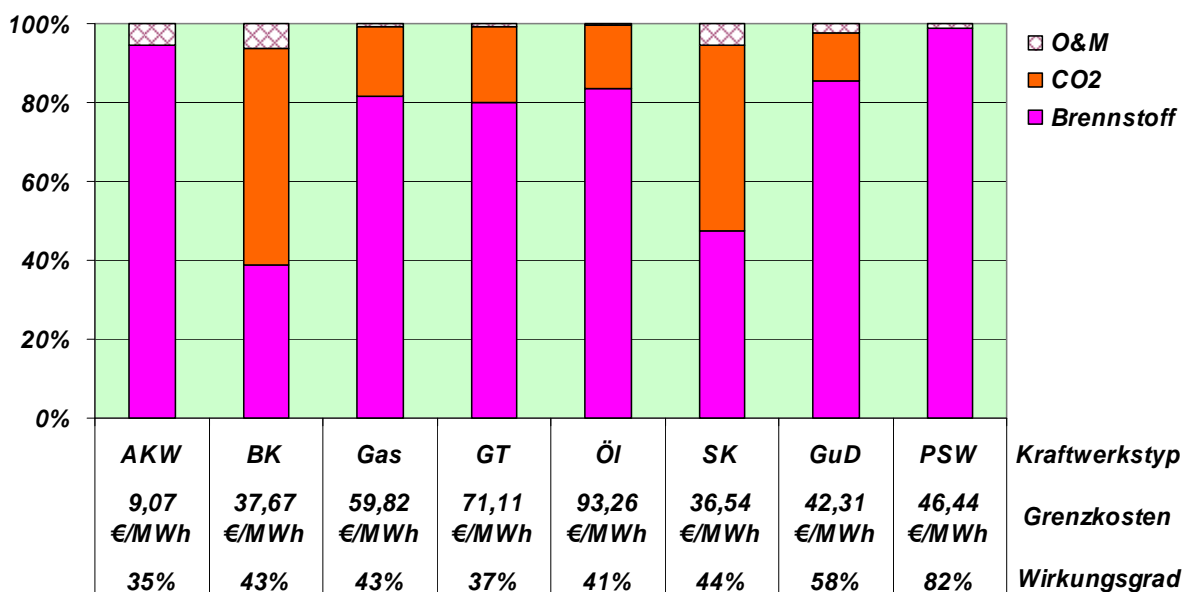


Abb. 24: Zusammensetzung variabler Kraftwerkskosten verschiedener Kraftwerkstypen im Grundlastbetrieb

Die auf dem Stromhandelsmarkt von den Kraftwerken tatsächlich angebotene Energiemenge weicht von der theoretisch im Dauerbetrieb erzeugbaren Menge ab. Hierfür sind einerseits die Stillstandszeiten der Kraftwerke aufgrund von nicht disponiblen Ausfällen, Revisionen und Instandhaltungsmaßnahmen verantwortlich. Andererseits ist auch die im Rahmen der Vorhaltung positiver Regelreserven gebundene Leistung für den regulären Stromhandelsmarkt nicht verfügbar. Somit ergibt sich die im Jahresdurchschnitt effektiv verfügbare Leistung eines Kraftwerks zu:

$$P_{eff} = P_{inst} - P_{Aus} - P_{RR}.$$

P_{Aus} beschreibt hierbei die durch Stillstandszeiten hervorgerufene Fehlleistung und wird auf Basis der Kraftwerksstatistik bestimmt. Modellierung des in der Vorhaltung positiver Regelreserve gebundenen Leistungsanteils P_{RR} wird unter Berücksichtigung der Betriebsweise des jeweiligen Kraftwerkstyps vorgenommen. Als Grundlage für die Bemessung der Reserven werden die von den deutschen ÜNB 2005 ausgeschriebenen Werte angenommen.

Die Stromnachfrage wurde auf Basis der veröffentlichten Daten zur vertikalen Netzlast des Jahres 2003, welche um die zeitgleichen Werte der bundesweiten WEA-Einspeisung bereinigt werden, nachgebildet. Auch wenn in diesen bereinigten Daten nicht die vollständige Last enthalten ist, so geben sie dennoch die Charakteristik der Nachfrage ausreichend gut an.

Für die Modellierung der Preisbildung werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Zusammenführung des Angebots und der Nachfrage erfolgt an einem Ort und zum gleichen Zeitpunkt. D.h. es wird ein einziger Markt betrachtet, welcher in seinen Eigenschaften dem Spotmarkt gleich kommt;
- Die Nachfrage wird in erster Näherung als preisunelastisch modelliert. Dies wird durch die äußerst eingeschränkte Substituierbarkeit elektrischer Energie, ihre Nichtspeicherbarkeit und die Entkopplung der Spotpreise von den Endverbraucherpreisen begründet und durch zeitweise auftretende Fly-Ups der Großhandelspreise bestätigt;
- Die Lastdeckung erfolgt sukzessive für die einzelnen Lastbereiche. Für jeden Lastbereich wird eine eigene Merit Order errechnet, welche alle Kraftwerke umfasst, die sich noch nicht im Einsatz befinden bzw. nicht vollständig ausgelastet sind. Die variablen Kraftwerkskosten werden hierbei entsprechend dem Einsatzbereich bestimmt;
- Die Zuschlagserteilung erfolgt entsprechend der Gebotshöhe beginnend mit dem niedrigsten Gebot. Der an alle Lieferanten zu zahlende Preis wird durch das Gebot des Grenzkraftwerks, welches den letzten Zuschlag erhalten hat, bestimmt.

Für die nachfolgenden Untersuchungen wird von einer deutschlandweit installierten WEA-Leistung von 20 GW ausgegangen. Die auf der Grundlage realer Daten ermittelte bundesweite WEA-Einspeisemenge besitzt in erster Näherung eine Weibull-Verteilung, wobei der Mittelwert bei rd. 4,7 GW liegt. Dieser Mittelwert entspricht dem Jahresmittel der monatlichen EEG-Profillieferungen an EltVU. Aufgrund dieser Verteilungsstruktur ist im Mittel mit deutlichen Preisminderungseffekten sowie mit einer Erhöhung der Volatilität der Großhandelspreise zu rechnen.

Abb. 25 zeigt den Einfluss der EEG-Einspeisung auf den Stromgroßhandelspreis bei Variation der installierten WEA-Leistung sowie des Preises der CO₂-Zertifikate. Durch den fortschreitenden WEA-Ausbau wird bei Annahme eines festen CO₂-Zertifikatpreises von 20 €/t die positive Wirkung der WEA-Einspeisung auf den Stromgroßhandelspreis weiter verstärkt. Dieser Einfluss fällt bei freier Konkurrenz des WEA-Stroms auf dem Strommarkt deutlich stärker aus. Die zunehmenden Stromerzeugungskosten (modelliert durch Variation der CO₂-Preise) führen bei konstanter installierter WEA-Leistung zu einer deutlichen Verringerung der Preisreduktion. Die Abschwächung des Preisminderungseffekts des WEA-Stroms ist bei freier Konkurrenz wiederum deutlich stärker ausgeprägt. Der verminderte Einfluss der Parametervariation unter EEG Bedingungen ist vor allem darauf zurückzuführen, dass in diesem Fall die Preisminderung im Wesentlichen auf die Grundlast

entfällt, welche bereits durch günstige CO₂-arme Erzeugung aus Kernkraftwerken dominiert wird.

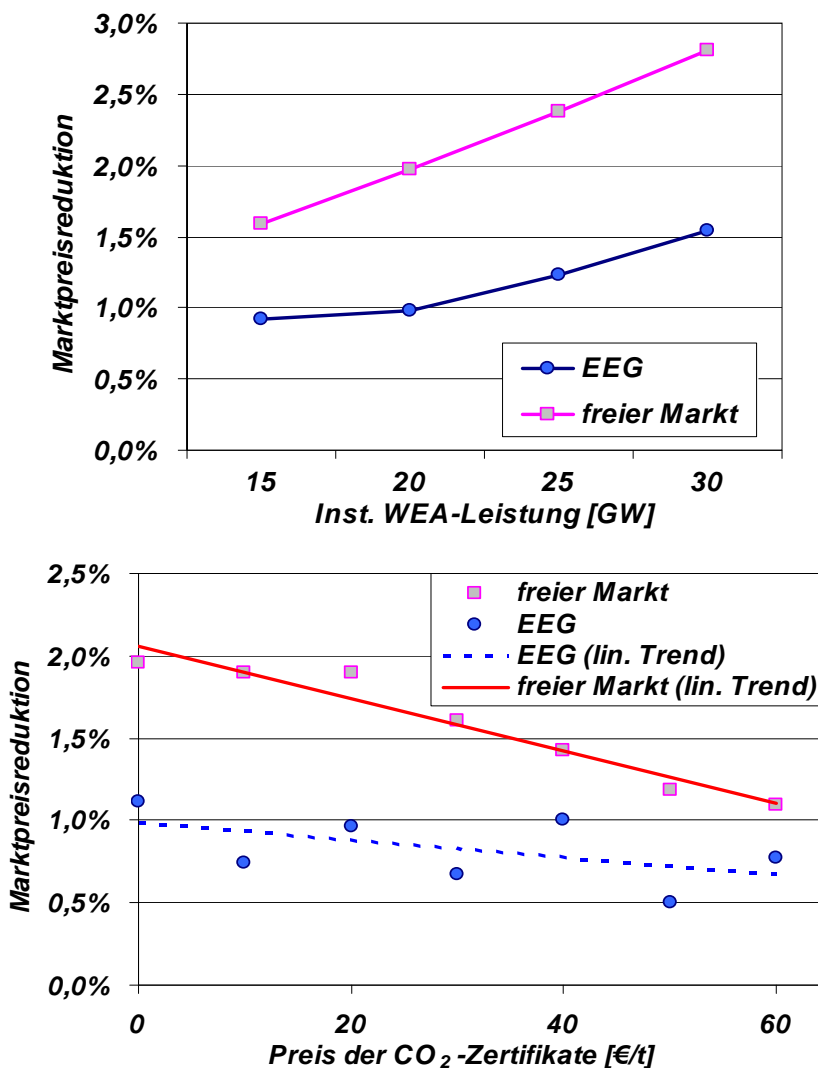


Abb. 25: Einfluss der installierten WEA-Leistung (oben) und des CO₂-Zertifikatpreises (unten) auf die Strompreisreduktion durch Windstromspeisung

Die Stilllegung der KKW im Rahmen des vom Gesetzgeber forcierten Kernenergieausstiegs führt unter der Bedingung, dass kein vergleichbar günstiger Ersatz dieser Erzeugung erfolgt, zu einer Verschiebung der verbleibenden Merit Order in die unteren Lastbereiche und damit zu einer Erhöhung des durchschnittlichen Stromgroßhandelspreises (Abb. 26). Die Verteuerung des Grundlaststroms führt zu einer Verstärkung des Preisminderungseffekts durch WEA-Einspeisung insbesondere unter EEG-Bedingungen. Bei Annahme eines mittelfristigen Szenarios mit einem WEA-Ausbau auf 25 GW und einem Anstieg des Preises der CO₂-Zertifikate auf 30 €/t beträgt die Verminderung des Stromgroßhandelspreises durch WEA-Einspeisung unter EEG-Bedingungen rd. 4,30 €/MWh. Im Gegensatz dazu wird

unter gleichen Bedingungen im Falle freier Konkurrenz des WEA-Stroms auf dem Strommarkt eine WEA-bedingte Strompreisminderung von 1,98 €/MWh erreicht. Wird hingegen die KKW-Erzeugung durch Strom mit Erzeugungskosten eines Grundlastkraftwerks substituiert, so fällt die durch WEA-Strom verursachte Marktpreisminderung unter EEG-Bedingungen niedriger aus als beim freien Wettbewerb. Abb. 26 zeigt diesen Fall, unter der Annahme, dass die Stromerzeugungskosten des Ersatzstroms dem Vierfachen der Stromerzeugungskosten der KKW entsprechen. Erst wenn die Kosten der substituierenden Erzeugung deutlich diejenigen der Grundlastkraftwerke übersteigen, erscheint die EEG-Lösung im Hinblick auf die Strompreiseinwirkung als sinnvoll.

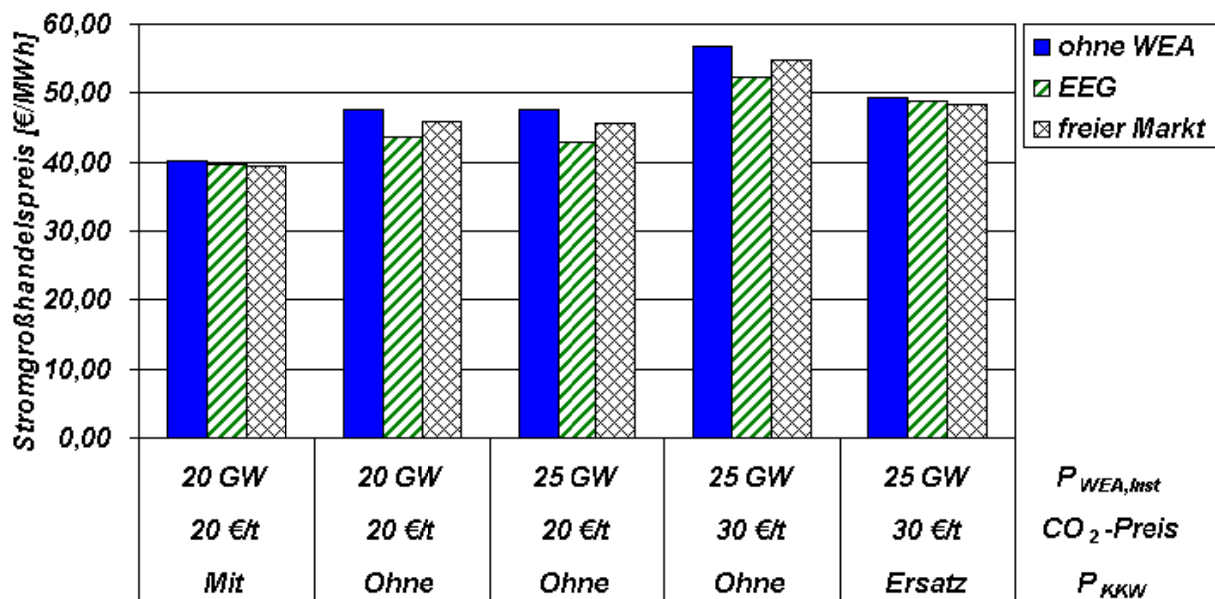


Abb. 26: Entwicklung des Stromgroßhandelspreises bei Stilllegung der Kernkraftwerke

Die vorhergehende Betrachtung zeigt deutlich einen signifikanten Einfluss der WEA-Einspeisung auf den Stromhandel sowohl unter Vorrangregelung des WEA-Stroms als auch bei Konkurrenz mit anderen Erzeugungseinheiten auf dem freien Markt. Aufgrund der künstlichen Schaffung eines hochwertigen Profilbandes, welches einen hohen Anteil der Grundlast deckt und damit die kostengünstige Erzeugung aus Braunkohle in die für diese Kraftwerke ungünstigen Lastbereiche verdrängt, fallen die Preisminderungseffekte unter derzeit gültigen Regelungen weniger stark aus als bei einer marktorientierten Lösung, bei welcher vor allem die teure Erzeugung aus Mittel- und Spitzenlastkraftwerken durch WEA-Strom ersetzt wird.

Die Verminderung des Deckungsbeitrags der Kraftwerke zur Grundlast durch EEG-Profile bewirkt, dass die zuvor in diesem Lastbereich eingesetzte Kraftwerksleistung häufiger in den höheren Bereichen angeboten wird. Diese Bereiche

zeichnen sich jedoch durch vermehrte An- und Abfahrvorgänge der Kraftwerke sowie zeitweisen Teillastbetrieb aus. Betroffen sind vor allem braun- und steinkohlebefeuerte Anlagen, welche sich in diesem Lastbetrieb durch verminderten Wirkungsgrad sowie erhöhten CO₂-Ausstoss auszeichnen, was dem eigentlichen Sinn und Zweck des EEG zuwiderläuft. Auch im Bereich der Spitzenlast sind zunehmend die zuvor zur Mittellastdeckung eingesetzten Kraftwerke – vornehmlich Steinkohlekraftwerke – vorzufinden, wodurch der Anteil der an CO₂-Emissionen ärmeren Gaskraftwerke vermindert wird.

Da die Abnahme des gesamten WEA-Stroms bei einer marktorientierten WEA-Integration bedarfsorientiert erfolgt, ist die Verdrängung der Kraftwerksleistung auf alle Lastbereiche verteilt, wodurch auch die Verschiebung der Kraftwerkserzeugung in ungünstige Betriebsbereiche weniger stark ausfällt. Aufgrund der geringeren Planbarkeit des WEA-Stroms im Langzeitbereich, ist die Verdrängung in der Grundlast weniger ausgeprägt als in übrigen Lastbereichen.

Die vorhergehenden Analysen entsprechen jeweils einer Ideallösung, da hierbei die gesamte Nachfrage und das vollständige Angebot auf einen Ort und einen Zeitpunkt konzentriert werden. Dies wäre aber nur dann der Fall, wenn am Spotmarkt einer einzigen Strombörse der vollständige Stromhandel abgewickelt würde. Der Realfall unterscheidet sich hiervon nicht nur darin, dass mehrere voneinander sowohl räumlich als auch zeitlich getrennte Märkte existieren, sondern auch darin, dass die an diesen Märkten gehandelten Produkte unterschiedliche Merkmale aufweisen. Daher hängt es sehr stark von der Charakteristik des WEA-Stroms, insbesondere hinsichtlich seiner Planbarkeit, sowie von den Anforderungen der einzelnen Märkte ab, ob und in welcher Form WEA-Strom dort gehandelt werden kann.

Wie bereits erläutert wurde, werden derzeit von den ÜNB zur Durchführung von Handelsgeschäften im Rahmen der EEG-Veredelung hauptsächlich der day-ahead und der intraday Markt genutzt. Am Spotmarkt der EEX-Börse wurden jedoch im Jahre 2006 nur rd. 88,7 TWh umgesetzt, was rd. 23 % des gesamten Strombedarfs entspricht. Damit beträgt das durchschnittlich in der Stunde gehandelte Volumen rd. 10 GWh. Ein Vergleich mit dem Durchschnitt der Nachfrage von rd. 2 GWh bzw. dem Überschussmittel von rd. 3,4 GWh aus der EEG-Veredelung lässt darauf schließen, dass deutlich stärkere Auswirkungen auf den Spotmarktpreis als in den vorhergehenden Abschnitten ermittelt, zu erwarten sind. Die statistischen Untersuchungen der Spotpreise weisen einen erhöhten Preisminderungseffekt nach, welcher 1,2 - 1,9 €/MWh pro 1000 MW zusätzlicher Windstromerzeugung beträgt.

Langfristoptimierung für das risikoorientierte Asset Management von elektrischen Energieversorgungssystemen

Die Schlüsselaufgabe des technischen Asset Management besteht darin, die elektrischen Versorgungsnetze so zu bewirtschaften, dass eine ausgewogene Balance zwischen Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit erzielt wird. Zur Unterstützung der komplexen Entscheidungsprozesse bei der Zuordnung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen werden objektive Optimierungsverfahren benötigt, welche die maximale Ausschöpfung möglicher Kosten-Nutzen-Potenziale von Maßnahmenalternativen für gesamte Systeme ermöglichen. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird ein Optimierungsverfahren entwickelt, welches das Ausfallrisiko von Systemen über einen mehrjährigen Zeitraum hinweg ganzheitlich optimiert. Es basiert auf einem Risikomodell, das die beiden Parameter Bruttoschaden (monetäre Verluste im Falle eines Ausfalls) und Ausfallwahrscheinlichkeit enthält. Ihre Modellierung wird anhand in der Praxis verfügbarer Daten vorgenommen, wobei aktuelle regulatorische, technische, wirtschaftliche und organisatorische Randbedingungen berücksichtigt werden. Das ganzheitliche Optimierungsproblem wird mittels eines gemischt-ganzzahligen linearen Programms modelliert. Darüber hinaus wird ein Optimierungsansatz vorgestellt, der die langfristige Budgetplanung für das technische Asset Management objektiv unterstützt. Die Optimierungsverfahren werden auf zwei Systeme der Höchstspannungsebene angewendet. Durch die ganzheitliche Systemoptimierung wird, verglichen mit Referenzszenarien, eine deutlich effizientere Maßnahmen- und Budgetplanung realisiert.

Long Term Optimization for Risk Oriented Asset Management

Realising an efficient balance between reliability and economic benefits by maintaining and renewing energy supply systems is the main goal of technical asset management techniques. In this approach, an optimisation method is developed which allows the allocation of measurements for whole systems minimising the total outage risk. It is based on a risk model, which contains the parameters monetary losses and probability of failure. They are modelled by data available in practice regarding regulatory, technical, economical and organisational boundary conditions. Furthermore, an optimisation procedure is presented which provides the process of budget fixing by calculating the optimal values for annual measurement's expenses. Both methods are implemented by mixed integer programming and are designed for long-range planning processes. Thus, a sustainable asset management is supported. The application on two high voltage systems proves that the holistic optimisation approaches lead to clearly more efficient results compared to reference scenarios.

Ingo Jürgens

Dieses Forschungsvorhaben wurde unterstützt durch ein Promotionsstipendium der Prof. Dr. Koepchen-Stiftung.

Die veränderten Rahmenbedingungen im Umfeld der elektrischen Energieversorgung werden wesentlich durch die wettbewerbsorientierte Marktsituation und die geplante Einführung der Anreizregulierung geprägt. Sie erfordern von dem Betreiber elektrischer Netze, das unternehmerische Handeln noch stärker auf den As-

pekt der Effizienzsteigerung zu fokussieren. Wesentliche Kostenfaktoren sind Aufwendungen für die Instandhaltung und Erneuerung der im System befindlichen Betriebsmittel. Demnach besteht eine wichtige Schlüsselaufgabe darin, individuelle Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen unter der Zielsetzung einer maximalen Wertschöpfung bei gleichzeitiger Wahrung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit zu planen und durchzuführen. Dies ist die Kernaufgabe des technischen Asset Managements. Eine wichtige Anforderung an systematische Verfahren zur Unterstützung der komplexen Entscheidungsprozesse ist die qualitative und quantitative Abbildung von Auswirkungen möglicher Maßnahmenalternativen auf objektiver Basis. Erst aufbauend darauf kann im nächsten Schritt eine optimale Zuordnung der finanziellen Mittel erfolgen. Dabei ist es von großer Bedeutung, mit den entwickelten Werkzeugen ganzheitliche Betrachtungen zu unterstützen, um nicht nur die Maßnahmenplanung für einzelne Betriebsmittel sondern für gesamte Systeme optimieren zu können.

Zu diesem Zweck ist ein Verfahren entwickelt worden, das eine objektive und ganzheitliche Optimierung von Wartungs- und Erneuerungsmaßnahmen für elektrische Energieversorgungssysteme über einen mehrjährigen Zeitraum ermöglicht. Es ist im Vergleich zu bisher gängigen Verfahren nicht von subjektiven Einschätzungen des Anwenders abhängig und ermöglicht eine belastbare und unabhängige Maßnahmenplanung. Das Gesamtrisiko von Betriebsmittelausfällen wird durch die Formulierung eines mathematischen Optimierungsmodells auf ein minimales Niveau abgesenkt. Grundlage dieser Methodik ist ein Risikomodell, das für jede der betrachteten Maßnahmenalternativen (keine Maßnahme, Wartung, Erneuerung) ein betriebsmittelspezifisches Ausfallrisiko bestimmt. Es wird parametrisiert über die beiden Größen Ausfallwahrscheinlichkeit p_n und Bruttoschaden S_n , wobei der Bruttoschaden dem tatsächlichen finanziellen Schaden im Falle eines Betriebsmittelausfalls entspricht. Das Ausfallrisiko ist das mathematische Produkt beider Parameter. Der Mehrwert dieses Vorgehens liegt darin, dass durch die Monetarisierung des Risikos im Rahmen einer Kosten-Nutzen-Analyse ein direkter Vergleich zu entstehenden Kosten für Wartungs- und Erneuerungsmaßnahmen ermöglicht wird. Die grafische Darstellung individueller Betriebsmittelrisiken erfolgt mittels einer Riskmap gemäß Abb. 27. Exemplarisch sind hier fünf Betriebsmittelrisiken (A-E) dargestellt.

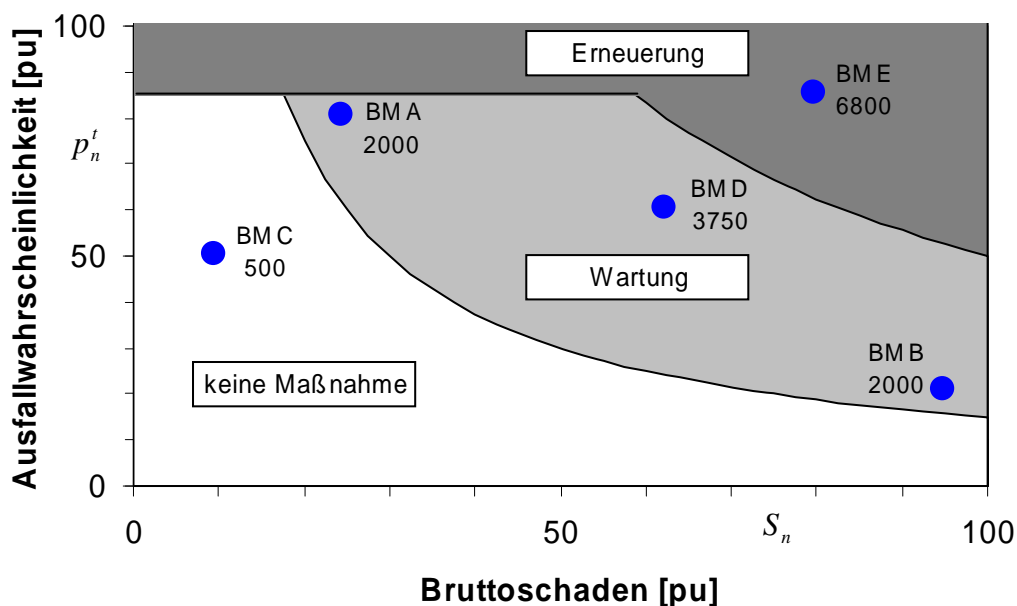


Abb. 27: Riskmap für elektrische Betriebsmittel

Die Höhe des Bruttoschadens ist wesentlich davon abhängig, ob das betrachtete Netz (n-1)-sicher mit Momentanreserve betrieben wird und damit der alleinige Ausfall eines Betriebsmittels noch nicht zu einer Versorgungsunterbrechung führt. Ist dies der Fall, so entstehen Kosten im Wesentlichen für die Instandsetzung des Betriebsmittels und die Beseitigung von Folgeschäden. Kommt es hingegen bereits zu einer Nichtversorgung von Kunden, müssen weitere Kosten berücksichtigt werden, die aufgrund von Wiederversorgungs- und Umschaltmaßnahmen, entgangenen Einnahmen durch Defizitenergie sowie regulatorischen Sanktionen entstehen. Im Rahmen einer Anreizregulierung sind Modelle geplant, die in Abhängigkeit tatsächlich erzielter Qualitätskenngrößen im Vergleich zu Mitbewerbern Vergütungen und Strafzahlungen (Pönalen) vorsehen. Dazu ist ein Ansatz entwickelt worden, mit dem alle auftretenden Kostenanteile betriebsmittelscharf zugeordnet werden können. Darüber hinaus gehen gesetzlich fixierte Haftungsansprüche von Kunden gegenüber dem EVU in die Abschätzung der Bruttoschäden ein. In der Praxis können die benötigten Informationen aus dem Datenbestand des Netzbetreibers häufig nicht in der nötigen Detailtiefe ermittelt werden. Es ist daher ein Modell erstellt worden, das eine Abschätzung durch die Verwendung von individuellen Investitionskosten und betriebsmittelspezifischen Wichtigkeitsparametern ermöglicht. Damit ist die Anwendbarkeit auch bei ungünstiger Datengrundlage gewährleistet.

In das entwickelte Modell zur Abbildung der Ausfallwahrscheinlichkeit gehen sowohl zeitabhängige Ausfallraten von Betriebsmittelgruppen als auch individuelle Zustandskenngrößen der einzelnen Betriebsmittel ein. Für die Abbildung der Aus-

fallrate werden in der Praxis auftretende Alterungsmechanismen ganzheitlich berücksichtigt. Die Parametrierung und Validierung zeitabhängiger Ausfallraten ist mit statistischen Standardmethoden bisher nur unter Verwendung von umfangreichen Datenbeständen möglich, die häufig in der Praxis nicht verfügbar sind. Es wird daher ein spezielles statistisches Verfahren verwendet, das eine Parametervalidierung auch dann ermöglicht, wenn lediglich eine zeitlich begrenzte Ausfallstatistik zur Verfügung steht. Die Anwendungsmöglichkeiten auf reale Systeme werden damit deutlich erhöht. Um den individuellen Gesamtzustand von Betriebsmitteln bestimmen zu können, werden ganzheitliche Betriebsmittelmodelle auf Basis der Evidenztheorie verwendet. Dabei werden in der Praxis auftretende Unschärfen in dem Zustandsmodell explizit berücksichtigt. Ausfall- und Zustandsmodell werden so miteinander kombiniert, dass betriebsmittelscharfe Ausfallwahrscheinlichkeiten in Abhängigkeit durchgeführter Wartungs- und Erneuerungsmaßnahmen ermittelt werden. Der Ablauf der beschriebenen Systematik ist in Abb. 28 dargestellt.

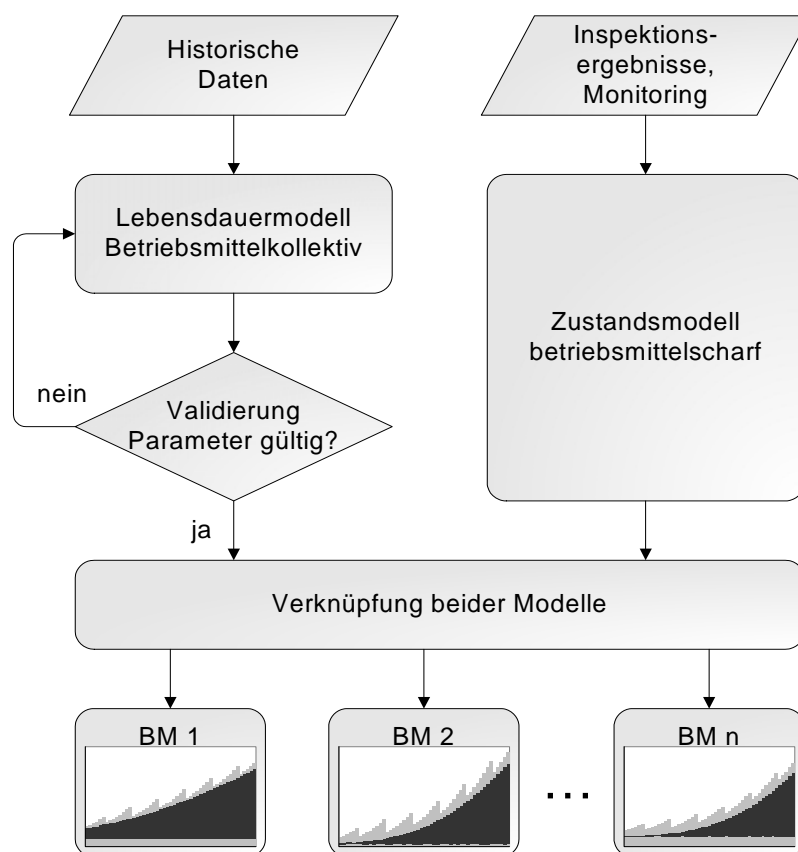


Abb. 28: Mögliche Instandhaltungsstrategien für elektrische Betriebsmittel

Mittels der entwickelten Modellierung ist somit auch die individuelle Wirksamkeit von Wartungs- und Erneuerungsmaßnahmen quantifizierbar. Existieren aufgrund von Betriebserfahrungen Ausfallmodelle, die abweichende Verläufe aufweisen, so

können diese unabhängig von ihrer Charakteristik alternativ in dem entwickelten Optimierungsverfahren verwendet werden. Dadurch ist ein Höchstmaß an Flexibilität für den praktischen Einsatz gewährleistet.

Das Risikomodell wird in einem gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblem formuliert. Die Zielsetzung besteht in der ganzheitlichen Minimierung aller Ausfallrisiken eines Gesamtsystems mit N Betriebsmitteln über einen Betrachtungszeitraum von T Jahren:

$$\min_x \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N (S_n \cdot p_n^t(x)) = \min_x \sum_{t=1}^T R_{ges}^t(x) = R_{ges,T}$$

Die Steuerungsgröße besteht in der Zuordnung von Wartungs- und Erneuerungsmaßnahmen, die Einfluss auf die Ausfallwahrscheinlichkeiten haben. Es werden Stationszugehörigkeiten und individuelle Maßnahmenkosten von Betriebsmitteln explizit berücksichtigt. Der Vorteil dieser Vorgehensweise liegt darin, dass individuelle Kosten-Nutzen-Potenziale unter Einhaltung technischer, wirtschaftlicher und organisatorischer Randbedingungen optimal ausgeschöpft werden. Damit wird zudem das bisher übliche Vorgehen vermieden, Maßnahmenalternativen aufgrund momentaner Betriebsmittelkennwerte starr zuzuordnen oder aufgrund von Prioritätenlisten durchführen zu müssen. Es entfallen damit subjektive Modellparametrierungen wie etwa die Definition von Wertebereichen für die Zuordnung von Maßnahmenalternativen, wie dies exemplarisch in Abb. 27 dargestellt ist.

Die von dem entwickelten Optimierungsverfahren ermittelten Ergebnisse basieren ausschließlich auf objektiven Methoden. Da ein mehrjähriger Zeitraum ganzheitlich betrachtet wird, können langfristige Optimierungspotenziale durch zeitliche Verschiebung von Maßnahmen realisiert werden. Dies ist insbesondere interessant für die Analyse der Auswirkungen zukünftig sinkender Budgetierungen und hat damit eine hohe Relevanz für die praktische Anwendung.

Darüber hinaus ist ein Verfahren entwickelt worden, das eine optimale Budgetierung für das technische Asset Management von Gesamtsystemen unter Risikogesichtspunkten ermöglicht. Damit wird der häufig auf Basis von Erfahrungswerten gesteuerte Entscheidungsprozess der Budgetfestlegung durch ein objektives und im Sinne der Wirtschaftlichkeit optimales Verfahren unterstützt. Es wird angenommen, dass durch eine Steigerung des jährlichen Budgets grundsätzlich eine Risikoreduktion erzielt wird. Die funktionalen Zusammenhänge sind jedoch im Vorfeld nicht quantifizierbar sondern müssen für jede Budgetbegrenzung einzeln berechnet werden. Da das Gesamtrisiko R_{ges}^t mit steigender Budgetierung mono-

ton abnimmt, werden die resultierenden Kosten K_{ges}^t , die sich aus einer Maßnahmenoptimierung ergeben, in etwa der Budgetobergrenze entsprechen. Diese Zusammenhänge sind in Abb. 29 exemplarisch für ein Betrachtungsjahr t dargestellt.

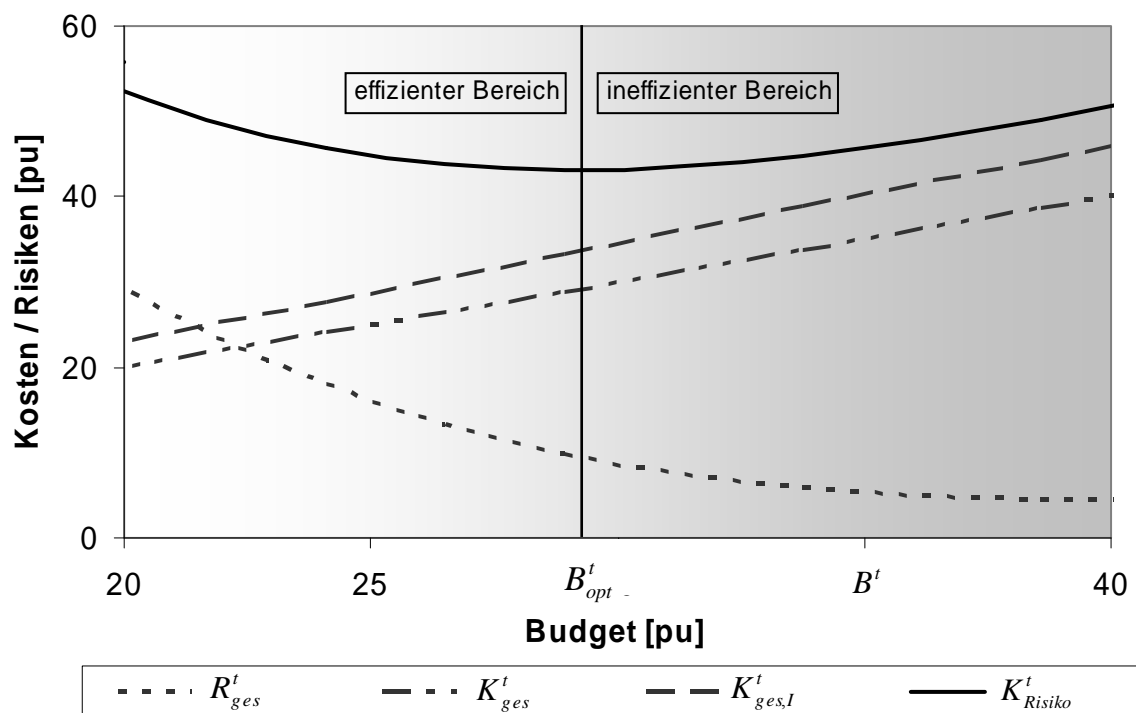


Abb. 29: Budgetoptimierung

In der Praxis wird an das eingesetzte Budget eine Renditeerwartung geknüpft. Es wird gefordert, dass es jährlich mit einem definierten Prozentsatz $I > 0$ verzinst wird, so dass das Risiko stärker reduziert werden muss, als das Budget erhöht wird. Die um einen exemplarischen Renditesatz von $I = 15\%$ erhöhten Maßnahmenkosten $K_{ges,I}^t$ sind ebenfalls dargestellt. Die Risikokosten K_{Risiko}^t bezeichnen die Summe aus Risiko R_{ges}^t und verzinsten Maßnahmenkosten $K_{ges,I}^t$ gemäß. Sie sind in der Abbildung als durchgezogene Linie gekennzeichnet. Betrachtet man den linken Bereich in Abb. 29, so führt eine Erhöhung des Budgets B^t dazu, dass die Risikokosten K_{Risiko}^t gesenkt werden. Es wird ein Gewinn erzielt, der oberhalb der Renditeerwartung liegt, da eine Budget- und damit Kostensteigerung geringer ist als die damit einhergehende Reduzierung des Risikos R_{ges}^t . Im rechten Bereich wird hingegen mit jedem mehr investierten Betrag eine Rendite erzielt wird, die unterhalb der geforderten Renditeerwartung liegt. An der skizzierten Grenze B_{opt}^t

wird das Minimum der Risikokosten K_{Risiko}^t erzielt, so dass dieser Punkt als der Funktionswert an der Stelle des optimalen Jahresbudgets interpretiert werden kann. Hier ist die Renditeforderung exakt erfüllt und es wird gleichzeitig das minimale Risiko realisiert. Aufgrund der Vorüberlegungen erfolgt nun die Formulierung einer Zielfunktion. Diese wird im Vergleich zur Risikooptimierung gemäß obiger Zielfunktion um die mit der Renditeforderung I verzinsten Maßnahmenkosten ergänzt. Es werden die in Abb. 29 für ein Jahr t dargestellten Risikokosten K_{Risiko}^t in ihrer Summe für den gesamten Betrachtungszeitraum T minimiert. Die Zielfunktion wird dann wie folgt aufgestellt:

$$\min_x \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N (S_n \cdot p_n^t(x) + K_{ges}^t(x) \cdot (1 + I)) = \min_x \sum_{t=1}^T K_{Risiko}^t(x) = K_{Risiko,T}$$

Es wird damit eine mehrjährige Budgetoptimierung unter Einhaltung der Renditeforderung modelliert. Gleichzeitig wird das zugehörige minimale Risiko R_{ges}^t bestimmt.

Die entwickelten Verfahren werden exemplarisch auf eine Gruppe von etwa 900 Leistungsschaltern der 380- und 220-kV-Ebene angewendet. Zunächst wird eine konstante jährliche Budgetierung als gegeben angenommen und ein Optimierungszeitraum von $T = 5$ Jahren angesetzt. Die resultierende Riskmap für das erste Optimierungsjahr ist in Abb. 30 dargestellt.

Die Ordinate beschreibt die momentanen betriebsmittelscharfen Ausfallwahrscheinlichkeiten p_n^1 , die Abszisse beschreibt die Bruttoschäden $S_{n,pu}$ in bezogenen Größen. Jeder Punkt der Riskmap symbolisiert das individuelle Ausfallrisiko R_n^1 eines Betriebsmittels vor der Durchführung einer Wartungs- oder Erneuerungsmaßnahme. Die im Sinne einer risikooptimalen Lösung vorgeschlagenen Maßnahmenzuordnungen sind entsprechend der angegebenen Legende markiert. Weisen mehrere Betriebsmittel das gleiche Risiko auf, so liegen die Punkte in der Darstellung übereinander, so dass sie sich überdecken können. Insgesamt werden 136 Wartungen und 14 Erneuerungen ermittelt. Die in der Abbildung exemplarisch angedeuteten Isorisiken symbolisieren analog zu der in Abb. 28 dargestellten Riskmap mögliche Trennlinien und dienen als Anhaltspunkte für die Orte gleichen Risikos.

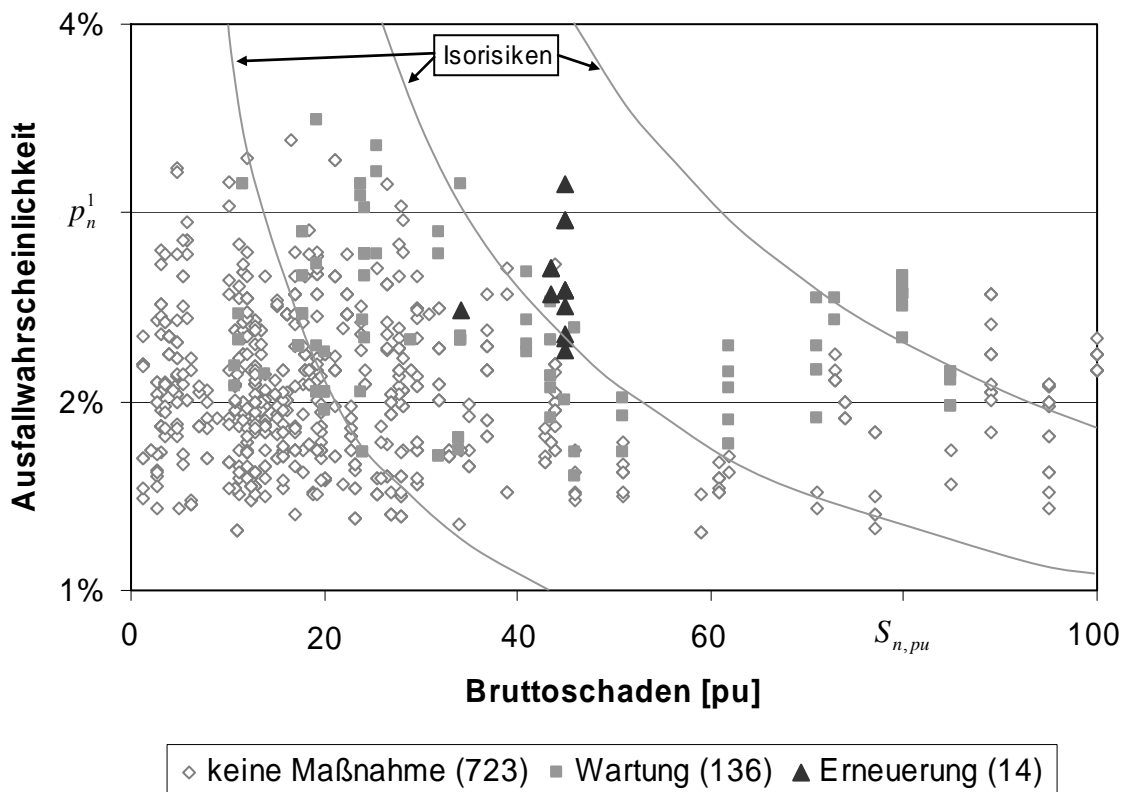


Abb. 30: Riskmap für das erste Optimierungsjahr

Es wird deutlich, dass tendenziell die Betriebsmittel mit hohen Risiken bevorzugt erneuert oder gewartet werden, während die Schalter mit geringen Einzelrisiken keiner Maßnahme unterzogen werden. Jedoch erfolgt keine strikte Trennung der durchzuführenden Maßnahmen in Abhängigkeit der Betriebsmittelrisiken, so dass auch keine definierten Bereiche für die Maßnahmenplanung existieren. Es zeigt sich unmittelbar, dass eine starre Zuordnung von Maßnahmen in Abhängigkeit momentaner Risiken (vgl. Riskmap in Abb. 28) keine wirtschaftlich optimale Lösung erzielen würde. Die inhomogene Verteilung der Maßnahmen liegt einerseits in der Berücksichtigung unterschiedlicher Kosten-Nutzen-Verhältnisse begründet. Betrachtet man etwa zwei Leistungsschalter, die einen identischen Bruttoschaden S_n und unterschiedliche Ausfallwahrscheinlichkeiten p_n^1 aufweisen, so ist es im Sinne der Optimierung sinnvoll, diejenige Maßnahme zu wählen, die das günstigste Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweist. Möglicherweise wird also der Schalter mit der geringeren Ausfallwahrscheinlichkeit einer Maßnahme unterzogen, während der andere nicht behandelt wird, sofern dies effizienter ist. Außerdem hat die Stationszugehörigkeit einen starken Einfluss auf das Ergebnis. So kann es sinnvoll sein, Betriebsmittel zu behandeln, die ohne Betrachtung von Stationsabhängigkeiten keiner Maßnahme unterzogen worden wären, da auf diese Weise Syner-

gieeffekte besser genutzt werden können. Ein weiterer Grund besteht darin, dass eine bessere Gesamtlösung erzielt werden kann, wenn die Behandlung einzelner Betriebsmittel aufgrund von Budget- oder Kapazitätsbegrenzungen zeitlich verschoben wird.

Es wird deutlich, dass eine feste Zuordnung von Maßnahmen in Abhängigkeit momentaner Risiken als in der Praxis gängige Alternative im Vergleich zu dem Optimierungsansatz zu einem deutlich ineffizienteren Gesamtergebnis führen würde. Mit Hilfe der entwickelten Methodik können langfristige Auswirkungen jährlicher Budgetschwankungen auf die zukünftig zu erwartenden Risiken quantifiziert werden und die Maßnahmen bereits frühzeitig im Hinblick auf zukünftige Budgetänderungen angepasst werden.

Die Ergebnisgüte der mehrjährigen Optimierung wird anhand des Vergleichs mit einer einjährigen Betrachtung analysiert. Es zeigt sich, dass die mehrjährige Optimierung einen deutlich positiven Einfluss auf das durchschnittliche Risiko des Gesamtkollektivs hat. Außerdem wird im Vergleich zur einjährigen Optimierung das Risiko langfristig gesenkt, da die Auswirkungen einmal getroffener Entscheidungen bei der mehrjährigen Optimierung berücksichtigt werden können. Es werden erheblich mehr Erneuerungen durchgeführt, die eine nachhaltige Senkung des Risikos erzielen. Bei der einjährigen Betrachtung werden hingegen vornehmlich Wartungen vorgeschlagen, die lediglich eine kurzfristige Absenkung des Risikos bewirken. Die Aufwendungen für operative Kosten sind also bei der mehrjährigen Optimierung wesentlich niedriger und es ist eine nachhaltige Maßnahmenplanung gewährleistet. Anhand der Ergebnisse der Budgetoptimierung wird ebenfalls deutlich, dass eine langfristige Betrachtung zu erheblichen Effizienzvorteilen führt.

Das im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte Optimierungsverfahren ist für beliebige Betriebsmittelgruppen und Gesamtsysteme anwendbar. Es unterstützt damit systematisch und objektiv die strategische Planung von Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien im Rahmen des technischen Asset Managements. Damit wird die wirtschaftlich optimale Ausschöpfung möglicher Effizienzpotenziale unter Berücksichtigung vorhandener Randbedingungen bei der langfristigen Planung von Maßnahmen und Budgetierungen ermöglicht.

5. Vorträge

5.1 Beiträge für das Kolloquium

- 21.02.2007 Dipl.-Ing. E. Hauptmeier: „Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in elektrischen Verteilungsnetzen“, Promotionsvortrag in der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität Dortmund
- 23.02.2007 E. Handschin: „Die Netzrevolution - Erinnerungen an die Zukunft“, Abschiedsvorlesung an der Technischen Universität Dortmund
- 14.03.2007 Dipl.-Ing. H. Neumann: „Zweistufige stochastische Betriebsoptimierung eines Virtuellen Kraftwerks“, Promotionsvortrag in der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität Dortmund
- 08.08.2007 Dipl.-Ing. W. Schulz: „Strategien zur effizienten Integration der Windenergie in den deutschen Elektrizitätsmarkt“, Promotionsvortrag in der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität Dortmund
- 07.09.2007 Dipl.-Ing. I. Jürgens: „Strategie aus der Unsicherheit - Risikooptimiertes AM“, ESW / ZEDO e.V. Workshop an der Technischen Universität Dortmund
- 07.09.2007 Dr.-Ing. Armin Gaul, RWE Energy: „Datenflut strategisch nutzen - IT im Asset Management“, ESW / ZEDO e.V. Workshop an der Technischen Universität Dortmund
- 07.09.2007 Dr.-Ing. Uwe Neumann, E.On@future: „Effiziente Prozesse im Asset Management“, ESW/ ZEDO e.V. Workshop an der Technischen Universität Dortmund
- 07.09.2007 Dipl.-Ing. Michael Rogge, RWE Transportnetz Strom: „Wenn das AM versagt - Risiko für den Netzbetrieb durch überineffiziente Netzgestaltung“, ESW / ZEDO e.V. Workshop an der Technischen Universität Dortmund
- 10.09.2007 A. Domyshev, Energy Systems Institute, Irkutsk, Russia: “One of research and development directions of lab. 44 (ESIM)”, Kolloquium in der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität Dortmund

- 10.09.2007 A. Osak, Energy Systems Institute, Irkutsk, Russia: "Development and implementation experience of emergency control system devices for power systems", Kolloquium in der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität Dortmund
- 17.09.2007 Dipl.-Ing. I. Jürgens: „Langfristoptimierung für das risikoorientierte Asset Management von elektrischen Energieversorgungssystemen“, Promotionsvortrag in der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik an der Technischen Universität Dortmund

5.2 Beiträge von Lehrstuhlmitgliedern

- 14.03.2007 C. Rehtanz: „Innovationen für elektrische Energienetze“, 5. Schwetzingener Energiedialog, Schwetzingen
- 16.04.2007 E. Handschin: „Technische Herausforderungen an einen diskriminierungsfreien Netzanschluss von Kraftwerken“, ETP Konferenz in Düsseldorf
- 07.05.2007 W. Horenkamp: „Messtechnik und praxisorientiertes Vorgehen bei Netzurückwirkungsmessungen“ PQ Certification Fluke, Düsseldorf
- 07.05.2007 W. Horenkamp: „Netzurückwirkungen und Abhilfemassnahmen“ PQ Certification Fluke, Düsseldorf
- 25.06.2007 E. Handschin: "SmartGrids Stakeholder Communications", Bitcom Berlin
- 03.07.2007 I. Jürgens: "Novel Methods for the condition based maintenance of distribution networks, IEEE Power Tech, Lausanne, Suisse
- 03.09.2007 D. Waniek: "Estimation of the Costs due to Renewable Energies for a Transmission System Operator - German Experience", 12 th European Conference on Power Electronics and Applications, Aalborg, Denmark
- 17.09.2007 O. Krause: „Real-Time Grid Monitoring Utilizing High-Dimensional Bodies“, 2nd Manchester Seminar for Next Generation of Young Researchers in Power Systems“, School of Electrical & Electronic Engineering, University of Manchester
- 27.09.2007 D. Waniek: „Bestimmung des Netzzustandes bei begrenzter Information“, BMBF-Netzwerktreffen, Dezentrale regenerative Energieversorgung: Innovative Modellierung und Optimierung, Berlin

- 27.09.2007 D. Waniek: „Ausgleichsenergie“, BMBF-Netzwerktreffen, Dezentrale regenerative Energieversorgung: Innovative Modellierung und Optimierung, Berlin
- 28.09.2007 D. Waniek: „Netzwerkdesign gekoppelter, Energieübertragungssysteme“, BMBF-Netzwerktreffen, Dezentrale regenerative Energieversorgung: Innovative Modellierung und Optimierung, Berlin
- 18.10.2007 C. Rehtanz: „Kostenanteil der Veredelung von Windstrom in den Netznutzungsentgelten“, EnBW, Karlsruhe
- 22.10.2007 I. Jürgens: „Neue Methoden zur zustandsbasierten Instandhaltung“, VWEW Fachtagung Leitungstransformatoren-Methoden innovativer Zustandsbeurteilungen, Fulda
- 21.11.2007 C. Rehtanz: „ Herausforderungen des Netzanschlusses von Kraftwerken aus technischer Sicht“, ETP Konferenz, Hamburg
- 28.11.2007 D. Waniek: „Gekoppelte optimale Auslegung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen“, VDI-Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft, Leverkusen

6. Veröffentlichungen

6.1 Publikationen

Rehtanz, C.: Elektrizitätsnetze: „Versicherungen gegen Blackouts“, VDI Ingenieurforum Westfalen-Ruhr, Ausgabe 01/2007, S. 43-46

Eine hundertprozentige Sicherheit gegen Systemzusammenbrüche wird es nie geben. Neue technologische Entwicklungen können aber durch bessere Messtechnik sowie aktive Netzbeeinflussung bestehende Netze besser nutzbar machen. Sollte trotz dieser Technologien ein weiterer Netzausbau unumgänglich sein, bieten neue unterirdische Gleichstrom-Kabelverbindungen eine effiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau.

Rehtanz, C., Pouyan, P.: „Wide Area Monitoring and Control for Transmission Capability Enhancement“, CIGRE-Report, Working Group 601, Study Committee C4, Jan. 2007

The task force deals with the subject of wide-area monitoring and control. The document presents a comprehensive description of Wide Area Monitoring and Control installations and applications around the world and future expectations for this technology.

This includes:

1. Screening of existing Wide Area Monitoring and Control installations, including their applications and reasons for applying this technology.
2. Listing and reviewing of monitoring applications based on Wide Area Measurements.
3. Discussion of the future role and development of this technology from the monitoring point of view.
4. A collection of requirements to go one step further into Wide Area Control applications. This includes an evaluation of the conditions for the acceptance of Wide Area Control and an assessment of the key expected benefits and hurdles.
5. A review of Wide Area Control applications, which are presented related to real cases or considered in planning studies.

Wedde, H. F.; Lehnhoff, S.; Handschin, E.; Krause, O.: „Autonomous Real-Time Management of Unpredictable Power Needs and Supply“, Technical Report (810), January 2007

During the past few years a world-wide trend towards renewable and ecologically clean forms of energy has been steadily growing. Private investments are encouraged and heavily subsidized in most of the European countries, through tax deductions, and even more through a very favorable refund program for feeding electric power from renewable sources into the public network. Wind or solar power production is typically decentralized, and, to a large extent, consumers are also producers and vice versa. In our DEZENT project (Decentralized Management of Electric Power

Distribution) we have developed a novel distributed algorithm for autonomous agents who directly, on behalf of producers and consumers, negotiate quantities and prices. Within 10 to 50 msec the available supply and current needs are accommodated such that at most a negligible number of users is left unsatisfied after the first period. Also, in our multiagent based system no malicious user or a coalition thereof may take an illegal advantage of the distribution of information and control such as arising from the simultaneity of producer and consumer roles. In this paper we refine our original algorithm in such a way that extreme "market" strategies like excessive or lazy bargaining are effectively excluded. While not really restricting the user autonomy this makes the participants self-supportive in nearly every respect. At any rate, consumer prices can be expected to be much lower than under conventional distribution and management structures.

Schulz, W.; Handschin, E.; Taylor, R.: „Bewertung der möglichen Übertragungstechniken für Offshore-Windenergie“, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 57. Jg., Heft 3, 2007, S. 44-49

Der für die kommenden Jahre erwartete Ausbau der Offshore-Windenergie stellt den nächsten Schritt zur Nutzung der Windressourcen in Deutschland dar. Bedingt durch die weiten Entfernungen zwischen dem Ort der Energieerzeugung und dem Netzeinspeisepunkt an Land ist die Wahl einer geeigneten Energieübertragungsstrecke für die technische und wirtschaftliche Effizienz von entscheidender Bedeutung. Im Folgenden werden verschiedene Technologien zur Netzanbindung eines Offshore-Windparks vorgestellt. Hierzu zählen einerseits die elektrischen Übertragungstechniken mittels Hochspannungskabeln und andererseits die Wasserstofferzeugung vor Ort. Diese werden unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten bezüglich des betrachteten Anwendungsfalls einzeln untersucht und in einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung gegenübergestellt.

Schulz, W.; Handschin, E.; Horenkamp, W.; Häger, U.; Waniek, D.: „Abschätzung der EEG-bedingten Kosten aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers“, *ew*, 106. Jg. 2007, Heft 5, S. 22-30

Bedingt durch die Förderung im Rahmen der nachhaltigen Energiepolitik der Bundesregierung haben die erneuerbaren Energien und dabei insbesondere die Windenergie einen starken Aufschwung erlebt. Naturgemäß erfolgt die Einspeisung aus diesen Quellen jedoch nicht bedarfs- sondern dargebotsabhängig. Diese Charakteristik führt zu der Notwendigkeit einer Anpassung an den tatsächlichen Bedarf. Die Durchführung des sogenannten EEG-Veredelungsprozesses obliegt derzeit den Übertragungsnetzbetreibern. Die Kosten der Veredelung können nicht im Rahmen des EEG-Wälzungsmechanismus an die Letztverbraucher weitergegeben werden, weshalb sie in den Netznutzungsentgelten geltend gemacht werden. In diesem Artikel werden die Kosten des Veredelungsprozesses aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers exemplarisch bestimmt. Hierzu gehören die Kosten der zusätzlich notwendigen Regelreserve sowie die direkten Kosten des Bilanzkreises EEG, welche sich im Wesentlichen aus den Kosten für Ausgleichsenergie und den Kosten für die notwendigen Handelsgeschäfte zusammensetzen. Die Abhängig-

keit dieser Kosten von den regelzonenspezifischen Parametern bildet hierbei einen wesentlichen Untersuchungsaspekt.

Rehtanz, C.; e.a.: „New Technologies to Improve Power System Dynamic Performance“, IEEE PES, Task Force on Blackout Experience, Mitigation and Role of New Technologies, Chapter 3 of Final Report „Blackout Experiences and Lessons, Best Practices for System Dynamic Performance, and the Role of New Technologies“, Mai 2007

Based on Wide Area Monitoring Systems (WAMS) the next logical step goes towards Wide Area Control Systems (WAMC). On the primary component side several components like generators, FACTS, switchable compensation devices etc., are providing the flexibility to adapt the power system in volatile and emergency operation conditions. In order to use their capabilities in a most beneficial way it is necessary to have automated control schemes for these situations. These control schemes have to take system aspects into account, which means the usage of dynamic wide area information. Automatic control schemes have to be reliable against changing system conditions to avoid any kind of misbehaviour. Emergency situations need to be handled and stabilized. All automatic interactions have to be well defined and transparent for the operator to avoid unpredictable interactions.

Horenkamp, W.; Pokojski, M.; Kleimaier, M.; Raphael, T.; u.a.: ETG-Task Force: „Dezentrale Energieversorgung 2020“, VDE, Berlin, 2007

In den nächsten Jahren ist mit einer Zunahme von dezentralen Energieumwandlungsanlagen zu rechnen. Wesentliche Gründe hierfür sind die Deregulierung und Liberalisierung der Energiemärkte, die Verfügbarkeit neuer, preisgünstigerer und effizienterer Technologien für die dezentrale Energieerzeugung sowie das Streben nach Umwelt- und Ressourcenschonung, unterstützt durch entsprechende Anreize und politische Rahmenbedingungen. Diese Studie versucht, diese Entwicklung zu beschreiben und zu bewerten. Neben dem Stand der Entwicklung und Perspektiven dezentraler Energieumwandlungsanlagen werden die Auswirkungen auf das Energieversorgungsnetz und darstellt. Des Weiteren werden die erforderliche Informations- und Kommunikationstechnik für ein Energiemanagement sowie das Zusammenwirken von Großkraftwerke, Netz und dezentraler Energieerzeugung beschrieben. Die wirtschaftliche Aspekte und verschiedene Szenarien werden ebenfalls behandelt. Die Erarbeitung dieser Studie erfolgte im Rahmen einer interdisziplinären Arbeitsgruppe von Vertretern der Industrie, Verwaltung, Verbänden, Forschung und Energiewirtschaft und wurde im Mai 2007 in Berlin vom VDE vorgestellt.

Wedde, H. F.; Lehnhoff, S.; Handschin, E.; Krause, O.: „Dezentrale vernetzte Energiebewirtschaftung (DEZENT) im Netz der Zukunft“, Wirtschaftsinformatik, 49. Jg. Heft 5, 2007, GWV Fachverlage GmbH, Oktober 2007, S. 361-369

Ziel von DEZENT, einem F&E-Gemeinschaftsprojekt des Fachbereichs Informatik und der Fakultät Elektrotechnik an der Universität Dortmund, ist die Entwicklung eines verteilten Energiemana-

gementsystems, mit dem eine Vielzahl dezentraler Energieumwandlungsanlagen (erneuerbare Energien) unter Berücksichtigung technischer, wirtschaftlicher und ökologischer Randbedingungen zu einem regionalen Netz zusammenschließen lassen, dessen Leistung sowohl der allgemeinen Versorgung, wie auch der Reserveregulierung zur Verfügung steht. Das Management des dezentral organisierten Energieversorgungsnetzes wird durch ein verteiltes adaptives sicherheitskritisches Realzeit-Multiagentensystem realisiert. Dabei werden die konfligierenden Zielfunktionen der unterschiedlichen Akteure eines liberalisierten Energieversorgungssystems je nach den Anforderungen bzw. Produktionsprofilen optimal adaptiert und in ein stabiles Gesamtsystem integriert. Es wird der Nachweis geführt, dass die dezentrale Führung einer Vielzahl kooperierender, heterogener Systeme im stabilen Betrieb hinsichtlich Preis bzw. bereitgestellter Energie günstiger sein kann als bei zentral gesteuerter Versorgung.

Handschin, E.; Neise, F.; Neumann, H.; Schultz, R.: „Verbundoptimierung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen“, Broschüre des BMBF: Der Schlüssel zur Hochtechnologie, Mathematik für Innovationen in Industrie und Dienstleistungen, Berlin, Juli 2007

Die Entwicklung der zukünftigen Strukturen der Energieversorgung ist wesentlich durch Fortschritte bei der technischen Weiterentwicklung im Bereich Anlagen und Netze, durch die Altersstruktur des derzeitigen Kraftwerksparks und durch energiepolitische Entscheidungen geprägt. Experten aus Energieversorgung und Energiewirtschaft gehen davon aus, dass in Zukunft ein signifikanter Anteil der Strom- und Wärmeerzeugung aus dezentralen Anlagen bereitgestellt wird.

Ein Charakteristikum einer dezentralen Energieversorgung ist die möglichst verbrauchernahe Erzeugung von Strom und Wärme aus dezentralen Energieumwandlungsanlagen. Werden mehrere solcher dezentraler Energieumwandlungsanlagen mit einem Energiemanagementsystem vernetzt und koordiniert betrieben, spricht man von einem virtuellen Kraftwerk.

Neumann, H.: „Zweistufige stochastische Betriebsoptimierung eines Virtuellen Kraftwerks“, Shaker Verlag Aachen, Juli 2007

Neue Rahmenbedingungen und technische Entwicklungen stellen die Energiewirtschaft in Zukunft vor große Herausforderungen. Das Ziel einer klimaschonenden Energieversorgung unter Verzicht auf Kernenergie bietet ein großes Potenzial für eine dezentrale verbrauchernahe Erzeugung von Strom und Wärme. Der koordinierte Betrieb mehrerer dezentraler Energieumwandlungsanlagen und Energiespeicher in einem Virtuellen Kraftwerk eröffnet dem Betreiber

vielfältige Optimierungsmöglichkeiten zur Erzielung einer hohen Wirtschaftlichkeit. Zur Realisierung dieses Optimierungspotenzials in der Praxis wird ein Modell zur Betriebsoptimierung eines Virtuellen Kraftwerks im Kurz- und Kurzzeitbereich unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eines liberalisierten Energiemarktes entwickelt. Wegen der am Vortag auf der Grundlage unsicherer Prognosen zu treffenden Entscheidungen wird die Anwendung eines stochastischen Optimierungsverfahrens vorgestellt. Der

hierbei gegenüber einem herkömmlichen deterministischen Optimierungsverfahren erzielbare Mehrwert wird anhand einer Beispielkonfiguration evaluiert und analysiert.

Handschin, E.; Jürgens, I.; Weller, J.; Zdrallek, M.: „Novel Methods for the Condition Based Maintenance of Distribution Networks”, Proceedings of the IEEE Power Tech 2007, Lausanne, Switzerland, July 1-5, 2007.

In diesem Beitrag wird ein mathematisches Verfahren zur Zustandsbestimmung von Betriebsmitteln im Hochspannungsnetz vorgestellt. Es basiert auf einem erweiterten Ansatz der Evidenztheorie, bei dem eine Verknüpfung von Eingangsinformationen durch Betriebsmittelmodelle vorgenommen wird. Dabei werden mögliche Unsicherheiten berücksichtigt. Ein Vergleich mit Ergebnissen, die auf Basis eines heuristischen Verfahrens ermittelt worden sind, weist ein hohes Maß an Übereinstimmungen auf.

Rehtanz, C.; Zhang, J.-J.: „New Types of FACTS-Devices for power system security and efficiency”, Proceedings of IEEE Powertech, Lausanne, Switzerland, July 2-5, 2007

This paper gives an overview about new types of FACTS devices. These devices are considered for applications in real network cases in Europe and China. The value of these FACTS is the improvement of security and efficiency of power transmission networks. Fast controllability in emergency situations provides increased flexibility and therefore stability and security advantage. The flexibility in control allows operating closer to stability limits and improves the efficiency of existing networks.

The considered devices are dynamic power flow controller (DPFC), fault current limiter (FCL), Static VAR Compensator (STATCOM) with energy storage and Voltage Source Converter based HVDC (VSC-HVDC). The application scenarios are taken from UCTE (Benelux, Austria) and China (Shanghai). The studies are based on public available simplified network data.

Wedde, H. F.; Lehnhoff, S.; Handschin, E.; Krause, O.: „Establishing Large-Scale Renewable Reserve Capacity through Distributed Multi-Agent Support”, Proceedings of the 5th International Conference on Industrial Informatics, Vienna, Austria, 23-27 July 2007, IEEE Computer Society Press.

During the past few years a world-wide trend towards renewable and ecologically clean forms of energy has been steadily growing. Private investments are encouraged and heavily subsidized in most of the European countries, through tax deductions, and even more through a very favorable refund program for feeding electric power from renewable sources into the public network. Due to the limited predictability of the output of renewable power capacities it has long become the policy of grid operators and large power distributors to cover the differences between demand and supply with immense reserve and balancing power capacities based on fossil, and thus predictable, energy sources. With growing renewable power feed-in the demand for reserve and balancing power grows over-proportionally. In 2005 the European Union for the Coordination of

Transmission of Electricity (UCTE) demanded to impose an obligation on grid operators to reduce integration costs for renewable energy capacities. This could obviously be possible once the renewable capacities sources could serve as reserve capacity. Since these are widely distributed and dispersed, their combined effect may well be used to guarantee a stable supply. The remaining problem behind is that the largely unpredictable character of wind and solar power supply is to be administered financially and in terms of timely transmission. We introduce a novel solution for the distributed negotiation process, which is compatible with electric distribution procedures. This is part of our DEZENT (Decentralized Management of Electric Power Distribution) project.

E. Hauptmeier: „KWK-Erzeugungsanlagen in zukünftigen Verteilungsnetzen - Potential und Analysen“, Universitätsbibliothek Technische Universität Dortmund, URL: <http://hdl.handle.net/2003/24549>, 06.08.2007

Zur Verbesserung der Nachhaltigkeit aktueller Energiesysteme und zum Ersatz von veralteten Erzeugungsanlagen sind Erneuerungs- und Effizienzsteigerungsstrategien zu finden. Hierzu bietet sich auch die Möglichkeit, statt Großkraftwerken mehrere kleinere Dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA) – im Kleinstleistungsbereich auch Mikro-Blockheizkraftwerke (Mikro-BHKW) – zu errichten. Aufgrund der eingeschränkten Wärmetransportfähigkeit und nicht in allen Regionen vorhandenen Wärmenetzen ist somit eine flächendeckende Installation von Mikro-BHKW in elektrischen Verteilungsnetzen denkbar, die die Wärmezeugung per Heizkessel ersetzen. Es ist jedoch zu beachten, dass die Strom- und Wärmeproduktion der Mikro-BHKW nicht unabhängig voneinander erfolgen, sondern durch eine nahezu konstante Stromkennzahl gekoppelt sind. Hinzu kommt, dass elektrische Verteilungsnetze historisch nicht zur Aufnahme von Energie an vielen Knoten konzipiert worden sind. Daher ist es notwendig, aktuelle Netze auf Eignung für flächendeckende DEA-Einspeisungen zu untersuchen. Dies betrifft den ungestörten Netzbetrieb und die Schutztechnik. Ziel der Forschungsarbeit ist es, ein mögliches Verfahren dazu in Einzelschritten darzustellen. Die Betrachtung basiert auf realen Nieder- und Mittelspannungsnetzen. Ihre wesentlichen Aspekte gliedern sich in notwendige Analysen und erweiterte Maßnahmen bis hin zu autonomen Schutzsystemen. Nach einer Darstellung der gesetzlich/wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen werden die dezentralen Einspeisungen und Lasten anhand von elektrischen und thermischen Lastprofilen beschrieben. Ein Modell des thermischen Lastgangs einzelner Gebäude unter der Berücksichtigung regionaler Parameter und Energiespeicher wird vorgestellt. Dies ermöglicht die Bestimmung von DEA-Bemessungsleistungen anhand von vorgegebenen Jahresvolllaststunden sowie die Ableitung ihrer Einspeiseprofile. Beides geht als Basisparameter in die nachfolgende elektrische Netzberechnung ein. Der stationäre DEA-Betrieb wird per Lastflussrechnung mit Lastprofilen analysiert, insbesondere in Hinblick auf die Bilanzprofile zur nächst höheren Spannungsebene. Anschließend erfolgt die Bewertung des gestörten Netzbetriebs anhand der subtransienten Kurzschlussleistung. Ferner wird auf die logische Funktionalität von Schutzgeräten und notwendige Verbesserungen am Beispiel von Maschennetzrelais eingegangen. Als Besonderheit, die durch konventionelle Schutzsysteme nicht ausreichend berücksichtigt wird, wird die Inselnetzbildung untersucht. Bislang wird lediglich die ungewollte Bildung von Inselnetzen nach VDE 0126 vermieden. Informationen über Auftrittswahrscheinlichkeit und Konzepte zur gewollten Inselnetzbildung existieren kaum. Entsprechend wird ein Systemkonzept für koordinierte Schutzsysteme unter DEA-Einsatz vorge-

schlagen. Abschließend wird exemplarisch die Wirtschaftlichkeit einer einzelnen Anlage aus Kundensicht analysiert.

Rehtanz, C.: „Dynamic Power Flow Controllers for Transmission Corridors“, Proceedings of Bulk Power Systems Dynamic and Control VII, Charleston, South Carolina, USA, 19-24.08.2007

The paper presents an approach to evaluate the benefits of a fast controllable power flow control device. The device, called dynamic power flow controller (DPFC), is introduced together with its control scheme. A generic corridor situation is analyzed for defining the conditions of a beneficial usage of a fast instead of a slow power flow controller. The integration of such a fast controller into a market simulation is described. A network situation from the UCTE system is chosen to calculate the economic benefits.

Rehtanz, C.: „Wo findet die Netzrevolution statt?“, Europalette, Zeitschrift der Fachschaft für Logistik und Wirtschaftsingenieurwesen, Universität Dortmund, Heft 14, 2007, S. 8 - 10

Es gibt Ideen und Ansätze eine zukünftige Energieübertragung zu gestalten. Aber die Idee allein reicht nicht aus. Die Innovation benötigt auch eine wirtschaftliche erfolgreiche Umsetzung. Im Wettbewerb zwischen den Regionen wird langfristig derjenige vorne liegen, die in der Lage ist, Innovationen zielgerichtet voranzutreiben. China erfährt hier einen hohen Bedarfsdruck, der zu innovativen Handlungsschritten führt. Die Technologiekompetenz wird hierdurch ausgebaut. In Europa werden die Technologien eher zögerlich aufgegriffen, was letztendlich Innovation hemmt. Nur wenn Ideen durch die enge Kooperation zwischen Hochschulen, Herstellern sowie Anwendungen umgesetzt werden, können diese auch die Zukunft sichern.

Rehtanz, C.: „Innovationen für elektrische Energienetze“, BWK, Springer, VDI-Verlag, Heft 11, 2007, S. 6-12

Das Energiemarktgeschehen steigert weltweit die Anforderungen an die Übertragungsnetze bezüglich Sicherheit, Flexibilität und Zuverlässigkeit. Dazu kommen steigende Umweltauforderungen. Eine Reihe von Innovationen sind verfügbar oder stehen kurz vor der Markteinführung, um diesen Herausforderungen zu begegnen. Im Folgenden werden ausgewählte Technologien vorgestellt und Anwendungsbeispiele aus Europa und China gezeigt. Der Einsatz innovativer Technologien ist ein wesentlicher Aspekt für die Zukunft der europäischen Energieversorgung, aber auch der Hersteller und des Forschungsstandortes Deutschland und Europa.

Rehtanz, C., Schulz, W., Handschin, E., Häger, U., Waniek, D.: „Estimation of the costs due to renewable energies for a transmission system operator”, EPE 2007, Aalborg (DK), 03-05 September 2007

By nature the generation from renewable energies sources is not performed on demand, but on offer. This yields the need of converting the energy to the actual demand. In Germany the execution of this process is obliged to the four transmission system operators. In this paper the occurring costs of the process of purchasing and transmitting renewable energies in Germany are analyzed for sample control areas. These costs include the expenses for additive required control power as well as the expenses caused by the special balancing group for renewable energies. During the operation of this balancing group accrue costs for balancing energy and as a result of trading transactions at electricity markets. Through this paper, the main question of the sensitivity of these costs from parameters in the observed control area is addressed.

Wedde, H., Lehnhoff, S.; Handschin, E.; Krause, O.: „A Technical and Distributed Management Basis for an Environmentally Clean and Sustainable Energy Supply”; In Proceedings of the 21st Conference on Environmental Informatics and System Research, Warsaw, Poland, 12-14 September, 2007

Rising market prices for energy, an apparent future shortage in fossil fuels, and alarming reports on pollution through CO₂ are causing a world-wide trend towards renewable and ecologically clean forms of energy. We report about ongoing work in the R&D project DEZENT establishing renewable electric energy supply and eventually replacing fossil energy sources. Producers are at the same time also consumers. Their production and consumption are largely unpredictable. With our combined expertise in Real-Time systems and Electric Power Distribution we developed price negotiations which are pursued by consumer/ producer agents on a P2P basis and are governed by tough end-to-end deadlines (< 0.5 sec) dictated by EE constraints. The strategies used for periods of 0.5 sec are designed for fast convergence while we may at the same time assume a constant demand/ supply situation. Malicious users will not succeed, and customers pay considerable less than under conventional management policies or structures. In this paper we allow the negotiation strategies themselves to be adaptive across periods thus achieving a most flexible bargaining for each individual customer involved. For this purpose we have defined distributed learning algorithms derived from Reinforcement Learning. While maintaining all benefits from the earlier stage of development we demonstrate that we obtain a much better performance across periods than the initial static algorithms. To our knowledge we have presented and investigated the first distributed learning algorithm in the area of Adaptive Real-time Systems. Since the electric distribution management can be equally finalized within each period we have laid the ground for a thorough provision with sustainable and clean electric energy.

Krause, O.; Rehtanz C.; Lehnhoff, S. Wedde, H.; Handschin, E.: „Realzeit Netzüberwachung auf Basis hochdimensionaler Körper“, VDE-ETG Kongress, Karlsruhe, 23.-24.10.2007

Ein sicherer und zuverlässiger Netzbetrieb ist auch unter dem Einfluss einer steigenden Zahl von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) die zentrale Aufgabe eines Netzbetreibers. Der Einfluss der DEA findet hier zumeist in nicht, oder kaum, beobachteten Verteilnetzen statt. Die bislang einzige Möglichkeit den sicheren Betrieb, d. h. speziell das Einhalten der Spannungsbänder und das Nichtüberschreiten der Stromtragfähigkeit von Leitungen des Netzes, zu gewährleisten ist eine Worst-Case-Abschätzung zur Dimensionierung der Anschlussleistungen von Lasten und Erzeugern. In diesem Artikel wird ein neuer Ansatz vorgestellt, der es ermöglicht in sehr kurzen Intervallen und in konstanter Zeit aus den Leistungsdaten der modellierten Netzknoten auf die Zulässigkeit der Belastungskonfiguration im Hinblick auf Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen zu schließen und die Einspeisung dementsprechend anzupassen. Wir berichten aus dem DFG geförderten F&E Projekt DEZENT.

Rehtanz, C.; Häger, U.: „Leistungsfluss geregelte Netze mit FACTS-Elementen und selbstgeführten HGÜ“, VDE –ETG Kongress, Karlsruhe 23.-24.10.2007

Die Leistungsflussregelung bietet die Möglichkeit Netze gleichmäßiger und höher auszulasten. Darüber hinaus kann eine erhöhte Flexibilität und Sicherheit bei kritischen Ereignissen erzielt werden. Konventionelle oder leistungselektronische Schräg regler sowie auch selbstgeführte Hochspannungs-Gleichstromübertragungen (HGÜ) bieten die technischen Voraussetzungen dazu. Ein optimaler Systemeinsatz kann jedoch nur mit einer geeigneten Weitbereichsregelung und -koordination erzielt werden. Dieser Beitrag zeigt den Einsatz einer koordinierten Leistungsflussregelung theoretisch als auch anhand von Praxisbeispielen auf.

Handschin, E.; Waniek, D.; Martin, A.; Mahlke, D.; Zelmer, A.: „Gekoppelte optimale Auslegung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen“, 7. VDI-Fachtagung „Optimierung in der Energiewirtschaft“, 27.-28.11.07, Leverkusen

Der Fokus dieser Arbeit liegt in der Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen, die durch den Einsatz von dezentralen Energieumwandlungsanlagen miteinander gekoppelt sind. Das Ziel ist die kostenminimale Auslegung und Dimensionierung der Leitungen unter Berücksichtigung der Abnehmernachfrage im Betrachtungszeitraum. Durch die zu treffenden Designentscheidungen sowie die detaillierte Beschreibung der Flussdynamiken in den einzelnen Netzen ergibt sich ein gemischt-ganzzahliges, nichtlineares Optimierungsproblem. Im Anschluss an die Beschreibung der Modellierung aus technischer und mathematischer Sicht und einer kurzen Vorstellung des verwendeten Optimierungsverfahrens werden erste numerische Ergebnisse dieser Untersuchungen an einem gekoppelten Testnetz präsentiert.

6.2 Diplomarbeiten

M. Kleemann: Konzeption und Aufbau einer Testeinrichtung zur Überprüfung der Inselnetzerkennung nach VDE 0126

Wenn eine dezentrale Energieumwandlungsanlage die Spannung in einem elektrischen Teilnetz aufrecht erhält, obwohl dieses vom übergeordneten Verteil- oder Übertragungsnetz getrennt ist, befindet sie sich im sogenannten Inselnetzbetrieb, der in Deutschland unzulässig ist. Deshalb müssen sich Anlagen im Kleinstleistungsbereich, die nicht direkt vom Verteilnetzbetreiber abgeschaltet werden können, im Falle eines ungewollten Inselnetzbetriebs selbsttätig ihre Einspeisung unterbinden. Die Funktionalität dieser Inselnetzerkennung und Verfahren, mit denen sie geprüft werden muss, sind durch die DIN VDE0126-1-1 festgelegt. Eines der in dieser Norm definierten Prüfverfahren wird als teilautomatisierter Prüfstand umgesetzt, was die Konzeptplanung und den Aufbau eines Prototyps umfasst. Schließlich wird seine Funktionalität im Experiment unter Beweis gestellt.

If a part of a low voltage electrical grid is disconnected from the mains, local distributed generation, which cannot be directly controlled by the network operator, must automatically switch-off in order to prevent the so-called „unintended islanding“. Function of islanding prevention and its testing is defined by the German standard DIN VDE0126-1-1. An automatically operated test facility based on this standard is developed. Having chosen an appropriate testing procedure a concept is created, which leads to the construction of a prototype, whose proper function is confirmed during experimental analysis.

K. Zhao: Erprobung eines Verfahrens zur Spannungshaltung in Verteilnetzen durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen

Im Fall der Einführung von DEA wird die Einhaltung der Spannung als ein Maß, die Spannungsversorgung zu bewerten angenommen, die Sicherheit und Zuverlässigkeit wird berücksichtigt. Die Spannung muss unter dem Sicherheitsbereich gehalten werden. In dieser Arbeit wird ein Algorithmus entwickelt, um einen relativen Profil der Veränderung der Spannung zur Verfügung zu stehen. Unterschiedliche Prüfungen wurde schon durchgeführt, die mögliche Faktoren, die Einfluss auf die Spannung haben, ist schon diskutiert, um die Verletzung auf den Netzwerk zu verhindern.

In the case of the installation of decentralised power supply in the network is the keeping the constant voltage as the standard to evaluate the quality of power distribution. the safety and stability must be considered, the voltage should keep the niveau under the safety area, in this paper the algorithmen is developed to supply the relative whole profile about the change of voltage. A series different test is already proceed, many possible factores, which influence on the voltage, have been discussed in oder to prevent the damage in power network.

M.Thiel: Betriebszustandsbestimmung elektrischer Verteilnetze bei begrenzter Information

In immer größerem Maße erfolgt die Energieerzeugung durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA). Diese werden nicht wie Großkraftwerke in der Hoch- und Höchstspannung angeschlossen, sondern in den unterlagerten Spannungsebenen. Dadurch verändert sich die Aufgabe in der Betriebsführung der Verteilnetze und eine hohe Einspeisung kann zu Überlastungen von Betriebsmitteln führen. Möglichst genaues Wissen über die Belastung könnte dabei teuren Netzausbau einsparen. In dieser Arbeit wird ein innovatives Verfahren vorgestellt, das aus wenigen Messwerten Rückschlüsse auf den Betriebszustand eines Netzes zieht. Diese Informationen können genutzt werden, um den Leistungsfluss auf den Leitungen genauer zu erfassen, Engpässe zu erkennen und diesen bei Bedarf entgegen zu wirken. Das Verfahren wurde in ein Programm umgesetzt, mit dem verschiedene Lastsituationen simuliert wurden. Es zeigte sich, dass die ermittelten Lösungen den Betriebszustand gut abschätzen.

An increasing part of the energy production is provided by distributed generation. In contrast to large scale power plants these units are not connected to the high-voltage. This change the tasks of network operation and a high feed-in can lead to overloadings of the electrical equipment. More precise knowledge about the loading could avoid expensive network upgrades. In this work an innovative method is introduced, which uses few measuring values to estimate the operating condition of a supply network. This information can be used to estimate the power flow on the lines more exactly, to recognize bottlenecks and to counteract against them when required. Based on this method, a program was developed and different load situations were simulated. The results show a good estimation of the operation conditions.

K. Görner: Aufbau einer Prüf- und Testumgebung für zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte

In dieser Arbeit wird der Entwurf und Aufbau einer Testumgebung für zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte (engl.: Phasor Measurement Unit, PMU) beschrieben. Schwerpunkt der Testumgebung ist die Untersuchung der Genauigkeit zur Erfassung stationärer Netzzustände, die im IEEE Standard C37.118 definiert sind und dynamischer Netzzustände.

This project contains the description of the design of a test application for time tagged Phasor Measurement Units (PMUs). Main focus of the test application is the examination of the accuracy of the measurement referring steady state conditions which are defined in the IEEE standard C37.118 as well as dynamic state conditions in power grids.

6.3 Studienarbeiten

M. Mandapathil: Einsatz lastflussbasierter Berechnungsverfahren zur verursachungsgerechten Allokation der Netzkosten in Verbundsystemen (Transmission system cost allocation in Germany)

In Deutschland gibt es vier unabhängige Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), die ihre Höchstspannungsnetze über nationale Kuppelleitungen zum deutschen Verbundsystem zusammengeschaltet haben. Die Stromnetzentgeltverordnung vom 25.07.05 verpflichtet jeden ÜNB, seine Netznutzungsentgelte nach einem Verfahren festzulegen, das nicht berücksichtigt, in welchem Ausmaß die Netznutzer von den Verbundleitungen Gebrauch machen. Nach der Analyse verschiedener Methoden zur Aufteilung der Netzkosten wird im Rahmen dieser Arbeit die lastflussbasierte Kostenallokationsmethode Multi Area Decoupled (MAD) auf das deutsche Übertragungsnetz angewendet, die im Gegensatz zur gegenwärtigen Praxis die individuelle Nutzung der Verbundleitungen in Betracht zieht. Aus dem Vergleich der Ergebnisse mit der aktuellen Situation wird der Fragestellung nachgegangen, ob die verursachungsgerechte Kostenzuordnung nach MAD eine sinnvolle Alternative zum bestehenden Regelwerk darstellt.

In Germany there are four independent transmission system operators (TSO) which have interconnected their extra-high-voltage network by means of national tie lines, thus forming the German transmission system. According to the latest amendment of the National Energy Act each TSO is obliged to set its transmission use charges subject to a special pricing formula which does not reflect the extent to which the agents use the national interconnecting lines. In the context of this thesis various transmission cost allocation schemes are analysed followed by the application of the flow-based method known as Multi Area Decoupled (MAD) to the German system. As opposed to the present practice MAD takes the individual use of the tie lines into consideration. The comparison of the results with the current situation leads to the question if the cost allocation in accordance with MAD is a sensible alternative to the existing approach.

F. Jäger: Test eines Heizkreissimulationsmodells und Erstellung eines Mischventilregelungskonzeptes

Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein mathematisches Modell für die thermohydraulische Beschreibung eines Heizkreises mittels des Simulationsprogrammes iCon-L programmiert und auf physikalische Richtigkeit überprüft. Fehler wurden behoben. Ein Regler für ein Mischventil zur Konstanthaltung der Heizungsvorlauftemperatur wurde entworfen und am Simulationsmodell getestet. Als Reglerstruktur wurden ein adaptiver PD-Regler und ein Fuzzy-Regler untersucht. Der Aspekt der Totzeitbehandlung wird diskutiert.

In this work a mathematical model for the thermo-hydraulic description of a heating circuit was developed. The model was programmed in the simulation software iCon-L. The physical accuracy was checked and faults were corrected. A controller for a mixing valve was designed to keep the flow temperature constant and it was tested using the simulation model. Different structures like PD- and fuzzy-controller were studied and the point of the dead time was discussed.

C. Prause: Bedeutung und Anwendungsbereich der spektralen Netzimpedanz als Messgröße

Zurzeit wird die Netzimpedanz, die eng mit der Kurzschlussleistung an einem Netzanschlusspunkt in Verbindung steht, als auf die Grundschiwingung beschränkte Messgröße von z.B. Schutzgeräten überwacht. Im Rahmen dieser Arbeit sind Verfahren untersucht worden, die diese Größe über einen weiten Frequenzbereich erfassen. Werden diese Messverfahren standardisiert und flächendeckend angewandt, kann die spektrale Netzimpedanz nützliche Informationen für den Netzbetrieb liefern.

Measurement of grid impedance, which corresponds to the short-circuit power at the point of common coupling, is currently limited to its fundamental component and at the time applied in e.g. protective relays. Different means of acquiring the grid impedance over a wide frequency range, which are recently in the focus of research, have been analysed. If these measurement procedures are standardised and widely applied, the spectral grid impedance can provide useful information for mains operation.

C. Ringstmeier: Analyse der Kostenstruktur und der Wettbewerbssituation eines Stromhändlers

Im Rahmen der Liberalisierung des deutschen Strommarktes hat der Stromkunde die Möglichkeit seinen Stromlieferanten frei zu wählen. Ein attraktives Preis-Leistungsverhältnis und eine zielgerichtete Vermarktung rücken daher für einen Stromhändler immer weiter in den Vordergrund, um sich im Wettbewerb erfolgreich zu positionieren und zu etablieren. Dabei spielt die Gestaltung der Stromtarife eine große Rolle, was dazu führt, dass der Stromhändler eine strukturierte Beschaffung verfolgen muss. In diesem Zusammenhang sollen in dieser Arbeit die einzelnen Kostenpositionen eines Stromhändlers bei der Strombeschaffung analysiert und eine mögliche Beeinflussbarkeit beleuchtet werden. Ebenso wird auf mögliche Vorgehensweisen in der Vermarktung von Stromprodukten eingegangen. An Hand von Anwendungsbeispielen folgt eine praxisnahe Betrachtung der Kostenkomponenten mit dem Ergebnis, dass bei Streuung der Strombeschaffung die Kosten am niedrigsten ausfallen und dem Stromhändler entscheidende Vorteile einräumen.

Within the scope of the liberalization of the German power market the energy customer has the possibility to select freely an electricity supplier. In this case a well-balanced price-performance ratio and a target-oriented marketing come to the fore to realize a successful positioning in the competition. Thereby the arrangement of electricity tariffs becomes an important aspect so that the energy trader has to pursue a well structured procurement of energy. The present paper discusses and analyzes the costs in the several stages of procurement of energy and the trader's influence on these costs. After that, the paper focuses on feasible procedures of marketing energy products. A practically oriented application with sample calculations on real values follows. The results are low costs by diversification in procurement and important advantages for the trader.

H. Belitz: Entwicklung einer Weitbereichsregelung für dynamische Lastflussregler

Durch die Liberalisierung und der damit verbundenen höheren Auslastung von Kuppelleitungen zwischen einzelnen Regelzonen steigt die Anzahl von installierten lastflussregelnden Betriebsmitteln. Bei unkoordinierter Anwendung der Lastflussregler regelt jeder nur die eigene Leistung aus und schiebt bei zu hoher Belastung die Leistung auf die anderen Kuppelleitungen. In dieser Arbeit werden zwei Verfahren zur Weitbereichsregelung modelliert und untersucht, bei denen alle im Netz befindlichen Lastflussregler miteinander interagieren und zusammenarbeiten. Ziel ist es, bei einem Leistungsanstieg alle betroffenen Kuppelleitungen, unabhängig von deren Impedanzen und Strombelastbarkeiten, nahe der Belastungsgrenze zu betreiben. Die Weitbereichsregelungen werden auf zwei vereinfachte Netzmodelle angewendet und durch die jeweilige Höhe der Übertragungskapazität bewertet.

The liberalization of the energy market requires a more efficient use of the actual transmission lines in a more efficient way. Hence the adoption of load flow controllers is required. If the load flow controllers are operated without any coordination every load flow controller controls the transmission line on which it is installed. To gain the maximum transmission capacity a wide area control between the load flow controllers is needed. In this thesis two potential wide area control systems are presented. The coordination yields that all transmission lines reach their loading limits, independent from their impedance and loadability. The two specific control algorithms are exposed and used on simplified models.

M. Diebig: Risikoabschätzung für einen Kraftwerksneubau in der Nähe eines Netzengpasses

In den nächsten Jahren wird es, bedingt durch das Alter der momentan vorhandenen Kraftwerke nötig sein, neue Kraftwerke zu bauen und an das Übertragungsnetz anzuschließen. Um vorab eine grobe Abschätzung machen zu können, ob sich das Kraftwerk, mit den gegebenen Parametern überhaupt an einer bestimmten Stelle an das Übertragungsnetz anschließen lässt, ist es notwendig, die Stabilität zu überprüfen. Im Rahmen dieser Arbeit werden die statische und transiente Stabilität unter Variation der Parameter für das Kraftwerk und der möglichen Netzanchlussknoten untersucht. Dafür werden zuerst alle benötigten Parameter bestimmt und variiert, um den Einfluss der jeweiligen Größe bewerten und abschätzen zu können. Dazu werden bedingt durch die gegebenen technischen Richtlinien und Anforderungen Berechnungen und Simulationen durchgeführt, um am Ende dieser Arbeit eine Risikoabschätzung für einen Kraftwerksanschluss durchführen zu können.

In the next few years it will be necessary to build up new power plants due to the age of the existing power plants. It is important to make sure that there is no risk in connecting the power plant to the power grid. For that matter the stability of the system has to be verified. The given parameters of the complete system and the location of the junction have to be considered. In this thesis the static and transient stability are analysed for the connection of a power plant. Therefore all parameters which influence the stability are defined and varied. In this way it is possible to evaluate the impact of the parameters according to the stability. The given technical

principles and requirements determine the calculations and simulations. At the end of this thesis a risk evaluation for a power plant are presented.

B. Gwisdorf: Modellierung eines dynamischen Lastflussreglers zum Abbau von Netzengpässen

Durch die Liberalisierung der Energieversorgung gewinnt das Netzengpass-Management stetig an Bedeutung. Kuppelleitungen sind nicht für die vom Markt gewünschten Übertragungskapazitäten dimensioniert und eine Verstärkung von bestehenden Trassen ist oft nur begrenzt möglich. Eine Lösung für diese Problematik stellen Betriebsmittel zur Lastflussregelung dar. In dieser Arbeit werden verschiedene Konzepte zur Lastflussregelung vorgestellt und analysiert. Zunächst wird auf die physikalischen Grundlagen der Lastflussregelung eingegangen. Anschließend werden sowohl konventionelle als auch dynamische Konzepte zur Lastflussregelung betrachtet. Abschließend wird ein hybrider Lastflussregler modelliert und das Potential dieses Konzepts zum Abbau von Netzengpässen an einer beispielhaften Netzengpasssituation untersucht.

The liberalisation of energy markets increases the importance of congestion management. Tie lines are not dimensioned for the power flow, which is demanded by the market and the opportunity of building new lines is not practical in many cases. A solution for this problem is a utility for power flow control. In this thesis several concepts of power flow controllers are introduced and analysed. First of all basic physical aspects of power flow control are discussed. There become next conventional as well as dynamic concepts for power flow control considered. Finally a hybrid power flow controller is modelled and the potential of reducing supply shortfalls by this concept is surveyed within an electrical grid.

A. Worgull: Technische und wirtschaftliche Bewertung der Zählerfernauslesung für Letztverbraucher mit einer jährlichen Entnahme von bis zu 100.000 Kilowattstunden“

In Deutschland wurde mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes die erste Stufe der Liberalisierung des Mess- und Zählwesens für den Haushalts- und Kleingewerbebereich geschaffen. Die wettbewerbliche Organisation des Marktes soll zu einer Effizienzsteigerung bei den abzuwickelnden Prozessen führen und die innovative Geräteentwicklung zur Zählwertbereitstellung fördern. Durch diese Änderungen der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen werden somit neue Herausforderungen an das Mess- und Zählwesen gestellt. Dabei nimmt die Technologie der automatischen Zählerfernauslesung eine zentrale Rolle im Gesamtzusammenhang ein. In dieser Arbeit werden die Auswirkungen durch den Einsatz von fernauslesbaren Zählsystemen untersucht und bewertet. Das Ziel ist die Gegenüberstellung der entstehenden Vor- und Nachteile sowie einen Handlungsvorschlag für die Marktteilnehmer zu erarbeiten.

By the amendment of the German Law of Energy Industry in 2005 the first step towards the liberalization of measuring for private and small business customers was created. The improvement of efficiency and the support of innovative product development are two of the primary aims by the competitive organisation of the market. These changes of the regulatory framework pose

challenges for electrical metrology. In this context the automated remote readout technology plays an important role. The effects of the use of this technology are determined and evaluated in this thesis. Beyond this analysis the benefits and disadvantages for the market participants are opposed. The thesis concludes with a suggestion for each of the involved participants.

C. Lakenbrink: Technisch-ökonomische Modellierung des europäischen Energieübertragungsnetzes

Die Liberalisierung der europäischen Elektrizitätswirtschaft führte aufgrund der durch den heterogenen Kraftwerkspark begründeten unterschiedlichen Stromerzeugungskosten zu einer starken Zunahme des grenzüberschreitenden Stromhandels. Der Einsatz einer länderübergreifenden Merit Order wird durch unzureichende Übertragungskapazitäten der Kuppelleitungen eingeschränkt. Durch Veränderungen im Kraftwerkspark und einer Zunahme der Lasten wird diese Problematik verstärkt. In der vorliegenden Arbeit wird ein Modell entwickelt, welches es ermöglicht, die Auswirkungen einer geänderten Einspeisetopologie auf die länderübergreifenden Lastflüsse abzuschätzen und einen möglichen Investitionsbedarf zu identifizieren. Es bildet die Ausgangsbasis für eine weitergehende Modellierung des Europäischen Übertragungsnetzes. An einem Beispiel wird zudem ein möglicher, zukünftiger Investitionsbedarf in Folge der Inbetriebnahme von Offshore-Windparks in Deutschland nachgewiesen.

The liberalisation of the European electricity markets leads to a strong increase of cross border trades due to different national generation costs. These trades and finally the existence of a European merit order are restricted by insufficient transmission capacities of cross-border lines. An increasing consumption and changes in structure of the national power plant mix will enforce this set of problems. In the present work a Model of the European transmission system is developed to estimate the effects on cross-border power flows caused by a change in the generation topology. Furthermore it gives an identification of required investment. The model provides a basis of a more detailed modelling of the European transmission system. Finally the future demand of possible investments due to the installation of offshore windparks in Germany is shown.

A. Gohlke: Analyse der systematisch bedingten Ausgleichsenergiekosten eines Bilanzkreises

Durch die Einrichtung von Bilanzkreisen wird die verursachungsgerechte Abrechnung der im Netzbetrieb entstehenden Regelenergiekosten ermöglicht. Die Abrechnung der Bilanzabweichungen findet im Viertelstundenraster statt, während die kürzeste an der European Energy Exchange (EEX) gehandelte Lieferperiode eine Stunde beträgt. Deckt ein Stromhändler seinen Energiebedarf vorwiegend im Stundenraster, entstehen systematisch bedingte Abweichungen aufgrund der Diskrepanz zwischen Handels- und Messperiode. In der vorliegenden Arbeit wird die Existenz dieser Problematik nachgewiesen und ein Modell entwickelt, um die daraus resultierenden Kosten für Bilanzkreise variierender Größe und Kundenstruktur abzuschätzen. Für typi-

sche Bilanzkreise kann gezeigt werden, dass die durch Bilanzabweichungen verursachten Kosten weniger als ein Prozent des gesamten Energiebezugs betragen. Im Anschluss daran werden verschiedene wirtschaftlich sinnvolle Möglichkeiten zur Minimierung dieser Kosten diskutiert.

The installation of balancing groups makes the activity-based settlement of costs of control energy, which occur during mains operation, possible. The settlement of the deviations takes place on a 15 minutes basis, whereas the shortest period of trade on the EEX is one hour. Systematic caused deviations resulting from this difference of periods when a trader satisfies his demand mainly with hour contracts. This thesis proofs the evidence of this problem and develops a model to estimate the costs because of these deviations for several balancing groups of different sizes and structure of customers. It is shown that the heights of these costs which occur because of the systematic deviations are less than one per cent of the procurement costs. Afterwards several economically reasonable possibilities to reduce these costs are discussed.

6.4 Projektarbeiten

I. Gerzen, S. Kreutz, Ch. Ringstmeier: „Konsequenzen von Versorgungsunterbrechungen aus Sicht der Kunden“

Unterbrechungen oder Störungen im Stromnetz sind jederzeit aktuell und nicht zu vernachlässigen, wie jüngste Ereignisse zeigen. Mit in Kraft treten des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 befindet sich der deutsche Energiemarkt in einer Umbruchsituation. Die vollständige Änderung von Verordnungen und Regelungen sind längst noch nicht abgeschlossen. In den kommenden Jahren soll auch hier zu Lande eine Anreizregulierung angewandt werden. Die vorliegende Projektarbeit beschäftigt sich mit den Konsequenzen von Versorgungsunterbrechungen aus der Sicht des Kunden. Es werden in diesem Zusammenhang zum einen die möglichen Vorkehrungsmaßnahmen und die technischen sowie wirtschaftlichen Auswirkungen betrachtet. Zum anderen wird die Schadensersatzsituation der Kunden näher beleuchtet, ein Vergleich zu Norwegen gezogen und die Situation in Russland dargestellt. Methodisch wird die Arbeit von einer Kundenbefragung begleitet. Unsere Ergebnisse sind neben weiteren Faktoren stark von der zunehmenden Wichtigkeit von Vorsorgemaßnahmen im Fall einer Stromunterbrechung geprägt.

As the most recent events demonstrate, the interruption of power always belongs to the Current topics and is therefore not to be disregarded. The situation at the German power market is at the edge of changing right now due to the new „Energiewirtschaftsgesetz“ from the 7th of July 2005. The complete development of laws and registrations has not finished yet. Throughout the course of the upcoming years, the regulatory strategy concerning the benchmarking of the company's efficiency will be used in Germany as well. The paper discusses the problem of the consequences of power interruptions from the customer's point of view. By regarding the possible precautionary measures in case of a power interruption on the one hand, we described the technical and economical effects on the other hand. In addition to that we concentrated on the probability of the indemnity of the customer as well as drawing a comparison to Norge and declaring the situation in Russia. The paper will be accompanied by an interrogation of the different customers of the private, industry and public sector. Besides numerous other factors, our results are extremely affected by the growing importance of required arrangements for the case of power interruption.

7. Promotionen

Erik Hauptmeier: **KWK-Erzeugungsanlagen in zukünftigen Verteilungsnetzen - Potential und Analysen -**

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

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

Tag der mündl. Prüfung: 13.04.2007

Zur Verbesserung der Nachhaltigkeit aktueller Energiesysteme und zum Ersatz von veralteten Erzeugungsanlagen sind Erneuerungs- und Effizienzsteigerungsstrategien zu finden. Hierzu bietet sich auch die Möglichkeit, statt Großkraftwerken mehrere kleinere Dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA) – im Kleinstleistungsbereich auch Mikro-Blockheizkraftwerke (Mikro-BHKW) – zu errichten. Aufgrund der eingeschränkten Wärmetransportfähigkeit und nicht in allen Regionen vorhandenen Wärmenetzen ist somit eine flächendeckende Installation von Mikro-BHKW in elektrischen Verteilungsnetzen denkbar, die die Wärmeerzeugung per Heizkessel ersetzen. Es ist jedoch zu beachten, dass die Strom- und Wärmeproduktion der Mikro-BHKW nicht unabhängig voneinander erfolgen, sondern durch eine nahezu konstante Stromkennzahl gekoppelt sind. Hinzu kommt, dass elektrische Verteilungsnetze historisch nicht zur Aufnahme von Energie an vielen Knoten konzipiert worden sind. Daher ist es notwendig, aktuelle Netze auf Eignung für flächendeckende DEA-Einspeisungen zu untersuchen. Dies betrifft den ungestörten Netzbetrieb und die Schutztechnik. Ziel der Forschungsarbeit ist es, ein mögliches Verfahren dazu in Einzelschritten darzustellen. Die Betrachtung basiert auf realen Nieder- und Mittelspannungsnetzen. Ihre wesentlichen Aspekte gliedern sich in notwendige Analysen und erweiterte Maßnahmen bis hin zu autonomen Schutzsystemen.

Nach einer Darstellung der gesetzlich/wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen werden die dezentralen Einspeisungen und Lasten anhand von elektrischen und thermischen Lastprofilen beschrieben. Ein Modell des thermischen Lastgangs einzelner Gebäude unter der Berücksichtigung regionaler Parameter und Energiespeicher wird vorgestellt. Dies ermöglicht die Bestimmung von DEA-Bemessungsleistungen anhand von vorgegebenen Jahresvolllaststunden sowie die Ableitung ihrer Einspeisepprofile. Beides geht als Basisparameter in die nachfolgende elektrische Netzberechnung ein.

Der stationäre DEA-Betrieb wird per Lastflussrechnung mit Lastprofilen analysiert, insbesondere in Hinblick auf die Bilanzprofile zur nächst höheren Span-

nungsebene. Anschließend erfolgt die Bewertung des gestörten Netzbetriebs anhand der subtransienten Kurzschlussleistung. Ferner wird auf die logische Funktionalität von Schutzgeräten und notwendige Verbesserungen am Beispiel von Maschennetzrelais eingegangen. Als Besonderheit, die durch konventionelle Schutzsysteme nicht ausreichend berücksichtigt wird, wird die Inselnetzbildung untersucht. Bislang wird lediglich die ungewollte Bildung von Inselnetzen nach VDE 0126 vermieden. Informationen über Auftrittswahrscheinlichkeit und Konzepte zur gewollten Inselnetzbildung existieren kaum. Entsprechend wird ein Systemkonzept für koordinierte Schutzsysteme unter DEA-Einsatz vorgeschlagen. Abschließend wird exemplarisch die Wirtschaftlichkeit einer einzelnen Anlage aus Kundensicht analysiert.

Hendrik Neumann: Zweistufige stochastische Betriebsoptimierung eines Virtuellen Kraftwerks

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

Korreferent: Prof. Dr. R. Schultz

Tag der mündl. Prüfung: 13.04.2007

Neue Rahmenbedingungen und technische Entwicklungen stellen die Energiewirtschaft in Zukunft vor große Herausforderungen. Das Ziel einer Klimaschonenden Energieversorgung unter Verzicht auf Kernenergie bietet ein großes Potenzial für eine dezentrale verbrauchsnahe Erzeugung von Strom und Wärme. Der koordinierte Betrieb mehrerer dezentraler Energieumwandlungsanlagen und Energiespeicher in einem Virtuellen Kraftwerk eröffnet dem Betreiber vielfältige Optimierungsmöglichkeiten zur Erzielung einer hohen Wirtschaftlichkeit. Zur Realisierung dieses Optimierungspotenzials in der Praxis wird ein Modell zur Betriebsoptimierung eines Virtuellen Kraftwerks im Kurz- und Kurzestfristbereich unter Berücksichtigung der technischen Randbedingungen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eines liberalisierten Energiemarktes entwickelt. Wegen der am Vortag auf der Grundlage unsicherer Prognosen zu treffenden Entscheidungen wird die Anwendung eines stochastischen Optimierungsverfahrens vorgestellt. Der hierbei gegenüber einem herkömmlichen deterministischen Optimierungsverfahren erzielbare Mehrwert wird anhand einer Beispielkonfiguration evaluiert und analysiert.

Woldemar Schulz: Strategien zur effizienten Integration der Windenergie in den deutschen Elektrizitätsmarkt

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

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

Tag der mündl. Prüfung: 12.09.2007

In den letzten Jahren ist in Deutschland ein starker Anstieg der installierten Windleistung zu verzeichnen. Dieser Trend soll sich entsprechend der politischen Forderung auch in der Folgezeit fortsetzen. Die effektive Integration der zunehmenden Einspeisung aus den Windenergieanlagen in die öffentliche Energieversorgung erfordert jedoch geeignete Strategien, welche in der vorliegenden Arbeit untersucht wurden.

- Die aktuelle Situation der Integration der Windeinspeisung in Deutschland zeichnet sich unter anderem durch folgende Merkmale aus: Die Windenergie beeinflusst nachhaltig das Geschehen auf dem Strommarkt und führt zu einer erhöhten Volatilität des durchschnittlichen Stromgroßhandelspreises.
- Aus der Umsetzung des EEG erwachsen für die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) hohe Kosten, die die Netznutzungsentgelte stark belasten.

Die Negativeffekte des EEG können durch Schaffung geeigneter Marktstrukturen, wie z.B. einer gemeinsamen Regelzone mit nur einem Bilanzkreis für Strom nach EEG, sowie durch Orientierung des EEG-Prozesses an den Marktbedingungen verringert werden. Eine Alternative zu dem in Deutschland derzeit praktizierten Verfahren stellt die selbständige, aktive Teilnahme der Windstromerzeuger am Elektrizitätsmarkt. Am Beispiel eines Offshore-WEA-Parks mit 400 MW installierter Leistung, wurde gezeigt, dass die Teilnahme großer WEA-Verbunde am Stromhandelsmarkt ggf. bei angemessenem Verlustausgleich und unter Anpassung der Marktregeln möglich ist. Während die Bedingungen am Stromgroßhandelsmarkt von WEA-Parks erfüllt werden können, sind im Hinblick auf die Anforderungen zur Erbringung von Regelreserveleistung deutliche Annäherungen an die Charakteristik und die Möglichkeiten der WEA auf Basis von Risikoanalysen erforderlich. Eine effiziente Integration der Offshore-WEA erfordert somit umfangreiche Anpassungen sowohl auf der Seite der Betreiber von Offshore-WEA und des Gesetzgebers als auch auf der Seite der wichtigen Marktakteure, insbesondere der Börse, der Erzeuger und der Netzbetreiber.

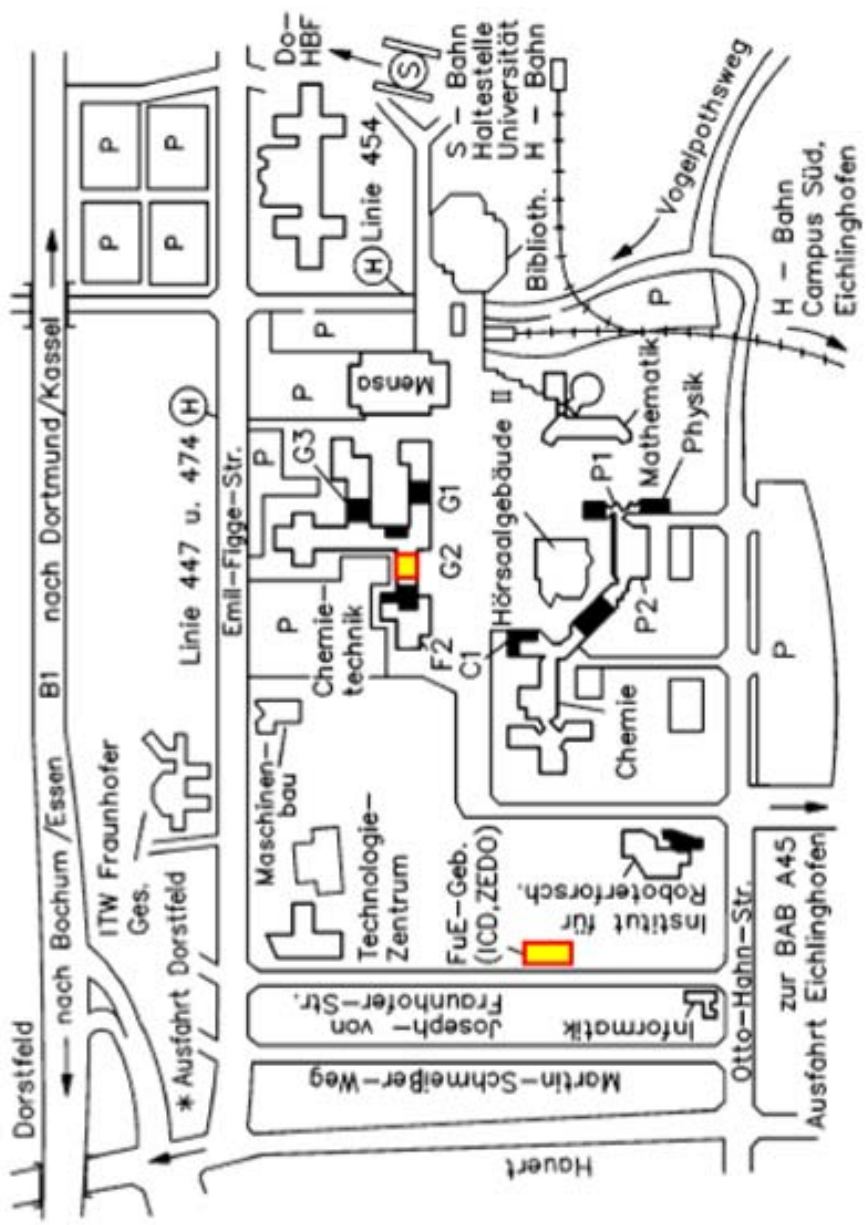
Ingo Jürgens: **Langfristoptimierung für das risikoorientierte Asset Management von elektrischen Energieversorgungssystemen**

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

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. C. Neumann

Tag der mündl. Prüfung: 30.11.2007

Die Schlüsselaufgabe des technischen Asset Management besteht darin, die elektrischen Versorgungsnetze so zu bewirtschaften, dass eine ausgewogene Balance zwischen Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit erzielt wird. Zur Unterstützung der komplexen Entscheidungsprozesse bei der Zuordnung von Instandhaltungs- und Erneuerungsmaßnahmen werden objektive Optimierungsverfahren benötigt, welche die maximale Ausschöpfung möglicher Kosten-Nutzen-Potenziale von Maßnahmenalternativen für gesamte Systeme ermöglichen. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird ein Optimierungsverfahren entwickelt, welches das Ausfallrisiko von Systemen über einen mehrjährigen Zeitraum hinweg ganzheitlich optimiert. Es basiert auf einem Risikomodell, das die beiden Parameter Bruttoschaden (monetäre Verluste im Falle eines Ausfalls) und Ausfallwahrscheinlichkeit enthält. Ihre Modellierung wird anhand in der Praxis verfügbarer Daten vorgenommen, wobei aktuelle regulatorische, technische, wirtschaftliche und organisatorische Randbedingungen berücksichtigt werden. Das ganzheitliche Optimierungsproblem wird mittels eines gemischt-ganzzahligen linearen Programms modelliert. Darüber hinaus wird ein Optimierungsansatz vorgestellt, der die langfristige Budgetplanung für das technische Asset Management objektiv unterstützt. Die Optimierungsverfahren werden auf zwei Systeme der Hochspannungsebene angewendet. Durch die ganzheitliche Systemoptimierung wird, verglichen mit Referenzszenarien, eine deutlich effizientere Maßnahmen- und Budgetplanung realisiert.



CT-G2 LS Für Energiesysteme und Energiewirtschaft
 Parkplatz-Einfahrt 9-10



Emil-Figge-Str. 70
D-44227 Dortmund
Germany

Tel: +49-(0)231-755-2396
Fax: +49-(0)231-755-2694
www.esw.e-technik.tu-dortmund.de
christian.rehtanz@tu-dortmund.de