

2016

JAHRESBERICHT  
ANNUAL REPORT



Institut für  
Energiesysteme, Energieeffizienz  
und Energiewirtschaft

**Herausgegeben vom**

ie<sup>3</sup> – Institut für Energiesysteme, Energiewirtschaft und Energieeffizienz  
Technische Universität Dortmund  
Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz, Prof. Dr.-Ing. J. Myrzik  
44221 Dortmund

Telefon: (0231) 755-2396  
Telefax: (0231) 755-2694  
E-Mail: [ie3.etit@tu-dortmund.de](mailto:ie3.etit@tu-dortmund.de)  
Web: [www.ie3.tu-dortmund.de](http://www.ie3.tu-dortmund.de)

Redaktion: D. König, Dr. F. Rettberg

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

## Vorwort

Wieviel Netz benötigt die Energiewende? Wie kann durch neue Technologien der Netzausbau effizient gestaltet werden? Wie lässt sich das Gesamtsystem flexibilisieren? Sind Speicher eine sinnvolle Ergänzung? Wie werden Elektrofahrzeuge optimal geladen und in die Energieversorgung integriert? Welche neuen Ansätze gibt es in der Schutz- und Leittechnik? Wie funktioniert das zukünftige überwiegend leistungselektronisch geprägte Energiesystem? Was ermöglicht die Digitalisierung im Hinblick auf die Energiewende?

Zur Beantwortung dieser und weiterer Fragen werden Forschungsprojekte am ie<sup>3</sup> ausgestaltet und bearbeitet. Eine Basis bilden Szenarien für die zukünftige multimodale Versorgungsaufgabe. Hierbei wird der Bedarf an elektrischer Energie durch die Kopplung mit den Sektoren Mobilität und Wärme zweifelsfrei an Bedeutung gewinnen. Stromanwendungen in Gemeinden, Städten und Industrien müssen flexibilisiert werden, um einen Ausgleich mit den erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Regionale Konzepte müssen mit dem Gesamtsystem harmonisiert werden. Verteilnetze stehen hier vor neuen Aufgaben und deren Zusammenspiel mit dem Übertragungsnetz muss geeignet ausgestaltet werden, so dass z.B. Systemdienstleistungen aus den Verteilnetzen genutzt werden können.

Für alle diese Aufgaben sind neben Zukunftskonzepten insbesondere auch konkrete technische Lösungen erforderlich. Beispielsweise sind regelbare Netzkomponenten auf allen Ebenen mit entsprechenden Regelungen zu entwerfen. Auch muss die Schutz- und Leittechnik neueste IKT-Lösungen aufgreifen und dadurch neue Funktionen effizient umsetzen.

Die Studie zur Momentanreserve für die Deutsche Energieagentur (dena) und das Gutachten zum Netzentwicklungsplan (NEMO) seien hier nur exemplarisch genannt. Projekte wie 'Stadt als Speicher' sind erfolgreich in die Pilotphase gegangen. Der Laborbereich des ie<sup>3</sup> wurde weiter ausgebaut. Mit dem im Aufbau befindlichen 'Smart Grid Technology Lab' wird es möglich sein, reale Verteilnetze im Labor abzubilden und Netzkomponenten sowie zugehörige Schutz- und Leittechnik in praxisrelevanter Umgebung zu testen. Hierdurch werden Innovationsschritte von der Theorie zur Praxis ermöglicht. Der Jahresbericht gibt Ihnen auch in diesem Jahr wieder einen Überblick, wie sich das ie<sup>3</sup> diesen vielfältigen Themen in Forschung und Lehre widmet.

Eine hochwertige Ausbildung von Studierenden und Mitarbeitern legt darüber hinaus den Grundstein für einen Innovationstransfer „über Köpfe“. So konnte neben der nunmehr seit 10 Jahren existierenden ef.Ruhr GmbH die Firma Logarithmo ausgegründet werden. Logarithmo bietet einen cloudbasierten B2B-AppStore über den algorithmische Berechnungen einfach nutzbar werden. Das Angebot umfasst vor allem datengetriebene Verfahren wie z.B. Optimierungen, Prognosen und Advanced Analytics für Energie- und Logistik-Probleme.

Ein Höhepunkt des Jahres war das wissenschaftliche Festkolloquium am 18. Nov. anlässlich des 75. Geburtstags von Prof. Handschin. Freunde und Alumni des Instituts haben gemeinsam auf die Entwicklung der Energiesystemforschung von Anfang der 1970er Jahre bis heute zurückgeblickt und den Lehrstuhlgründer gebührend gefeiert, dem Viele Vieles zu verdanken haben.

Wir bedanken uns bei allen Mitarbeitern, Partnern und Freunden für die gute Zusammenarbeit und wir freuen uns auf eine weitere erfolgreiche gemeinsame Zukunft.

Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz  
Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin

Prof. Dr.-Ing. Johanna M. A. Myrzik

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Personal .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Kooperationen und Ausgründungen.....</b>	<b>4</b>
<b>3. Lehrbetrieb.....</b>	<b>7</b>
3.1 Vorlesungen .....	7
<b>3.2</b> Exkursionen .....	<b>8</b>
<b>3.3</b> Seminare .....	<b>8</b>
<b>4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten .....</b>	<b>9</b>
4.1 Netzdynamik und Stabilität.....	13
4.2 Schutz- und Leittechnik.....	23
4.3 Transportnetzplanung und Energiemärkte.....	30
4.4 Verteilnetzplanung und –betrieb .....	36
4.5 Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität .....	49
4.6 Leistungselektronik, Power Quality und Energieeffizienz .....	54
<b>5. Veröffentlichungen und Vorträge .....</b>	<b>58</b>
5.1 Publikationen.....	58
5.2 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts.....	60
5.3 Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	62
<b>6. Studentische Arbeiten .....</b>	<b>66</b>
6.1 Masterarbeiten .....	66
6.2 Bachelorarbeiten .....	68
6.3 Projektarbeiten .....	69
<b>7. Promotionen .....</b>	<b>70</b>

## 1. Personal

### Institutsleitung

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz  
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik  
Univ.-Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin

### Sekretariat

Nicole Funke

### Wissenschaftliche und administrative Koordination

Dr.-Ing. Ulf Häger  
Dipl.-Ing. Dieter König  
Dr. rer. pol. Jan Fritz Rettberg

### Akademische Gäste

Javier A. Comellys Checa, M. Sc., Argentinien  
Sonia B. López Moscarda, M. Sc., Argentinien  
Gabriel F. Baum Ramos, M. Sc., Argentinien  
Yilong Duan, M. Sc., V. R. China

### Externe Doktoranden

Dr.-Ing. Mark Arnold, Bosch Thermotechnik GmbH  
Dipl.-Ing. Benjamin Haase, FhG UMSICHT

### Wissenschaftliches Personal

Marvin Albrecht, M. Sc.  
Dipl.-Ing. Christoph Aldejohann  
Marilyn Winifred Asmah, M. Sc.  
Dipl.-Ing. Björn Bauernschmitt  
B. Sc. Patrick Berg  
Dr.-Ing. Malte Bolczek  
Annika Brüggemann, M. Sc.  
Stefan Dahlhues, M. Sc.  
Dipl.-Inf. Bernhardt Dick  
Suleiman M. H. Eljaroubi, M. Sc.  
Fabian Erlemeyer, M. Sc.  
Dr. Sc. ETH F. Friemann  
Dr.-Ing. Kay Görner  
Dr.-Ing. Marco Greve  
Zita Hagemann, M. Sc.  
Diego Hidalgo Rodriguez, M. Sc.  
Dominik Hilbrich, M. Sc.  
Jonas Hinker, M. Sc.  
Johannes Hiry, M. Sc.  
Mara Holt, M. Sc.  
Dr.-Ing. Jan Kays  
Björn Keune, M. Sc.  
Dipl.-Wirt.-Ing. Stefan Kippelt  
Chris Kittl, M. Sc.  
Dennis Klein, M. Sc.  
Marie-Louise Kloubert, M. Sc.  
Andreas Kubis, M. Sc.

### Lehrbeauftragte

Prof. Dr.-Ing. Lars Jendernalik, Westnetz GmbH  
Dr.-Ing. Ulrich Möhl, Lean Energy Services GmbH

### Administration und Technik

Nina Ganser  
Dipl.-Ing. Sven Oliver Seibt  
Ulrich Senkowsky  
Klaus-Dieter Tesch

Dr. Fujun Ma, V. R. China  
Chonggan Liang, M. Sc., V. R. China  
Sergio F. Contreras, M. Eng., Kolumbien

Alexander Koch, M. Sc., Robert Bosch GmbH  
Dr.-Ing. Fabian Wandelt, Evonik

Dipl.-Inf. Markus Küch  
Dipl.-Wirt.-Ing. Volker Liebenau  
Dipl.-Ing. Jonas Maasmann  
Björn Matthes, M. Sc.  
Daniel Mayorga Gonzalez, M. Sc.  
Matthias Meißner, M. Sc.  
Dr.-Ing. Sven Christian Müller  
Baktash Nasiri, M. Sc.  
Dr.-Ing. Theresa Noll  
Rajkumar Palaniappan, M. Sc.  
Oliver Pohl, M. Sc.  
Dr.-Ing. Kalle Rauma  
Florian Rewald, M. Sc.  
Lena Robitzky, M. Sc.  
Dr.-Ing. Sebastian Ruthe  
Dipl.-Wirt.-Ing. Thorsten Schlüter  
Dr.-Ing. Johannes Schwippe  
Dr.-Ing. Andreas Seack  
Dipl.-Ing. Anton Shapovalov  
Christopher Spieker, M. Sc.  
Michael Steglich, M. Sc.  
Dr.-Ing. Jan Teuwsen  
Dipl.-Wirt.-Ing. Jonas von Haebler  
Christian Wagner, M. Sc.  
Christian Waniek, M. Sc.  
Dipl.-Ing. Thomas Wohlfahrt

## 2. Kooperationen und Ausgründungen

Die vielfältigen Partnerschaften und Kooperationen zu Universitäten und Forschungsstätten, nationalen und internationalen Energieversorgern aber auch Herstellern konnten im Berichtsjahr im bisher gewohnten Umfang weitergeführt, aber auch neue Kooperationen 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.

Das Institut ist sowohl an projektbezogenen Konsortien als auch an strukturellen Clusterorganisationen beteiligt. Darüber hinaus engagiert sich das Institut bei Ausgründungen im Rahmen des Exist-Programms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Hervorzuheben sind die nachfolgend beschriebenen Organisationen und Aktivitäten.

### Akademische Kooperationen

- Hohai University, Nanjing, V. R. China
- Hunan University, Changsha, V. R. China
- Instituto de Energia Electrica, Universidad Nacional de San Juan, Argentinien
- National University of Asunción, Paraguay
- Siberian Energy Institute, Irkutsk, Russland
- University of Queensland, Brisbane, Australien
- University of Tasmania, Hobart, Australien
- Xiamen University of Technology, Xiamen, V. R. China
- Kwame Nkrumah University of Science and Technology, Kumasi, Ghana

### DFG-Forschergruppe „Systemschutz- und Leittechnik zum zuverlässigen und sicheren Betrieb elektrischer Energieübertragungssysteme“

Um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Betriebs elektrischer und zunehmend durch erneuerbare Energien gekennzeichneter Energieübertragungssysteme aufrecht zu erhalten, sind neue schutz- und leittechnische Konzepte zur System-

führung erforderlich. Die Forschergruppe erforscht hierzu neue innovative schutz- und leittechnische Applikationen einer hochdynamischen echtzeitfähigen Betriebsführung, durch die insbesondere großräumige Systemzusammenbrüche vermieden werden. Die Forschung findet disziplinübergreifend zwischen der Elektrotechnik, Informations- und Kommunikationstechnik, Informatik und Statistik statt und wird vom ie<sup>3</sup> aus koordiniert.

### NRW- Fortschrittskolleg „Energieeffizienz im Quartier – Clever versorgen.umbauen.aktivieren“

Die Energiewende stellt eine der größten gesellschaftlichen Herausforderungen der kommenden Dekaden in Deutschland dar. Im Gebäudebestand, der aufgrund langer Nutzungszyklen entsprechende Altersstrukturen aufweist, sind die Potenziale für die Steigerung der Energieeffizienz und die Nutzung erneuerbarer Energien besonders groß. Die Betrachtungsebene „Quartier“ ermöglicht es, das Thema Energieeffizienz in einem räumlichen, sozio-kulturellen Kontext mit all seinen unterschiedlichen Dimensionen zu erforschen und integrierte Lösungsansätze für die Steigerung der Energieeffizienz im Gebäudebestand, die über das Einzelgebäude hinaus gehen, zu entwickeln. Die Forschungsaktivitäten erfolgen im transdisziplinären Konsortium bestehend aus 10 verschiedenen Lehrstühlen der TU Dortmund, Ruhruniversität Bochum, Hochschule Bochum, Universität Essen-Duisburg und dem Wuppertal Institut unterstützt von der Wirtschaftsförderung Metropole Ruhr.

### Forschungscluster Energie und Ressourcen

Die Bereitstellung und Verwendung von Energie und Ressourcen in den unterschiedlichsten Formen sind zwei der wesentlichen Eckpfeiler unserer Industrienation. Der effiziente Umgang mit Energie und Ressourcen ist eine der entscheidenden Herausforderungen für unsere gesellschaftliche und industrielle Zukunft. Vielfältige Forschungen in diesem Bereich finden bereits heute an der TU Dortmund statt. Einige Fakultäten haben Schwerpunkte, die die Themen Energie und Ressourcen beinhalten. Viele Lehrstühle und Institute forschen erfolgreich und sichtbar an energie- und ressourcenrelevanten Themen. Unter der Leitung

des ie<sup>3</sup> bündelt das Forschungscluster Energie und Ressourcen diese Kompetenzen auf interdisziplinäre Weise. Das Konsortium des Forschungsclusters setzt sich aus einer Vielzahl von Akteuren der TU Dortmund, benachbarten Forschungseinrichtungen sowie der Wirtschaftsförderung Dortmund zusammen.

### **Regionales Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr**

Das ie<sup>3</sup> koordiniert gemeinsam mit dem Fachgebiet Städtebauleitplanung das „Regionale Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr“. Dieses besteht aus wirtschaftlichen, wissenschaftlichen, öffentlichen und zivilgesellschaftlichen Akteuren sowie aus individuellen Bürgern und Unternehmen und bildet somit ein interdisziplinäres und transdisziplinäres Netzwerk als Basis für die Entwicklung von Lösungen für zentrale gesellschaftliche Herausforderungen. Dabei fokussiert das RIN Energieeffizienz Ruhr auf folgende Themen: Energieeffizienz im Gewerbe und in Gewerbegebieten, Energieeffizienz in der Wohnungswirtschaft sowie Energieeffizienz durch Sektorkopplung. Mit nachhaltigem Blick auf die fortschreitenden Herausforderung im Rahmen von Energieeffizienzmaßnahmen wird das RIN Energieeffizienz Ruhr zu den zuvor genannten Themenschwerpunkte Workshops veranstalten, um Lösungen für zentrale gesellschaftliche Herausforderungen in Bezug auf die Energieeffizienz zu entwickeln und diese im Rahmen neuer transdisziplinärer Projekte umzusetzen.

### **Kompetenzzentrum für Elektromobilität, Infrastruktur und Netze**

Hier werden die Aktivitäten von je sechs Lehrstühlen und Unternehmen in den Bereichen Elektromobilität und Energiewende gebündelt und koordiniert. Kern des Zentrums ist eine gemeinsame Technologie- und Prüfplattform für interoperable Elektromobilität, Infrastruktur und Netze, die das technische Fundament für Projekte zu allen systemtechnischen Fragestellungen in den Berei-

chen der Elektromobilität und Energiewende bildet. Gleichzeitig ist das ie<sup>3</sup> das federführende Institut des NRW Kompetenzzentrums Infrastruktur & Netze und somit für Unternehmen und Kommunen in Nordrhein-Westfalen und darüber hinaus ein zentraler Ansprechpartner in allen Belangen von Infrastrukturen und Netzen für die Elektromobilität und die Energiewende.

### **ef.Ruhr GmbH**

Die ef.Ruhr GmbH ist ein Forschungs- und Beratungsunternehmen, welches von der Universitätsallianz Ruhr, der die drei Universitäten TU Dortmund, Ruhr-Universität Bochum und Universität Duisburg-Essen angehören, aufgebaut und ausgegründet wurde. Der Zweck der ef.Ruhr ist es, wissenschaftliche Transferprojekte, Studien und Gutachten privater und öffentlicher Auftraggeber im Bereich der Energieforschung durchzuführen. Die Abwicklung der Projekte erfolgt überwiegend in Kooperation mit Lehrstühlen, Instituten und Professoren der beteiligten Universitäten.

Mit der ef.Ruhr kooperieren ca. 40 Lehrstühle und Institute der drei genannten Universitäten auf den Gebieten Energieumwandlung, Energietransport/-verteilung, Energiewirtschaft und Energieeffizienz. Damit deckt die ef.Ruhr die gesamte Wertschöpfungskette innovativer Energietechnik und -wirtschaft ab und ist ein etablierter Forschungs- und Innovationsverbund.

ef.Ruhr GmbH

Joseph-von-Fraunhofer-Str. 20  
44227 Dortmund

### **ZEDO e.V.**

Das ZEDO e.V. bietet die Möglichkeit zu industrienaher Forschung und zum Technologietransfer. Darüber hinaus werden Weiterbildungs- und Wissenschaftsveranstaltungen mit Hilfe des ZEDO organisiert und durchgeführt.

ZEDO - Zentrum für Beratungssysteme in der Technik, Dortmund e.V.

Joseph-von Fraunhofer Str. 20  
44227 Dortmund

## logarithmo – Ausgründung im Rahmen des EXIST-Gründerstipendiums

Dr. Sc. ETH Felix Friemann, Dr.-Ing. Sven Christian Müller, Dr.-Ing. Sebastian Ruthe

Wie können Lösungen aus Forschungsprojekten für Unternehmen einfach anwendbar gemacht werden? Wie können Wissenschaftler und Forschungseinrichtungen ihre neuen Lösungen mit wenig Aufwand kommerzialisieren? Wie kann ein Partner in einem Forschungsprojekt sicherstellen, dass die Neuentwicklungen anschließend nachhaltig und einfach nutzbar zur Verfügung gestellt werden? Mit diesen und weiteren Fragestellungen beschäftigt sich das von Alumni des ie<sup>3</sup> und der ETH Zürich gegründete Spin-Off logarithmo. Dieses Vorhaben wird im Rahmen des EXIST-Gründerstipendiums durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sowie die Europäischen Union und den Europäischen Sozialfond gefördert.

logarithmo arbeitet daran, einen schnellen Transfer von wissenschaftlichen Verfahren in die Praxis zu ermöglichen. Dafür wurde ein cloudbasierter B2B-AppStore für die Energiebranche entwickelt, über den einfach nutzbare, digitale Lösungen angeboten werden. Diese umfassen datengetriebenen Verfahren wie Optimierungen, Prognosen, Simulationen, Advanced Analytics und Big-Data-Lösungen. Die Zielgruppe der Anwendungen sind Stadtwerke, Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sowie Energiedienstleister und Energieberatungen. logarithmo zeichnet sich durch eine sehr kurze „time-to-market“ für neue Entwicklungen sowie die einfache und schnelle Anwendung aus. Der AppStore bietet dem Anwender somit den Nutzen, dass er seine Probleme schneller, ohne teure Entwicklungen und unter Einsatz neuester Methoden lösen kann.

Schlüssel für die schnelle Umsetzung ist die Transfertechnologie von logarithmo. Diese ermöglicht die schnelle Umwandlung von lediglich vom Entwickler handhabbare Softwarelösungen (z.B. eine MATLAB-, JAVA- oder MS Excel-basierte Lösung) in einfach nutzbare Cloud-Dienste. Diese Transfertechnologie wird aktuell angewendet, um drei Arten von Cloud-Apps umzusetzen:

- Verfahren von Wissenschaftlern, die sonst erst nach langer Zeit für die Industrie angeboten werden können;

- Best-Practice-Lösungen aus Unternehmen, die bisher nicht für einen breiteren Anwenderkreis (z.B. Kunden oder mehrere Abteilungen) bereitgestellt werden können;
- von logarithmo auf Anfrage umgesetzte Tools, die mit Partnern entwickelt werden

Die Plattform wird bereits in Praxisprojekten eingesetzt: So stellt logarithmo quantitative Analyse-Tools für ein internationales Projekt zum Flow-Based Market Coupling der Day-Ahead-Spotmärkte bereit. Projektpartner aus der CWE-Region sind Regulierungsbehörden, Übertragungsnetzbetreiber, Strombörsen und eine Energieberatung.

In einem weiteren Projekt wurde die Umsetzung einer bestehenden Unternehmenslösung für den Energieeinkauf als Cloud-Anwendung getestet. In Kooperation mit einem Energiedienstleister wurde die bisher lokal vorliegende Best-Practice-Anwendung innerhalb einer Woche auf der logarithmo-Plattform so umgesetzt, dass die Lösung als kommerzielle Dienstleistung online angeboten werden konnte. Für individuelle Lastgänge werden auf Basis von Monte-Carlo-Simulationen Risikoaufschläge für Spotmarktrisiken sowie für Ausgleichsenergie berechnet. Als Cloud-App kann die Anwendung nun nachhaltig und ohne Installation von Zusatzsoftware von Stadtwerken direkt im Browser angewendet werden. In einer nächsten Phase soll die Lösung über eine Schnittstelle sogar vollintegriert werden: Somit kann der Anwender im Stadtwerk die Optimierung zukünftig aus der bestehenden Unternehmenssoftware heraus bedienen.

Neben der Realisierung von ersten Umsätzen konnte das Spin-Off mit der Idee bereits als Preisträger bei bundesweiten Wettbewerben wie dem Businessplan-Wettbewerb start2grow und dem BET Start-Up Award überzeugen. Aber auch über regionale Auszeichnungen wie den tu startup award, eine Auszeichnung durch das Versorgungsunternehmen Gelsenwasser und den Förderpreis von „pro Ruhrgebiet“ freut sich logarithmo als Dortmunder Startup besonders.

Weitere Lösungen und Anwendungsfälle werden derzeit aktiv gesucht. Weitere Informationen sind unter [www.logarithmo.de](http://www.logarithmo.de) zu finden.

### 3. Lehrbetrieb

#### 3.1 Vorlesungen

##### **Einführung in die elektrische Energietechnik**

**Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz**

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

*Inhalt:* Drehstromschaltungen; Transformator; Grundlagen elektromechanischer Energiewandlung; Thermodynamik und Kraftwerkstechnik; Systemelemente, Netzaufbau und Netzberechnung; Schutztechnik

##### **Einführung in die Elektrizitätswirtschaft**

**Dr. rer. pol. F. Rettberg**

Vorlesung für Bachelor-Studierende des Wirtschaftsingenieurwesens

*Inhalt:* Merkmale der dt. Elektrizitätswirtschaft; Verbundsysteme und -netze; Investitionskostenrechnung in der Energiewirtschaft; Regulierungsmanagement; Informationstechnik im Energiemarkt

##### **Elektrotechnik und Nachrichtentechnik für Informatiker**

**Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik**

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Informatik

*Inhalt:* Grundlagen der Elektrotechnik; Felder, Spannung Strom, Stromkreise; Grundlagen der Elektronik; Halbleiterbauelemente, digitale Grundsaltungen, Logikfamilien; Grundlagen der Nachrichtentechnik; Transportmedien, Nachrichtenübertragung

##### **Leistungselektronik**

**Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik**

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens im Rahmen des Moduls Technologie des Energietransports

*Inhalt:* Leistungshalbleiter; Netzgeführte Brückenschaltungen; Selbstgeführte Stromrichter; Schaltnetzteile; Anwendungen aus dem Bereich der Energieversorgung

##### **Betrieb und Aufbau von Netzen**

**Prof. Dr.-Ing. L. Jendernalik**

Vorlesung für Bachelor-Studierende der Elektrotechnik und der Informationstechnik

*Inhalt:* Netzbetriebsmittel; Schaltanlagen; Netzstrukturen; Sekundärtechnik; Netzbetrieb; Asset-Management

##### **Informationssysteme der Netzbetriebsführung**

**Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik, angewandten Informatik und des Wirtschaftsingenieurwesens

*Inhalt:* Informationstechnische Verfahren und Algorithmen zur Netzbetriebsführung; Architektur der Informationssysteme zur Netzbetriebsführung

##### **Dynamik und Stabilität von Energieübertragungssystemen**

**Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik, angewandten Informatik und des Wirtschaftsingenieurwesens

*Inhalt:* Modellierung der Dynamik elektrischer Energieüberwachungssysteme; Verfahren zur Stabilitätsuntersuchung elektrischer Netze; Möglichkeiten zur Stabilitätsverbesserung

##### **Leistungselektronische Schaltungen**

**Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

*Inhalt:* Selbstgeführte Schaltungen; Drehzeigermodulation; Schaltnetzteile; Leistungselektronische Interfaces für PV und WE-Nutzung; FACTS

##### **Dezentrale und regenerative Energieversorgungstechnik**

**Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

*Inhalt:* Grundlagen der Photovoltaik; Windenergie; Wärmepumpen und KWK-Anlagen; elektrische Energiespeicher; Auswirkungen auf das Netz; Spannungsregelung; Stabilität; Schutz; Micro Grids und autonome Netze

##### **Regenerative Energiequellen**

**Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

*Inhalt:* Solarstrahlung; Solarthermische Erzeugung; Photovoltaik; Nutzung der Erdwärme; Windenergie; Wasserkraft; Meeresenergie; Biomasse und Biogas

### **Energieeffizienz und Power Quality**

**Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

*Inhalt:* Power Quality Aspekte in Energieversorgungsnetzen; Erstellung Energiekonzepte; Wärmedämmung; KWK und Wärmepumpen; Wärmerückgewinnung und Kälteerzeugung; Beleuchtung; Druckluft und Pumpensysteme

### **Elektrizitätswirtschaft**

**Prof. Dr.-Ing. C. Rehtanz, D. König**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik, angewandten Informatik und des Wirtschaftsingenieurwesens

*Inhalt:* Organisation des Strommarktes; Regulierungsrahmen; Bilanzkreismanagement; Portfolio- und Bezugsoptimierung; Asset- und Qualitätsmanagement

### **Technisches Energie- und Gebäudemanagement**

**Dr.-Ing. U. Möhl**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, Informationstechnik und des Wirtschaftsingenieurwesens

*Inhalt:* Energiebedarfsanalyse und –prognose von Gebäuden; Anlagentechnik; Energiemanagement; Energieabrechnungsmodelle; Contracting

### **Dezentrale Energieversorgung und ihre raumplanerischen Aspekte**

**Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik,**

**Prof. Dr.-Ing. S. Baumgart**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und der Raumplanung

*Inhalt:* Einführung in dezentrale Energieversorgungsstrukturen, Technologieüberblick, Rechtliche Rahmenbedingungen, Auswirkung auf Netzbetrieb und Netzschutz, Einführung in die raumplanerischen Aspekte, Maritime Raumplanung für die Windkraft offshore, EE in der Bauleitplanung und der Regionalplanung, Umweltverträglichkeitsprüfung für EE (UVP und SUP), Best-Practice-Beispiele

### **Rationelle Energienutzung und Kommunale Energiekonzepte**

**Prof. Dr.-Ing. J.M.A. Myrzik,**

**Dr.-Ing. M. Kaiser**

Vorlesung für Master-Studierende der Elektrotechnik, der Informationstechnik und der Raumplanung

*Inhalt:* Rationelle Energiewandlung, Energiemanagement in der Industrie, Energieeffizienz, Power Quality, Räumliche Gesamtplanung und Fachplanung Energie, Energieversorgung in der Raumplanung, Entwicklungsplanung für die Energieversorgung

## **3.2 Exkursionen**

05.02.2016

Energetische Exkursion zum Chemiapark Marl zur Einordnung von Flexibilitätspotentialen von Anlagen der chemischen Produktion. Diese Exkursion erfolgte im Rahmen der beiden Vorlesungen „Energieeffizienz und Power Quality“ und „Erneuerbare Energiequellen“ in Kooperation mit Evonik.

18.02.2016

Besichtigung der Umschaltanlagen Nehden und Meschede sowie der Schaltleitung in Arnsberg des Verteilnetzbetreibers Westnetz GmbH im Rahmen der Vorlesung „Betrieb und Aufbau von Netzen“.

## **3.3 Seminare**

„Spannungsstabilität – Grenzwerte, Kennzahlen und Anforderungen an Betriebsmittel“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im SS 2016

„Smart Grid Technologien zur Einbindung erneuerbarer Energiequellen“, Oberseminar für Masterstudierende der Elektro- und Informationstechnik im SS 2016

## 4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten

Forschungen und Studien des Instituts lösen Fragestellungen für ein technisch lauffähiges und nachhaltiges Elektrizitätssystem der Zukunft. Die Forschungsthemen umfassen die Bereiche:

- Flexible elektrische Transport- und Verteilnetze,
- Systemintegration regenerativer Energiequellen,
- effiziente Energieanwendung und
- Elektrizitätswirtschaft und -märkte.

Hierzu werden Technologien aus den Bereichen Leittechnik, Regelungstechnik, Leistungselektronik, zentraler, dezentraler und regenerativer Energiequellen und Speicher für die speziellen Bedürfnisse zukünftiger Energieversorgungssysteme erforscht.

Die Lösungen werden in das Gesamtsystem der Energieversorgung und der Elektrizitätsmärkte integriert. Hieraus wird die zukünftige Struktur der Übertragungs- und Verteilungsnetze sowie deren Betrieb und leittechnische Architektur abgeleitet. Berücksichtigt werden Elektrizitätswirtschaftliche und gesetzliche Rahmenbedingungen sowie deren Weiterentwicklung. Effiziente Anwendungen elektrischer Energie wie z. B. die Elektromobilität ergänzen die Forschungen. Modellierung und Simulation sind wichtige Entwurfshilfsmittel, die durch Prototypen für eine praxisnahe Verifikation ergänzt werden.

Das übergeordnete Ziel ist es, technisch und wirtschaftlich machbare Wege hin zu einer umweltgerechten, nachhaltigen und sicheren Energieversorgung zu gestalten.

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

Die Synergien zwischen der Energiesystemtechnik und der Informations- und Kommunikationstechnik bilden einen Schwerpunkt innerhalb der Fakultät und ein Alleinstellungsmerkmal des Standorts Dortmund.

Das Institut fokussiert sich bei seiner Forschung auf die nachfolgend beschriebenen Forschungsgebiete.

### Netzynamik und Stabilität

Die steigende Zahl regenerativer Erzeuger in allen Spannungsebenen und der gleichzeitige Rückgang konventioneller Kraftwerke sowie die Installation von Smart Grid Applikationen, FACTS-Geräten oder Hochspannungsgleichstromübertragungssystemen verändern die Komplexität und die Dynamik zukünftiger elektrischer Energiesysteme. Weiterhin führen die Volatilität der regenerativen Einspeiser und der Zusammenschluss der Energiemärkte zu steigenden Unsicherheiten im Netzbetrieb und folglich dazu, dass zukünftige Energieübertragungsnetze vermehrt näher an ihren Stabilitäts- und Betriebsgrenzen betrieben werden. Diese Herausforderungen verlangen nicht nur neuartige Monitoring-, Regelungs- und Schutzsysteme. Vielmehr sind auch die veränderte Dynamik der Übertragungs- und Verteilnetze und deren gegenseitige Interaktion modelltechnisch abzubilden.

Die Themengruppe „Netzynamik und Stabilität“ fokussiert hierzu die folgenden Arbeitsschwerpunkte:

- Erstellung dynamischer Modelle zukünftiger Energiesysteme und deren Systemkomponenten erstellt, um die sich verändernde Systemdynamik umfassend zu analysieren;
- Entwicklung neuartiger Regelungskonzepte, zum Beispiel für das Netzengpassmanagement und zur Sicherung der Spannungsstabilität, in Form von selbstregelnden Notfallkonzepten und/oder Assistenzsystemen;
- Sicherung der Netzstabilität, insbesondere Winkel-, Frequenz und Spannungsstabilität, und die Einhaltung der betrieblichen Grenzen in allen Netzsituationen durch Einsatz dieser neu entwickelten Verfahren und Algorithmen, um hierdurch einen zuverlässigen und sicheren Netzbetrieb zu ermöglichen;
- Evaluation des Einflusses des veränderten dynamischen Verhaltens der unterlagerten Verteilnetze auf die Übertragungsnetze sowie deren Potential an der Sicherstellung der gesamten Systemstabilität.

Weiterhin werden Smart-Grid-Funktionalitäten nicht nur hinsichtlich ihrer energietechnischen Prozesse erforscht, sondern verlangen ebenso nach einer integralen Berücksichtigung der damit verbundenen kommunikationstechnischen Infrastruktur.

## Schutz- und Leittechnik

Innerhalb der Themengruppe „Schutz- und Leittechnik“ (SLT) werden die zukünftigen Anforderungen, die sich an ebendiese Technik insbesondere unter Berücksichtigung des Wandels hin zu einer regenerativen und dezentralen elektrischen Energieversorgung stellen, untersucht. Dabei werden verschiedenste Aspekte wie beispielsweise die Entwicklung von Algorithmen, die Konzeptionierung von Engineeringprozessen, der Einsatz von Datenmodellen, Kommunikationsverfahren und -protokollen als auch der Entwurf von Konzepten zur Prüfung und Validierung der SLT beleuchtet.

Zur Erforschung der SLT der Zukunft wird im Labor prototypisch gearbeitet. Eigene Prototypen werden entwickelt und hardwaretechnisch aufgebaut, um theoretische Modelle in ihrer praktischen Umsetzbarkeit zu untersuchen. Neben einem analogen Netzmodell spielt die Forschungs- und Prüfinfrastruktur für Schutz- und Leittechnik (FuP-SL) bei aktuellen Forschungsschwerpunkten eine wesentliche Rolle. Herz dieser Infrastruktur bildet ein digitaler Echtzeitsimulator, der es ermöglicht, komplexe Netzstrukturen in Echtzeit zu simulieren. Auf diese Weise können Hardware-in-the-Loop-Simulationen durchgeführt werden, um die aufgebauten Prototypen zu testen und entwickelte Algorithmen zu validieren.

Die Forschungsgebiete der Themengruppe sind sehr vielfältig, sodass ein breites Spektrum an Forschungsfragen betrachtet wird. Dazu gehören:

- die Erforschung von Smart Grids und Systemen zur Umsetzung von Automatisierungsfunktionen in elektrischen Mittel- und Niederspannungsnetzen;
- die Implementierung dieser Funktionen auf realer Hardware, so dass eine durchgängig engineer- und prüfbare Systemplattform entsteht;
- Potentiale und Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem Verteilnetz mit Fokus auf der Frequenzhaltung;
- neue Ansätze eines dezentralen und selektiven Unterfrequenzschutzes;
- der Einsatz dynamischer Last- und Erzeugungsanlagen zur Kompensation einer sinkenden Netzanlaufzeitkonstante;
- neuartige Methoden zur hochpräzisen Fehlerortung auf Energiekabeln unter Berücksichtigung von bislang ungenutzten Potentialen der hochfrequenten Signalanalyse elektromagnetischer Wanderwellenvorgänge.

Zusätzlich werden verteilte Steuersysteme entwickelt und erprobt, welche direkt an den Entnahme- bzw. Einspeisepunkten installiert werden. Hierzu werden sowohl Methoden aus der Elektro- und Informationstechnik als auch aus der Informatik angewandt.

## Transportnetzplanung und Energiemärkte

Die Themengruppe „Transportnetzplanung und Energiemärkte“ beschäftigt sich schwerpunktmäßig mit der ganzheitlichen Entwicklung und Bewertung von nachhaltigen Transportnetzstrukturen und Energiemarktdesigns.

Im Fokus stehen hierbei die wesentlichen Schritte entlang des strategischen Netzentwicklungsprozesses, im Einzelnen:

- die Modellierung und Prognose des regionalen Ausbaus der Erneuerbaren Energien auf See und an Land bei sich kontinuierlich verändernden politischen Rahmenbedingungen;
- die Berücksichtigung von Unsicherheiten in der Netzplanung in zunehmend durch Erneuerbaren Energien geprägten Energieversorgungssystemen;
- die Entwicklung von Lösungen zur Deckung des erhöhten Bedarfs an Flexibilität unter Berücksichtigung einer zunehmenden Kopplung der Sektoren: Strom, Wärme und Verkehr;
- die Bestimmung bzw. Dimensionierung des Regelleistungsbedarfs unter Berücksichtigung neuer Technologien und Vermarktungskonzepte;
- die Durchführung von Netzanalysen zur Identifikation geänderter Anforderungen an zukünftige Netzstrukturen;
- die Ableitung zielgerichteter Netzverstärkungs- und Netzausbaumaßnahmen zur Gewährleistung eines zuverlässigen und zugleich wirtschaftlichen Netzbetriebs im Rahmen der Zielnetzplanung sowie
- die technisch-wirtschaftliche Bewertung und Priorisierung solcher Maßnahmen.

Grundlage der Analysen bildet die am  $ie^3$  entwickelte Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES, welche bereits in zahlreichen praxisnahen Systemstudien eingesetzt wurde und stetig weiterentwickelt wird.

### Verteilnetzplanung und -betrieb

Mit dem starken Zubau von Erneuerbaren Energien verändern sich auch die Aufgabenfelder für die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen. Neben der bisherigen Versorgungsaufgabe spielen die Integration von dezentralen Energieumwandlungsanlagen und die Anpassung der Netzinfrastruktur eine zunehmend wichtige Rolle. Am  $ie^3$  werden innovative Lösungen und Konzepte zu den aktuellen und zukünftigen Herausforderungen im Forschungsbereich Verteilnetze entwickelt und in Zusammenarbeit mit Partnern aus der Industrie erprobt.

Bedingt durch die veränderten Aufgabenfelder der Verteilnetzbetreiber ergeben sich Forschungsaufgaben, die auf die Integration von Smart-Grid-Technologien und Smart-Market-Mechanismen in den Planungsprozess abzielen. Dazu gehören:

- Optimierte Bewertung von Ausbau- und Flexibilitätsoptionen durch eine am  $ie^3$  entwickelte agentenbasierte Zeitreihensimulation;
- Analyse kurzfristiger Überlastungen von Betriebsmitteln und der Verletzung von Grenzwerten im Bereich der Spannungshaltung auf betrieblicher Seite durch das volatile Einspeiseverhalten von dezentralen Energieumwandlungsanlagen;
- Entwicklung neuer Strategien zur Betriebsführung von Verteilnetzen zur Aufrechterhaltung eines hohen Maßes an Versorgungssicherheit und –zuverlässigkeit;
- Strategien zur Veränderung der Netztopologie oder für ein flexibles Last- und Einspeisemanagement zur Aufrechterhaltung von Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit bei zunehmender volatiler Einspeisung;
- Beobachtbarkeit und Fernsteuerbarkeit von Betriebsmitteln und flexiblen Anlagen;
- Erforschung marktseitiger Anwendungsfälle über die netzdienliche Nutzung von Flexibilität hinaus, insbesondere die Integration spezifi-

scher Technologien (Elektrofahrzeuge, Batteriespeicher, Wärmepumpen, etc.) als auch deren optimierte Koordination.

Neben den technisch-wirtschaftlichen Forschungsschwerpunkten werden in mehreren Forschungsprojekten interdisziplinäre Ansätze verfolgt und die Kopplung von Sektoren simulativ untersucht und bewertet. Dadurch ist eine ganzheitliche Erfassung von Anforderungen an die Verteilnetze der Zukunft gewährleistet.

### Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität

Die Themengruppe „Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität“ beschäftigt sich mit der Netzintegration neuer, intelligenter Komponenten und deren Interoperabilität, sowie mit innovativen Prozessen in der Energiewirtschaft. Kernstück ist ein Forschungslabor, welches mit dem Ziel der Erforschung der Schnittstellen zwischen Elektrofahrzeugen und dem Netz errichtet wurde und sich nun in der zweiten Ausbaustufe hin zu einer Technologie- und Prüfplattform für das zukünftige Smart Grid und dessen Komponenten befindet. Fragestellungen sind hier die technische Integration innovativer Technologien im Hinblick auf die Energie- und Kommunikationstechnik sowie die Abbildung und Erprobung energiewirtschaftlicher Prozesse. Dazu gehören Elektrofahrzeuge ebenso wie Speicher, regenerative Erzeugungsanlagen oder auch Technologien zur Sektorenkopplung.

Dieser Forschungsansatz ermöglicht eine gesamtsystemische Betrachtung von aktuellen und zukünftigen Smart Grid Technologien. Dazu greift die Themengruppe u.a. folgende Aspekte auf:

- Abbildung der Gesamtsystemlandschaft durch Kombination unterschiedlichster Netzkomponenten der unteren Spannungsebenen in verschiedenen Testständen;
- Untersuchung kommunikations- und regelungstechnischer Auswirkungen auf die Energietechnik;
- Analyse einzelner Smart Grid Komponenten sowie deren Wirken auf das Gesamtsystem
- Skalierbarkeit im Gesamtnetz durch Einsatz von Echtzeitsimulationen;
- Simulative Verknüpfung überlagerter Netzebenen und deren Netz- und Steuerstände mit dem physikalischen Testsystem;

- Einsatz innovativer Real Time State Estimation im realen Verteilnetz und deren Verknüpfung mit der Laborumgebung;
- Erforschung und Entwicklung neuer Netzkomponenten wie bspw. innovativer Längsregler für die Niederspannung oder synchronisierter mobiler Smart Meter für die Ladung von Elektrofahrzeugen mit Eigenstrom.

Zur Erforschung der Auswirkungen der innovativen Technologien in echten und realitätsnahen Netzen steht der Themengruppe ein Live Data Sourcing System zur Verfügung, durch welches kontinuierlich (kritische) Netzzustände aufgezeichnet werden und so als Datenbasis für Simulationen zur Verfügung stehen.

Um die Zukunftsorientierung der Forschungsschwerpunkte des Instituts zu erhalten, betreibt die Themengruppe unterschiedliche Innovationsnetzwerke mit Akteuren aus Wirtschaft, Wissenschaft, Kommunen und Zivilgesellschaft, mit deren Hilfe sich effektiv und sinnvoll Kooperationen finden und Zukunftsthemen adressieren lassen. Zu diesen Netzwerken gehören der Strategiekreis Elektromobilität Dortmund, die L.E.D. Leitstelle Energiewende Dortmund, das Regionale Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr, die Smart City Allianz Dortmund oder auch der Zusammenschluss mehrere europäischer Partner zum Smart City Projekt „smart DE<sup>2</sup>STINI“.

### **Leistungselektronik, Power Quality und Energieeffizienz**

Die kontinuierliche Steigerung der Energieeffizienz von elektronischen Geräten wird zunehmend durch den Einsatz verschiedenster leistungselektronischer Komponenten umgesetzt. Diese Komponenten haben zusätzlich einen direkten Ein-

fluss auf die Power Quality des Versorgungsnetzes und können dabei positive sowie negative Effekte hervorrufen. Die Themengruppe fokussiert auf:

- Simulation und Entwicklung moderner Leistungselektronik;
- Bewertung möglicher Netzzrückwirkungen;
- Untersuchung von Wechselwirkungen mit dem Energieversorgungsnetz;
- klassische sowie dynamische und hochfrequente Betrachtung der Leistungselektronik;
- Analyse bestehender leistungselektronischer Schaltungen und neu entwickelter Komponenten und Regelungsverfahren sowie deren
- Optimierung hinsichtlich der Störaussendung und Störfestigkeit sowie ihrer Effizienz.

Weiterhin werden innovative Regelungsstrukturen und -verfahren für multifunktionale Umrichter-systeme zur Erbringung von Systemdienstleistungen in zukünftigen aktiven Verteilnetzen entwickelt, aufgebaut und im Laborumfeld erprobt. Für die Entwicklung und Implementierung dieser Systeme steht eine leistungselektronische Entwicklungsumgebung zur Verfügung, welche aus Hard- und Softwarekomponenten (Simulation, Programmierung, Umrichterhardware, Peripherie und Messtechnik) modular und skalierbar aufgebaut ist.

Neben der Effizienzbetrachtung einzelner Geräte und Komponenten werden auch Gesamtsysteme auf Potentiale zur Effizienzsteigerung analysiert und entsprechende Maßnahmen abgeleitet. Hierbei werden komplette Prozessstrukturen betrachtet, um Interdependenzen und Interaktionen einzelner Prozessschritte untereinander nutzen zu können und die Energieeffizienz der gesamten Prozesswirkungskette zu steigern.

## 4.1 Netzdynamik und Stabilität

### Sicherer Systembetrieb bei geringer rotierender Schwungmasse

#### Secure system operation with less instantaneous reserve

Theresa Noll, Marco Greve

*Die Versorgungssicherheit der elektrischen Energieversorgung und deren betriebliche Stabilität sind ein hohes Gut für europäische Industrienationen. Durch die Verringerung konventioneller Kraftwerksleistung reduziert sich die im Netz befindliche Trägheit des Systems und damit die inhärente Erbringung von Momentanreserve. Je weniger Kraftwerke synchron am Netz sind, desto empfindlicher reagiert das System auf Störungen und desto größer werden die Frequenzgradienten und -abweichungen bei auftretenden Leistungsungleichgewichten. Daher müssen die Stabilität und Systemsicherheit für zukünftige Szenarien untersucht werden. Darauf aufbauend müssen frühzeitig Maßnahmen ergriffen werden, um das Sicherheitsniveau des Gesamtsystems der elektrischen Energieversorgung weiterhin wie gewohnt in hohem Maße zu gewährleisten.*

*A stable and secure operation of the electrical power system is important for industrial nations in Europe and a main challenge for the future. The reduction of conventional power plants leads to a lower inertia of the system and thus to a lower inherent provision of instantaneous reserve. This results in a more sensitive power system in cases of power imbalances. Thus, the stability and system security for future scenarios have to be examined. Based on this, measures have to be taken and implemented at an early stage in order to ensure a safety level of the electrical power supply system as today.*

#### Methodik

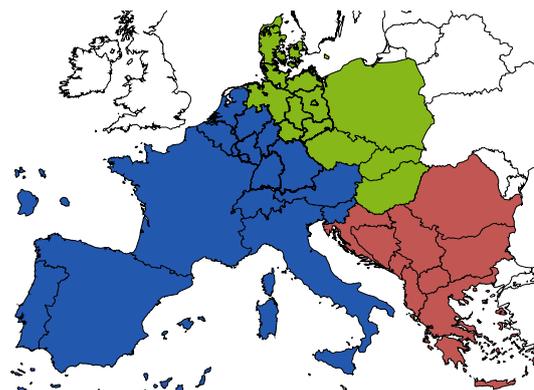
Zur Untersuchung des dynamischen Frequenzverhaltens wird ein Punktmodell herangezogen, welches alle Einspeisungen sowie alle Lasten rein bilanziell betrachtet. Unter Berücksichtigung des bestimmten Kraftwerkseinsatzes, der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien (EE) sowie der Last werden für jede Stunde des Jahres die erforderlichen Werte für die Simulation des Frequenzverlaufes bestimmt. Die Simulationen des Frequenzganges werden zum einen für das gesamte ENTSO-E-Gebiet durchgeführt und zum anderen für Inselnetze, die im Falle eines System-Split-Szenarios entstehen. Der simulierte Leistungsausfall für das gesamte ENTSO-E-Gebiet beträgt 3 GW, während sich das Leistungsdefizit bzw. der Leistungsüberschuss in den System-Split-Szenarios durch das herrschende Import-/Exportsaldo des Inselnetzes in der jeweiligen Stunde ergibt.

#### Verbundbetrieb

Zur Bestimmung des zukünftigen Bedarfs an Momentanreserve werden verschiedene Stunden des prognostizierten Betrachtungsjahres 2033 hinsichtlich hoher, mittlerer sowie geringer konventioneller Erzeugung untersucht. Die Untersuchungen der verschiedenen Erzeugungsfälle zeigen, dass für alle betrachteten Szenarios auch im Jahr 2033 im Verbundbetrieb genügend Momentanreserve vorhanden ist, um Verletzungen der maximal zulässigen Frequenzgradienten zu vermeiden.

#### System-Split-Szenarien

Größere Störungen können dazu führen, dass das synchrone Verbundsystem in mehrere Inselnetze zerfällt. Für den Fall eines sogenannten System-Splits, werden die bei Störungen auftretenden Frequenzgradienten in den jeweiligen Inselnetzen untersucht. Eine der untersuchten Inselnetzkonstellationen orientiert sich dabei an der 3-Zonen-Störung aus dem Jahr 2006.

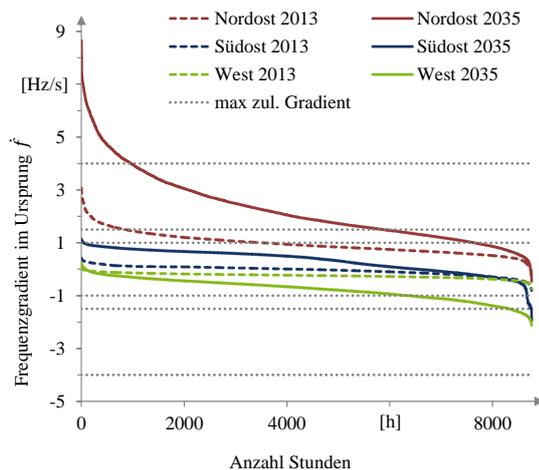


Kartengrundlage  
©Lutum+Tappert

#### System-Split-Szenario, 3-Zonen-Störung angelehnt an die E.ON-Störung 2006

Die Frequenzgradienten ergeben sich als Quotient aus der Leistungsdifferenz und der in den rotierenden Massen gespeicherten Energie. Der maximal zulässige Frequenzgradient wird international zwischen 0,5 Hz/s und 4 Hz/s definiert. Dabei ist zu unterscheiden, ob dieser im Ursprung der Störung gilt oder als zeitlich gemittelter Wert

über eine fest definierte Zeitspanne, die in der Regel wenige Millisekunden umfasst. Für letzteres können schnelle Leistungserbringer den Frequenzgradienten bereits reduzieren, auch wenn dieser im Ursprung deutlich größer ist. Die Jahresdauerlinien der Frequenzgradienten in den untersuchten Inselnetzen zeigen die Anzahl der Stunden eines Jahres, in denen Grenzwertverletzungen auftreten.



Dauerlinie des Frequenzgradienten beim Störungseintritt

Die Abbildung zeigt, dass in der Region Nordost im Jahre 2035 der zulässige Frequenzgradient von 4 Hz/s in ca. 1000 Stunden verletzt wird. Diese Region ist charakterisiert durch die hohe installierte Leistung aus Windenergieanlagen und ist damit ein Export- und somit Überfrequenzgebiet. Die größten Grenzwertverletzungen treten generell in Exportgebieten auf.

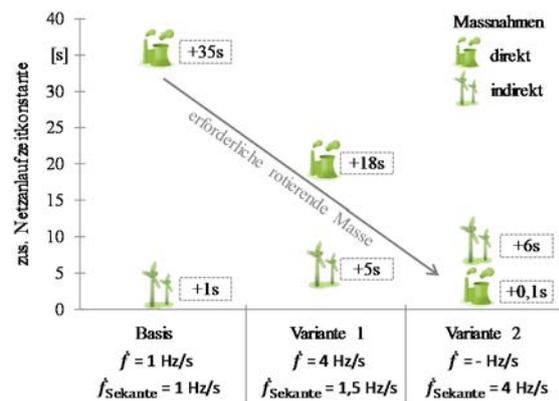
### Maßnahmen zur Frequenzstützung

Bei den Maßnahmen zur Frequenzstützung wird unterschieden zwischen direkt gekoppelten und indirekt gekoppelten. Letztere reagieren durch eine implementierte Regelung mit einem gewissen Zeitverzug, was dazu führt, dass zwar eine schnelle, jedoch keine instantane Reaktion auf Störungen möglich ist. Somit stellen lediglich direkt mit dem Netz gekoppelte Maßnahmen eine Möglichkeit dar, inhärent Momentanreserve bereitzustellen. Indirekt gekoppelte Anlagen benötigen zunächst eine Frequenzmessung, um auf Störungen zu reagieren. Eine solche kann mit Hilfe einer Phasenregelschleife realisiert werden, mit der laut Herstellerangaben Mess- sowie Reaktionszeiten im Bereich von 50 ms bis 500 ms erreicht werden können. Dies führt im Vergleich zur

herkömmlichen Primärregelungsbereitstellung mit einer Zeitverzögerung von zirka 30 s zu einer wesentlich schnelleren Leistungsbereitstellung.

### Exemplarische Ergebnisse

Die Untersuchungen zeigen, dass der Bedarf im Falle eines System-Split-Ereignisses stark vom definierten Frequenzgradienten abhängig ist. Für verschiedene Varianten wird die zusätzlich benötigte Momentanreserve als virtuelle Netzanlaufzeitkonstante ausgewiesen. Sowohl der Bereich der Momentanreserve als auch die Erhöhung der virtuellen Netzanlaufzeitkonstante beziehen sich auf eine Bezugsleistung von 300 GW. Der Bedarf an Momentanreserve kann zum einen reduziert werden, wenn ein größerer Frequenzgradient zugelassen wird und zum anderen nur ein Grenzwert als ein Mittelwert über ein definiertes Zeitintervall bindend ist (vgl. Variante 2).



Zusätzlich erforderliche Netzanlaufzeitkonstanten zur Einhaltung der Frequenzgradienten

### Zusammenfassung und Ausblick

Die entwickelte und angewandte Methodik bildet eine Grundlage, um den zukünftigen Bedarf an Momentanreserve sowohl im Verbundbetrieb als auch in System-Split-Fällen analysieren zu können. Neben der Nutzung rotierender Massen zur Wahrung der Systemstabilität besteht eine sinnvolle Alternative in der Nutzung einer schnellen Leistungsänderung durch Anlagen des Verteilnetzes. Vor der Festlegung geeigneter Maßnahmen zur Beherrschung des zukünftigen Systems ist durch die entsprechenden Gremien einheitlich festzulegen, welche Inselnetzkonstellationen zukünftig beherrscht werden sollen, welche Grenzwerte der Frequenzgradienten akzeptiert werden sowie welche Verzögerungszeiten von EE-Anlagen zulässig sind.

## **Verteilnetzregelungsverfahren zur spannungsebenenübergreifenden Leistungskoordination zur Stabilitätssicherung zukünftiger Energieversorgungssysteme**

### **Distribution Network Control Scheme for Inter-Domain Power Coordination for Stability Reinforcement of Future Power Systems**

Daniel Mayorga González

*Im Rahmen dieses Projektes werden Regelungsverfahren für aktive Verteilnetze entwickelt. Diese Verfahren nutzen die Regelbarkeit dezentraler Erzeuger und flexibler Lasten zur Stützung der Stabilität des Energieversorgungssystems durch die Regelung von spannungsebenenübergreifenden Wirk- und Blindleistungsflüssen. Zudem werden reduzierte dynamische Modelle von Verteilnetzen mit IKT-gestützter Wirk- und Blindleistungscoordination angefertigt, mit denen simulative Stabilitätsuntersuchungen von weiträumigen Energieversorgungssystemen ermöglicht werden.*

*This project aims to develop novel control schemes for active distribution networks. These schemes use the controllability of distributed generators and flexible loads to support the overall stability of the power system by controlling the active and reactive power flows between voltage levels. Moreover, the project aims to develop reduced dynamic equivalents of active distribution networks for time domain simulations of large-scale power systems. Thus, the dynamic behavior of future power systems under consideration of active distribution networks with novel control schemes can be investigated.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Forschergruppe 1511 durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.*

Der stabile und sichere Betrieb des heutigen Energieversorgungssystems beruht hauptsächlich auf der dynamischen Flexibilität und den netzstützenden Eigenschaften konventioneller Großkraftwerke. Diese Kraftwerke besitzen die Fähigkeit, sich an der aktiven Bereitstellung von Systemdienstleistungen zu beteiligen und tragen mit ihrer Wirk- und Blindleistungsregelung zur Frequenz- und Spannungsstabilität des elektrischen Energieübertragungssystems bei. Zukünftig wird sich jedoch die Energieerzeugungsstruktur des Energieversorgungssystems nachhaltig verändern. Insbesondere die steigende Durchdringung volatiler und dezentraler Kleinerzeuger in Mittel- und Niederspannungsnetzen sowie die vermehrte Stilllegung konventioneller Kraftwerke werden Auswirkungen auf das dynamische Verhalten zukünftiger elektrischer Energieübertragungssysteme haben.

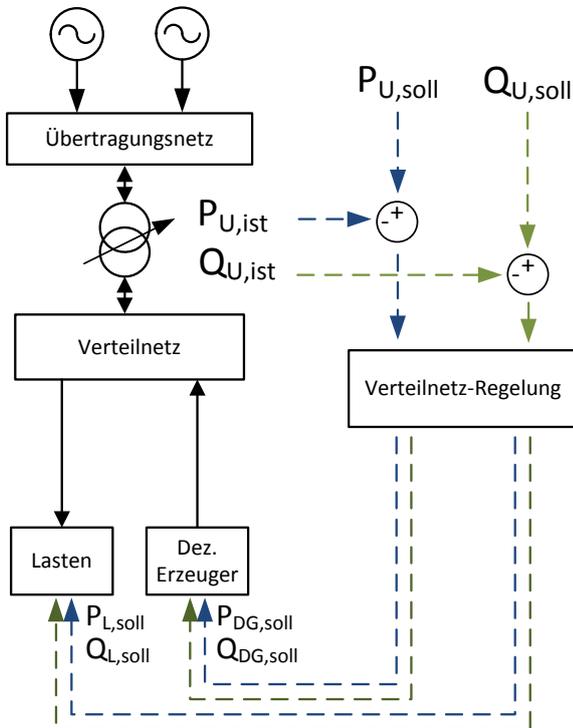
Die zentrale Herausforderung des zukünftigen Systems besteht zum einen in der verminderten Bereitstellung von Momentanreserve durch rotierende Massen und zum anderen in dem Wegfall der Regelfähigkeit von Wirk- und Blindleistung durch konventionelle Kraftwerke. Zudem führen die gegenwärtigen Anstrengungen zur Verbesserung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit des Energieversorgungssystems zu kleineren Sicherheitsabständen und somit zu einem Betrieb näher an den Stabilitätsgrenzen des Netzes. Aufgrund die-

ser Entwicklungen wird in Zukunft eine IKT-gestützte spannungsebenenübergreifende Überwachung und Steuerung des Netzes zur Gewährleistung der Systemstabilität erforderlich sein.

Dabei werden aktive Verteilnetze eine zentrale und stabilitätsbestimmende Rolle im Energieversorgungssystem der Zukunft einnehmen. Aktive Verteilnetze sind Netze der Nieder- und Mittelspannungsebene mit einer hohen Durchdringung leistungselektronisch angebundener dezentraler Erzeuger und Lasten. Zudem verfügen aktive Verteilnetze über eine umfassende IKT-Infrastruktur zur Nutzung der Regelflexibilität dezentraler Erzeuger, um Systemdienstleistungen an der Schnittstelle zwischen Verteil- und Übertragungsnetz bereitzustellen. Um dies zu ermöglichen, müssen Verteilnetze und ihre Komponenten mittels einer verteilnetzweiten Regelung koordiniert werden. In dieser Weise lassen sich die Wirk- und Blindleistungsflüsse, die sich an den Umspannwerken zwischen Verteilnetz und dem überlagerten Netz einstellen, systemdienlich regeln. Die folgende Abbildung zeigt die grundlegende Struktur einer Verteilnetzregelung zur spannungsebenenübergreifenden Leistungskoordination.

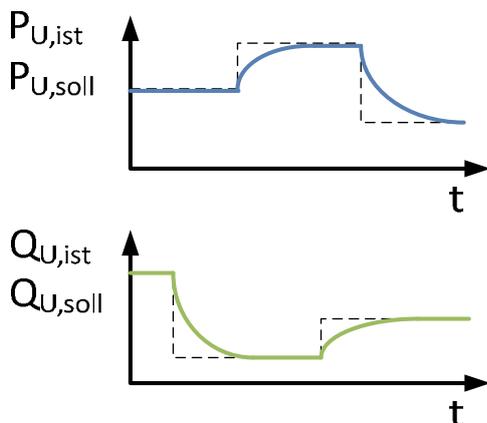
Das Konzept ermöglicht die Regelung der Wirk- und Blindleistungsflüsse ( $P_U$  und  $Q_U$ ), die sich an der Umspannstelle zwischen einem Verteilnetz und dem überlagerten Netz einstellen. Hierfür wird das Einspeiseverhalten dezentraler Erzeuger

und flexibler Lasten in Abhängigkeit der Differenz zwischen gemessenen (ist) und vorgegebenen (soll) Leistungsflüssen zwischen Spannungsebenen angepasst.



Verteilnetzregelung zur spannungsebenenübergreifenden Leistungskoordination

Folglich wird eine gezielte Regelung des Wirk- und Blindleistungsverhaltens am Verknüpfungspunkt eines aktiven Verteilnetzes ermöglicht. Die Sollwertvorgabe sowie der sich einstellende Verlauf von Wirk- und Blindleistung sind in den folgenden Abbildungen exemplarisch verdeutlicht.



Geregelte Wirk- und Blindleistungsflüsse zwischen Spannungsebenen

Hierdurch kann beispielsweise ein Übertragungsnetzbetreiber Sollwerte für die Leistungsbilanzen

einzelner Netzknoten im Betrieb vorgeben. Diese Flexibilität kann dahingehend verwendet werden, dass stabilitätskritische Situationen durch die Hilfe von Verteilnetzen schnell und zielgerichtet aufgelöst werden können.

Die gezielte systemdienliche Beeinflussung des Verhaltens aktiver Verteilnetze führt zu einer Änderung des dynamischen Verhaltens des Gesamtsystems. Um die Dynamik eines zukünftigen Energieversorgungssystems unter Anwendung spannungsebenenübergreifender Leistungskoordination zu analysieren, sind dynamische Simulationen unter Berücksichtigung dieser Veränderungen im Verteilnetz durchzuführen. Gegenwärtig werden Verteilnetze oftmals mittels vereinfachter Lastmodelle abgebildet und nur die Komponenten des Übertragungsnetzes werden detailliert modelliert. Diese vereinfachten Lastmodelle eignen sich jedoch nicht zur Abbildung des veränderten dynamischen Verhaltens regelbarer Verteilnetze. Es ist demzufolge notwendig neue aggregierte dynamische Ersatzmodelle für aktive Verteilnetze zu entwickeln, die zur simulativen Untersuchung des dynamischen Verhaltens zukünftiger Energieversorgungssysteme eingesetzt werden können.

Das Hauptziel dieses Projektes ist einerseits die Entwicklung und simulative Erprobung von Verteilnetzregelungsverfahren zur spannungsebenenübergreifenden Leistungskoordination. Andererseits soll eine Methodik zur automatischen Erstellung von reduzierten dynamischen Ersatzmodellen regelbarer Verteilnetze entworfen und validiert werden, mit denen Stabilitätsuntersuchungen in weiträumigen Übertragungsnetzen durchgeführt werden können. Dabei soll insbesondere die Berücksichtigung des veränderten dynamischen Verhaltens aktiver Verteilnetze mit IKT-gestützter Wirk- und Blindleistungskoordination bei weiträumigen Winkel-, Frequenz- und Spannungsstabilitätsuntersuchungen in Übertragungsnetzen ermöglicht werden.

In der Zukunft sollen das entwickelte Koordinierungsverfahren und die dynamischen aggregierten Ersatzmodelle in dem Hybridsimulator für Energie- und IKT-Systeme *INSPIRE* integriert werden. Hierdurch wird eine gesamtsystemische Betrachtung des elektrischen Energieversorgungssystems unter Berücksichtigung des dynamischen Verhaltens und der Regelflexibilität aktiver Verteilnetze ermöglicht.

## Agentenbasierte Identifizierung und Regelung spannungskritischer Netzzustände

### Agent-based Identification and Control of Voltage Emergency Situations

Lena Robitzky

Die Veränderung des Energiesystems erfordert neuartige Überwachungs- und Notfallkonzepte, die in kritischen Situationen die drohende Spannungsinstabilität zuverlässig identifizieren und koordiniert Gegenmaßnahmen einleiten. Hierfür wird ein dezentrales Multiagentensystem vorgeschlagen, das basierend auf lokalen Messwerten und Inter-Agenten Kommunikation in Echtzeit den aktuellen Netzzustand identifiziert. Bei Bedarf werden Regeleingriffe gezielt an spannungskritischen Knoten eingeleitet, um einen Spannungskollaps zu vermeiden und einen stabilen Netzzustand wiederherzustellen.

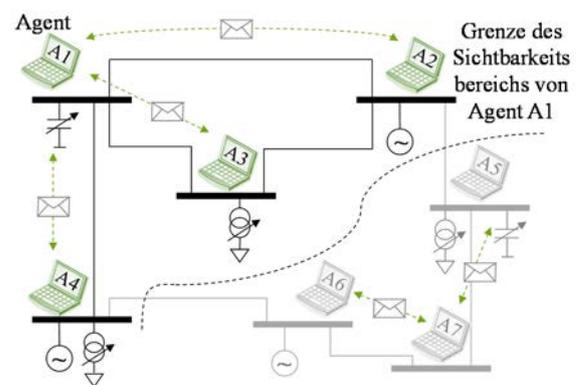
Due to the changing dynamics in future power systems, novel monitoring and emergency control systems are required that identify voltage emergency situations and coordinate available countermeasures in due-time. For this, a real-time capable agent-based monitoring and control approach for the prevention of voltage collapse is proposed. Distributed agents collect local measurements, monitor the current system state and - if required - execute emergency controls to regain a steady-state point of operation.

Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Forschergruppe 1511 durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.

Durch den Betrieb der elektrischen Netze näher an ihren (Spannungs-) Stabilitätsgrenzen steigt zukünftig die Gefahr spannungskritischer Netzzustände, was zu lokalen oder weiträumigen Netzzusammenbrüchen führen kann, insbesondere in (N-k)-Situationen. Ein wesentliches Problem ist in diesem Zusammenhang die fehlende Blindleistungsreserve, die allein für diese Fehlerfälle vorgehalten wird. Spannungskritische Situationen der Vergangenheit haben gezeigt, dass unter Umständen wenig Zeit für das manuelle Aktivieren von Gegenmaßnahmen zur Verfügung steht. Dies erfordert zukünftig neue Überwachungs- und Regelungssysteme, die (i) echtzeitfähig reagieren, (ii) adaptiv sind im Hinblick auf veränderte Netzsituationen, (iii) robust sind bezüglich Kommunikationsfehlern und (iv) die verfügbaren Regelungsmaßnahmen koordiniert einsetzen. Als Alternative zu zentralen Optimierungsproblemen wird ein dezentrales Multiagentensystem (MAS) vorgeschlagen, das im laufenden Netzbetrieb die Spannung überwacht und autonom Gegenmaßnahmen einleitet.

#### Übersicht über das Multi-Agenten System

Die generelle Idee des MAS ist die Installation von Agenten an Knoten der Hoch- und Höchstspannung, die lokale Messwerte sammeln und mit anderen Agenten in ihrem Sichtbarkeitsbereich kommunizieren. Der Sichtbarkeitsbereich eines einzelnen Agenten ist dabei so definiert, dass er nur mit einer begrenzten Anzahl Agenten in unmittelbarer Nähe Nachrichten austauschen kann. Dieser Prozess ist in der folgenden Abbildung exemplarisch visualisiert.



Übersicht über das MAS

#### Methodik zur Identifizierung spannungskritischer Netzzustände

Da die Spannungsstabilität maßgeblich durch das Verhalten der automatischen Laststufensteller von Transformatoren beeinflusst wird, die versuchen die verteilnetzseitige Spannung in definierten Grenze zu halten, basieren die Entscheidungen des vorliegenden MAS zur Identifizierung spannungskritischer Netzsituationen auf lokalen Messwerten an diesen Transformatoren. Insbesondere überwachen die Agenten die lokalen Spannungswerte an der Ober- und Unterspannungsseite des Transformators sowie die aktuelle Stufenstellung. Sobald der Transformator beginnt zu stufen, um die Spannung unterspannungsseitig zurück in das Totband zu führen, startet der Agent mit der Aufzeichnung von Spannungswerten. Auf Basis einer rekursiven linearen Regression bestimmt der Agent den Trend der unterspannungsseitigen Spannung. Nachdem genügend Werte gesammelt wurden, vergleicht der

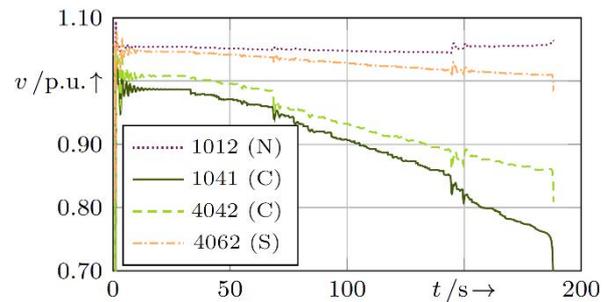
Agent die Spannungsgradienten in zwei aufeinanderfolgenden Zeitschritten. Ist der Gradient der Spannung im aktuellen Zeitschritt negativ und gleichzeitig negativer als im vorigen Zeitschritt liegt eine spannungskritische Situation vor. Folglich schickt der Agent eine Warnung an seine Nachbarn. Um jedoch die Aktivierung von Letztmaßnahmen zu erlauben, muss diese von einem benachbarten Agenten bestätigt werden. Hierzu muss mindestens ein weiterer Agent eine spannungskritische Situation identifizieren und dies an seine Nachbarn kommunizieren. Agenten, die also eine Warnung bekommen und selbst eine ausgesprochen haben, können nun Gegenmaßnahmen einleiten. Dieser Bestätigungsprozess verhindert, dass eine fälschlicherweise ausgesprochene Warnung eines einzelnen Agenten unmittelbar zum Einleiten von Gegenmaßnahmen führt. Um jedoch robust gegenüber einem Ausfall der Kommunikationsinfrastruktur zu sein, wurde ein lokales Backup implementiert.

### Aktivierung von Letztmaßnahmen

Sobald die Agenten einen spannungskritischen Zustand identifizieren und sie eine Bestätigung von benachbarten Agenten empfangen, können sie Letztmaßnahmen, wie z.B. Lastabwurf, ausführen. Hier werfen die Agenten die Last in Blöcken von 25 MW ab. Das Lastabwurfschema ist so konzipiert, dass die Agenten das Spannungszeitintegral berechnen und bei Erreichen eines vordefinierten Wertes den Lastabwurf ausführen. Dies garantiert, dass kritische Agenten schneller reagieren, als Agenten an denen die Spannung langsamer abfällt. Außerdem kann die Menge des Lastabwurfs gering gehalten werden, da der Lastabwurf eines benachbarten Agenten unmittelbar in der regenerierenden Spannung an anderen Agenten sichtbar wird. Das implementierte Lastabwurfkonzept wird so lange ausgeführt, wie die überspannungsseitige Transformatorspannung unter einem definierten Sollwert verweilt. Erst wenn die Spannung nachhaltig stabilisiert wurde, werden keine Letztmaßnahmen mehr durchgeführt.

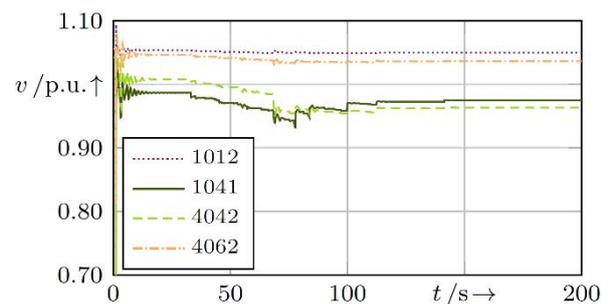
### Ergebnisse

Die folgende Grafik zeigt den Verlauf der Spannung in einem Testnetz nach einem Kurzschluss und anschließender Abschaltung der Leitung. Bedingt durch das automatische Stufen der Laststufensteller und die Übererregungsbegrenzer der Generatoren erfährt das System einen Spannungskollaps nach circa 180 s.



Spannung an ausgewählten Knoten im Übertragungsnetz ohne Aktivierung des MAS

Allerdings können eine Aktivierung des MAS und die hierdurch koordinierte Ausführung des Lastabwurfes den progressiven Spannungsfall aufhalten und das System stabilisieren, wie in der folgenden Grafik verdeutlicht. Durch den gezielten Lastabwurf wird nicht nur die Systembelastung reduziert. Vielmehr wird auch verhindert, dass die Strombegrenzer in den Generatoren auslösen. Folglich kann die Spannung mit einem geringen Lastabwurf in akzeptablen Grenzen stabilisiert werden.



Spannung an ausgewählten Knoten im Übertragungsnetz unter Wirkung des MAS

### Zusammenfassung und Ausblick

Das vorliegende System ist in der Lage schnell eine drohende Langzeit-Spannungsinstabilität zu identifizieren und gezielt Gegenmaßnahmen einzuleiten. Dabei basiert es lediglich auf lokalen Messwerten und einer limitierten Kommunikation zwischen den einzelnen Agenten. Für die Zukunft stellt sich die Frage, ob anstelle des Lastabwurfes auch Flexibilität der unterlagerten Verteilnetze verwendet werden können um die Spannung des Übertragungsnetzes zu stabilisieren. Weiterhin ist zu untersuchen, ob durch lokale Spannungsregelung im Verteilnetz (z.B. Q(U)-Kennlinien der dezentralen Erzeugungsanlagen) der Trend der Spannung in kritischen Netzsituationen noch zuverlässig ermittelt werden kann.

## Automatisiertes Engpassmanagement mithilfe agentenbasierter Handlungsvorschläge

### Automated congestion management using agent-proposed control actions

Stefan Dalhues

*Durch die Verwendung dezentral koordinierter Engpassmanagement Methoden sollen Leitungsüberlastungen unter Verwendung von Leistungsflussreglern und Flexibilitäten erneuerbarer Energiequellen korrektiv behoben werden. Hierzu wurde ein agentenbasierter Algorithmus entwickelt, welcher Vorschläge für die Parametrierung von Leistungsflussreglern bereitstellt.*

*Distributed coordination of congestion management methods enable corrective line overload relief of transmission lines using power flow controllers and flexibilities provided by renewable energy sources. An agent-based algorithm has been developed that proposes set points of power flow controllers.*

*Gefördert durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung im Rahmen der Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“. FKZ: 03EK3532B*

Mithilfe agentenbasierter dezentraler Koordinierungskonzepte für Leistungsflussregler können Überlasten in elektrischen Energieübertragungsnetzen korrektiv aufgelöst werden. Um eine möglichst schnelle Detektion der Überlastsituation zu ermöglichen, werden Messungen an allen Knotenpunkten im Netz lokal durch einen Agenten aufgenommen und innerhalb eines bestimmten Sichtbarkeitsbereichs zyklisch mit anderen Agenten im Netz kommuniziert. Tritt eine Überlast auf einer Leitung auf, so wird diese von dem lokalen Agenten detektiert und an umliegende Agenten kommuniziert. Dieser Bereich ist so gewählt, dass jeder Knoten mit einem signifikanten Einfluss auf die Übertragungsleitung darin enthalten ist. Der Einfluss wird dabei mit einer DC Sensitivität abgeschätzt.

In früheren Arbeiten wurde am Institut bereits ein Algorithmus entwickelt, mithilfe dessen Leistungsflussregler durch Agenten autonom gesteuert werden. Hierbei wurde bewusst ein Eingriff des Personals der Leitwarte vermieden, um eine möglichst schnelle Reaktion zu ermöglichen. Im Falle von geringen Überlasten, welche die Systemstabilität nicht augenblicklich gefährden, ist ein solches Vorgehen nicht notwendig, da das Personal in der Leitwarte manuell eingreifen kann. Diese Eingriffe werden momentan durch Lastflussberechnungen zentral bestimmt und optimieren die Reglereinstellungen somit zentral, wobei aktuelle Messdaten des Netzes zur Berechnung vorliegen und verarbeitet werden müssen.

Das vorliegende Multiagentensystem unterstützt die Netzbetriebsführung in der Leitwarte, indem Handlungsvorschläge zur Einstellung der Leistungsflussregler unterbreitet werden. Die Handlungsvorschläge werden durch einen mehrstufigen Verhandlungsprozess in einem iterativen

Verfahren zwischen den Agenten ausgehandelt. Die Verhandlung wird hierbei von dem für die überlastete Übertragungsleitung verantwortlichen Agenten initiiert. Hierzu werden alle Agenten, die über einen Leistungsflussregler verfügen, aufgefordert Regelungseingriffe vorzuschlagen, welche vom koordinierenden Agenten gesammelt werden. Die Regelungseingriffe werden iterativ bestimmt, wobei in jedem Schritt eine kleine Veränderung der Position des Reglers vorgenommen wird. Die Amplitude und Richtung des Eingriffs werden mithilfe der Sensitivität bestimmt, sodass Regler mit einer großen Sensitivität auf die überlastete Leitung einen größeren Eingriff vornehmen und umgekehrt. Auf diese Weise wird versucht, die Überlast mit einer möglichst geringen Anzahl an Regeleingriffen aufzulösen. Das Ergebnis der ersten Verhandlungsrunde wird dann dem koordinierenden Agenten mitgeteilt. Falls die Überlast nicht mit einer Iteration aufgelöst werden konnte, wird eine weitere Verhandlungsrunde durchgeführt. Hierzu wird das Ergebnis der letzten Iteration an alle teilnehmenden Agenten weitergeleitet, welche basierend darauf mithilfe von Sensitivitäten den resultierenden Leistungsfluss abschätzen können. Dieser dient dann als Grundlage für die Bestimmung des nächsten Regeleingriffsschrittes.

Das Verfahren wird so lange durchgeführt, bis entweder die Regler die Überlasten aufgelöst haben oder die Regler in einem stationären Zustand verharren und die Überlast nicht beheben können. Der so entstandene Handlungsvorschlag kann dann von der Netzbetriebsführung in der Leitwarte evaluiert und entsprechend zur Herstellung eines zulässigen Betriebszustandes des Systems verwendet werden.

## Prüfung funktionaler und nicht-funktionaler Anforderungen von digitalen Systemen und Geräten in Schaltanlagen und Ortsnetzstationen

### Testing of functional and non-functional requirements of digital systems and devices in (digital) substations

Andreas Kubis, Markus Küch

*Basierend auf einem physikalischen Modell einer Schaltanlage können sekundärtechnische Applikationen und Geräte in Schaltanlagen hinsichtlich ihrer funktionalen und nicht-funktionalen Eigenschaften am  $ie^3$  getestet werden.*

*Based on a physical substation model, digital applications and devices within substations can be tested according to their functional and non-functional properties at the  $ie^3$ .*

*Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Forschergruppe 1511 durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.*

Digitale Technik zur Überwachung, Regelung und zum Schutze des elektrischen Netzes wird verstärkt unter Verwendung innovativer als auch etablierter Standards wie IEC 61850, C37.118.2 und IEC 60870 eingesetzt. Lokal agierende Funktionen mit hohen Anforderungen an die Verfügbarkeit und die Ausführungszeit werden i.d.R. in Schaltanlagen oder Ortsnetzstationen installiert. Spätestens bei der Inbetriebnahme eines neuen Gerätes bzw. einer neuen Funktion sind die gestellten funktionalen und nicht-funktionalen Anforderungen an die digitalisierte Sekundärtechnik zu überprüfen.

Funktionale Anforderungen sind anwendungsspezifisch und werden mittels Funktionstests evaluiert. So wird beispielsweise bei einer Schutzfunktion getestet, ob diese einen Fehler zuverlässig detektiert und ein Signal an den Leistungsschalter aussendet. Über diese funktionalen Anforderungen hinaus sind auch nicht-funktionale Anforderungen, wie beispielsweise die Einhaltung der maximalen Fehlerklärungszeit, also der Zeitraum von Fehlereintritt bis Freischaltung, einzuhalten. Insbesondere bei Schutzprüfungen empfiehlt sich daher die Betrachtung von Messwertfassung, Fehlerdetektion und Leistungsschalteröffnung als Gesamtsystem zu betrachten und abhängig voneinander zu evaluieren. Darüber hinaus ist die sichere Funktion eines Schutzaufbaus neben der zuverlässigen Detektion und Freischaltung eines Fehlerzustandes auch von nicht-funktionalen Eigenschaften, insbesondere Eigenschaften der Informations- und Kommunikationstechnik, abhängig. Diese betreffen insbesondere die Kapazitätsgrenzen des Stations- und Prozessbusses, welche insbesondere durch Interaktion mit weiteren Schutz-, Regelungs- und Überwachungssystemen kritisch werden können. Die

so entstehenden Datenraten können unter gewissen Bedingungen zu einer erhöhten Latenz der Nachrichtenübertragung führen, welche die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems nachhaltig beeinflussen. Daher gilt es diese zu evaluieren und mit den technischen Eigenschaften der eingesetzten Netzwerkgeräte in Beziehung zu setzen, um Untersuchungen der Skalierbarkeit bestehender Installationen hinsichtlich der technischen Machbarkeit zusätzlicher Hardwareinstallationen zu bewerten.

Aus den genannten Gründen hat das  $ie^3$  eine Testumgebung bestehend aus einem physikalischen Modell einer digitalen Schaltanlage zur Prüfung digitaler Systeme und Geräte entwickelt. Basierend auf einem Echtzeitsimulator für elektrische Netze, welcher nicht nur Momentanwerte von Strom- und Spannung bereitstellt, sondern auch Topologieänderungen auf Basis von Befehlen der Schutz- und Leittechnik abbildet, wird das elektrische Systemverhalten repliziert. Die Kommunikationsinfrastruktur kann hier mit einem frei parametrierbaren Testaufbau abgebildet, bemessen und evaluiert werden.

Mit der genannten Testumgebung können Mess-, Regelungs- und Schutzgeräte gemäß IEC 61850, IEC 60870 und IEEE C37.118.2 angeschlossen und konfiguriert werden, wodurch die Erfüllung ihrer funktionalen und nicht-funktionalen Anforderungen bewertet und deren Koordination optimiert werden kann. Darüber hinaus bietet dieser Aufbau die Möglichkeit Funktionsmuster, wie sie in der Entwicklung neuartiger Schutzfunktionen entstehen, mit geringem Aufwand auf virtualisierten Ausführungsplattformen in die Testumgebung zu überführen und dort ihre Performanz zu prüfen und zu optimieren.

## Simulationsumgebung zur Bewertung von Technologien zur thermischen Freileitungsüberwachung

### Simulation Environment for the Evaluation of Thermal Line Monitoring Technologies

Andreas Kubis

*Zur thermischen Überwachung von Freileitungen stehen vielfältige Technologien zur Verfügung, deren Performanz nur äußerst aufwändig verglichen werden kann. Am  $ie^3$  wurde eine Simulationsumgebung entwickelt, welche eine komparative Technologiebewertung unter Berücksichtigung technischer als auch wirtschaftlicher Eigenschaften ermöglicht.*

*As the comparative assessment of thermal line monitoring technologies is a complex and expensive task, a simulation environment enabling the assessment of technical and economic properties of various line monitoring technologies has been developed.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Forschergruppe 1511 durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.*

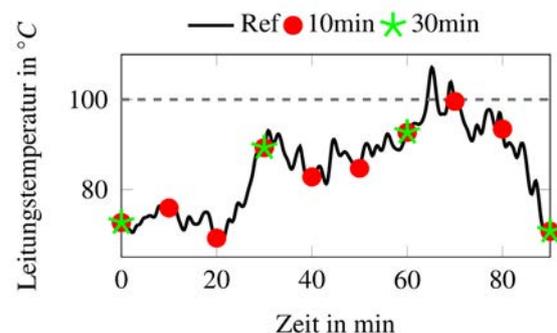
Im Rahmen des witterungsabhängigen Freileitungsbetriebes gewinnt die thermische Überwachung von Freileitungen im laufenden Betrieb zunehmend an Bedeutung. Diese ermöglicht die Erfassung des gegenwärtigen thermischen Freileitungszustandes in Abhängigkeit der elektrischen Belastung. Die Kenntnis dieser Informationen bietet sowohl der Betriebsführung und -planung, als auch dem Asset Management erweiterte Möglichkeiten den Netzbetrieb sicherer zu gestalten. Außerdem können Modelle und Methoden zur Bestimmung der witterungsabhängigen Dauerstrombelastbarkeit optimiert sowie das Alterungsverhalten von Freileitungen präziser erfasst werden.

Zur Überwachung der gegenwärtigen Leitertemperatur werden direkte und indirekte Methoden unterschieden. Direkte Methoden messen physikalische Größen unmittelbar am Leiterseil und leiten aus diesen die gegenwärtige Temperatur ab. Indirekte Methoden hingegen beruhen i.d.R. auf modellbasierten Berechnungen auf Grundlage eines elektro-thermischen Freileitungsmodells mit Wetter- und Strommessungen als Eingangsparameter. Praktische Untersuchungen zeigen, dass diese Herangehensweise prinzipiell valide, die Präzisionsbewertung im Feld jedoch äußerst aufwändig und kostenintensiv ist.

Um hierzu einen Beitrag zu leisten wurde am  $ie^3$  eine Simulationsumgebung entwickelt, welche die vergleichende Bewertung von unterschiedlichen Technologien zur thermischen Überwachung von Freileitungen ermöglicht. Somit steht ein innovatives Werkzeug zur Verfügung, mit dem die Technologieauswahl komparativ vor technischen als auch wirtschaftlichen Eigenschaften getroffen werden kann und/oder Bestandssysteme optimiert werden können.

Die technische Relevanz einer solchen Optimierung wird folgend an einer exemplarischen Bewertung der Messfrequenz der häufig angewandten indirekten Methode nach IEEE und CIGRE evaluiert. In der folgenden Grafik wird die Referenzleitertemperatur basierend auf sekundlichen Messungen der Witterungsbedingungen, im Vergleich zu emulierten Messergebnissen mit Berechnungszyklen von 10 min und 30 min aufgetragen. Zwischen Minute 60 und 80 übersteigt die tatsächliche Leitertemperatur die maximal zulässige Temperatur von 100 °C. Es zeigt sich, dass mit abnehmender Messfrequenz die gemessene Temperatur zunehmend von der Spitzentemperatur abweicht und im betrachteten Fall ein thermisch tolerierbarer Betriebszustand der Freileitung suggeriert wird, obwohl dies nicht der Fall ist.

Die Simulationsumgebung eignet sich sowohl zur funktionalen Bewertung indirekter und direkter Messmethoden als auch zur Bewertung von Verfahren zur Berechnung der witterungsabhängigen Dauerstrombelastbarkeit (Rating). Weiterhin wird die Determination notwendiger Messstellen einschließlich der Auslegung und Bemessung der dazugehörigen IKT-Infrastruktur ermöglicht.



Messungen mit unterschiedlicher Periode

## Integration erneuerbarer Energieerzeuger in das ghanaische Energieversorgungssystem und ihre Auswirkungen auf die Systemstabilität

### Grid Integration of Renewable Energy Sources in the Ghanaian Power System and its Effects on System Stability

Marilyn Winifred Asmah

*Dieses Projekt untersucht den Einfluss einer umfassenden Integration erneuerbarer Energieerzeuger in das ghanaische Energieversorgungssystem auf die elektrische Systemstabilität. Zu diesem Zweck werden simulative Stabilitätsuntersuchungen unter Verwendung eines Modells des Ghanaischen elektrischen Übertragungsnetzes durchgeführt.*

*The aim of this project is to investigate the effect of the large-scale integration of renewable energy sources on the stability of the Ghanaian power system. To this, various stability analyses will be carried out through the simulation of a model of the Ghanaian transmission network.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Reiner Lemoine Institut.*

Die aktuelle Energiekrise in Ghana hat zusammen mit der Sustainable Energy for All (SE4ALL)-Initiative zu einem gestiegenen Interesse an der Erzeugung elektrischer Energie auf Basis regenerativer Energiequellen geführt. Dadurch ist das Ziel entstanden, den Anteil erneuerbarer Erzeugung von derzeit 1 % der Gesamterzeugung auf 10% bis zum Jahr 2020 zu erhöhen. Bereits heute erfährt das Ghanaische Energieversorgungssystem, trotz des geringen Anteils erneuerbarer Erzeuger, Stabilitätsprobleme, welche zu häufigen Versorgungsunterbrechungen ausgewählter Betriebsbereiche (Rolling Black-Out) führen. Dabei kann ein Systemzusammenbruch nur unter Umsetzung von Notfallmaßnahmen verhindert werden, die aber nicht immer erfolgreich abgeschlossen werden können.

Es wird erwartet, dass sich diese Probleme durch die massenhafte Integration erneuerbarer Energien zukünftig (Jahr 2020 und darüber hinaus) intensivieren. Durch die volatile Einspeisung aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen werden die Unsicherheiten im Netzbetrieb steigen, sodass der Betrieb häufiger an den Grenzen zulässiger Stabilitätsrelevanter Betriebsparameter liegen wird. Demzufolge muss überprüft werden, ob das bestehende Ghanaische Netz in der Lage ist eine hohe Zahl erneuerbarer Erzeuger aufzunehmen und inwiefern durch Netzverstärkungsmaßnahmen dies in der Zukunft ermöglicht bzw. ausgeweitet werden kann.

Dieses Projekt hat daher zum einen das Ziel die massenhafte Integration erneuerbarer Energien

ins Ghanaische Energieversorgungssystem hinsichtlich deren Einfluss auf die Gesamtsystemstabilität zu untersuchen und zum anderen optimale Netzverstärkungsmaßnahmen, welche die vermehrte Aufnahme erneuerbarer Erzeuger ermöglichen, zu identifizieren.

Zu diesem Zweck wird ein Modell des Ghanaischen Energieversorgungssystems (Übertragungsnetz) implementiert und validiert. Zudem werden zukünftige Simulationsszenarien basierend auf den Netzausbauplänen (Generation und Transmission Master Plans) des Ghanaischen Übertragungsnetzbetreibers GRIDCo entwickelt. Der Generation Master Plan ist ein 15-jähriger Entwicklungsplan der als Leitfaden für Investitionsentscheidungen im Bereich der Stromerzeugung im Zeitraum von 2011 bis 2026 dienen soll. Der Transmission Master Plan hingegen ist ein zehnjähriger Netzentwicklungsplan, der den Netzausbau für den Zeitraum vom Jahr 2010 bis 2020 regelt. Die derart abgeleiteten Simulationsszenarien werden dann verwendet, um die Stabilität des zukünftigen Energieversorgungssystems zu untersuchen und mögliche Engpassstellen zu identifizieren. Abschließend werden Netzausbaumaßnahmen bestimmt und mittels simulativer Untersuchungen bewertet.

Ergebnisse dieser Arbeit sind potentielle Netzverstärkungsmaßnahmen, die einen nachhaltigen und sicheren Betrieb des Ghanaischen Energieversorgungssystems unter Einbindung Erneuerbarer Energieerzeuger ermöglichen.

## 4.2 Schutz- und Leittechnik

### **i-Automate – Modular konfigurier- und prüfbare Automatisierungsarchitektur für zukünftige aktive elektrische Energienetze**

#### **i-Automate – Modular configurable and testable automation architecture for future active electrical energy grids**

Björn Bauernschmitt, Dominik Hilbrich, Björn Keune, Rajkumar Palaniappan

*Die Integration von dezentralen, erneuerbaren Energien in das elektrische Energieversorgungsnetz wird immer wieder auch in Verbindung gebracht mit der Entwicklung eines intelligenten Mittel- und Niederspannungsnetzes (Smart Grid). Demzufolge sollen intelligente Netzfunktionen auch in diesen Spannungsebenen zur Verfügung stehen. Im Projekt i-Automate wird eine modulare und flexible Systemarchitektur erforscht und entworfen, die es ermöglicht, sowohl schutz- und leittechnische Funktionen als insbesondere auch Smart-Grid-Automatisierungsfunktionen auf einer standardisierten Plattform abzubilden. Die Gesamtlösung muss dabei durchgängig und automatisiert prüf- und verifizierbar sein. In Feldversuchen soll anschließend die Funktionsfähigkeit und das Verhalten im Betrieb unter realen Netzbedingungen nachgewiesen werden.*

*The integration of decentralised, renewable energy sources into the electrical power grid is always brought in connection with the development of an intelligent medium and low voltage grid (Smart Grid). Therefore, intelligent grid functions shall also be made available in these voltage levels. In the project i-Automate a modular and flexible system architecture is investigated and designed allowing the implementation of both protection and control functions as well as particularly smart grid automation functions on a standardised platform. The overall solution needs to be continuously and automatically testable and verifiable. By means of field tests, the functionality and behaviour during operation under real grid conditions shall be proven.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7561A gefördert.*

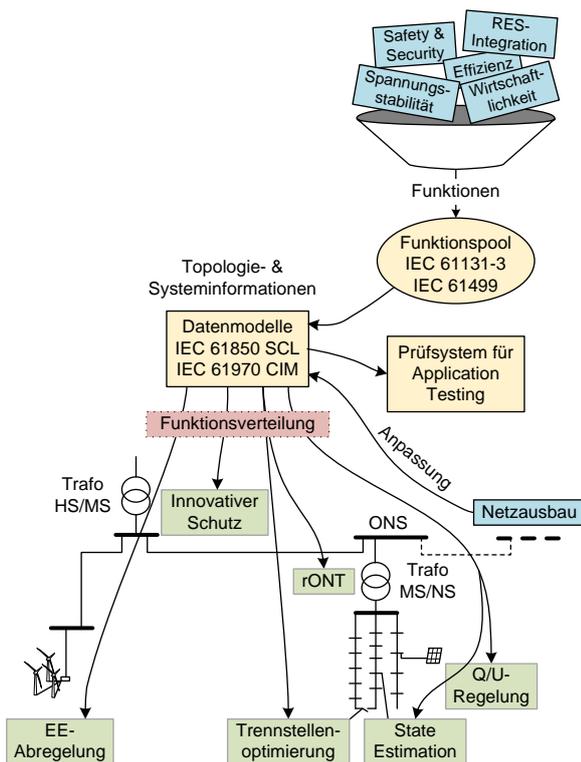
Durch den aktuellen Wandel der elektrischen Energieversorgung hin zu dezentralen erneuerbaren Energiequellen werden stets auch Anpassungen an der sekundärtechnischen Infrastruktur (Netzschutz-, Netzautomatisierungs- und Leittechniksysteme), welche die wesentlichen Mess-, Steuer- und Regelungsmöglichkeiten der Netzbetriebsführung darstellen, notwendig. Einige Eigenschaften konventioneller Schutz- und Leittechniksysteme erzeugen dabei einen großen betrieblichen und wirtschaftlichen Aufwand. Beispielsweise weisen heutige Schutz- und Leitgeräte eine starke Kopplung zwischen Hard- und Software auf und können nur für begrenzte, spezifische und vorab festgelegte Funktionen eingesetzt werden. Anpassungen oder Erweiterungen an der Schutz- und Leittechnik erfordern stets zeit- und kostenintensive Umbaumaßnahmen. Zudem entsteht ein großer Aufwand bei der Planung und Instandhaltung. Neue oder erweiterte Schutz- und Automatisierungsfunktionen, wie sie für Smart Grids benötigt werden, bedürfen bislang spezifischer neuer Hard- und Softwarekomponenten. Eine flexible Funktionsergänzung basierend auf weiterverwendbarer Hardware ist bislang nicht vorgesehen. Demgegenüber wurde der Bedarf für neue

Schutz- und Automatisierungsfunktionen zur Optimierung sowie Minimierung des notwendigen Netzzubaus speziell auf Verteilnetzebene in mehreren Studien gezeigt.

Vor diesem Hintergrund wurde im vorangegangenen Projekt *i-Protect* eine neuartige Schutz- und Leitsystemarchitektur auf Basis industrieller Automatisierungstechnik erforscht. Diese ermöglicht es, Hard- und Software zu trennen und Schutzfunktionen flexibel und modular konfigurierbar einzelnen Rechnermodulen zuzuordnen. In *i-Protect* wurde die generelle Machbarkeit eines derartigen Plattformansatzes für die Anwendung in sicherheitskritischen Energieschutzsystemen gezeigt. Hierzu wurden Schutzfunktionen exemplarisch implementiert, ein Engineeringverfahren für Schutzsysteme entworfen und die Funktion des Schutzsystems innerhalb einer Hardware-in-the-Loop-Laborumgebung getestet.

Der Bedarf an modular und flexibel konfigurierbaren sowie prüf- und zertifizierbaren Automatisierungssystemen geht allerdings deutlich weiter. Insbesondere muss eine derartige Systemarchitektur neben heute bekannten überwiegend lokal-

autonomen Schutzfunktionen auch übergeordnete, aggregierte und koordinierte Smart-Grid-Automatisierungsfunktionen zur Netzüberwachung und -steuerung flexibel erweiterbar ermöglichen. Während bisher in diversen Forschungsprojekten lediglich einzelne Funktionalitäten eines Smart Grids implementiert und prototypisch getestet wurden, wird in *i-Automate* ein Gesamtkonzept für eine modular konfigurier- und prüfbare Automatisierungsarchitektur für Smart Grids erforscht. Die folgende Abbildung zeigt, wie solch ein Gesamtkonzept aussehen kann.



#### Gesamtkonzept für eine modular konfigurier- und prüfbare Automatisierungsarchitektur

Die verschiedenen Smart-Grid-Automatisierungsfunktionen können als funktionale Blöcke, ggf. in einem standardisierten Format gemäß IEC 61131-3 (Grundlagen Speicherprogrammierbarer Steuerungen – Programmiersprachen) und IEC 61499 (Funktionsbausteine für verteilte Steuerungssysteme), beschrieben und implementiert werden. Sie stehen anschließend als Module in einem Funktionspool zur Verfügung.

Für eine einfache, flexible und zuverlässige Projektierung und Konfiguration des Gesamtsystems durch den Anwender wird ein geeignetes Engineeringkonzept entwickelt. Als Datenmodelle finden

hierbei insbesondere IEC 61850-6 (Substation Configuration description Language, SCL) und IEC 61970-301 (Common Information Model, CIM) Verwendung. Sie dienen zur Beschreibung von Art, Anzahl und Verknüpfungen der zu verwendenden Funktionsmodule und werden für die Konfiguration der Automatisierungsarchitektur genutzt.

Als Implementierungsplattform dient ein bewährtes Hard- und Softwaresystem aus dem Anwendungsbereich der Netzüberwachung und Power-Quality-Analyse. Durch die Nutzung einer ausgereiften und geprüften Plattform kann in *i-Automate* der Hauptfokus auf die Umsetzung und Implementierung von Funktionen und Algorithmen gelegt werden.

Eine weitere besondere Herausforderung als Folge der hohen Modularität und Flexibilität des Systems liegt in seiner funktionalen Prüfbarkeit hinsichtlich aller möglichen Konfigurationen als Basis für eine Zertifizierung für den realen Einsatz. Da nicht wie bislang ein einzelnes Gerät mit fester bzw. geschlossener Hard- und Software geprüft werden kann, sondern nur einzelne Module in einem frei konfigurierbaren und sich somit verändernden Gesamtsystem, sind völlig neue Prüfansätze zu entwerfen. Diese müssen letztendlich eine automatisierte, inkrementelle und möglichst umfassende Prüfung dieser neuartigen Systemlösung erlauben. Um die Durchgängigkeit von Engineering, Konfiguration und Prüfung sicherzustellen, sollen insbesondere die während des Engineeringprozesses erzeugten Datenmodelle als Basis zur Generierung von Prüfscenarien genutzt werden.

Um belastbare Aussagen hinsichtlich der Funktionalität und Integrierbarkeit dieser Systemlösung in die bestehende Netzschutz- und Netzleittechnik zu gewinnen, wird zudem ein Pilot- und Demonstrationsaufbau in Zusammenarbeit mit einem Netzbetreiber installiert und erprobt werden. Dafür wird ein angepasster Pilotaufbau in die Anlagentechnik eines Umspannwerks oder in verschiedene relevante Netzknoten des Verteilnetzes integriert werden. Das langfristige Monitoring des Pilotaufbaus unter realen Bedingungen wird weitere Aufschlüsse über die Systemeigenschaften liefern und Optimierungen ermöglichen.

## Erkennung von Schaltzuständen im intelligenten Stromverteilstromnetz mittels elektromagnetischer Wanderwellenanalyse

### Power System Topology Recognition in Smart Distribution Grids with Electromagnetic Traveling Wave Analysis

Björn M. Keune

*Im intelligenten Stromverteilstromnetz gewinnen neuartige Konzepte zur optimalen Anpassung der Netztopologie im laufenden Betrieb zunehmend an Bedeutung für die Integration erneuerbarer Energien. Dies erfordert adaptive Fähigkeiten von verteilten Systemen, die nicht kommunikationstechnisch erschlossen sind. Durch die Analyse elektromagnetischer Wanderwellenvorgänge lassen sich neben der Tiefenerkennung von Kabelfehlern auch topologische Informationen anhand lokaler Messdaten ableiten.*

*Novel concepts for optimum network topology adaption during operation are gaining rising significance within smart distribution power systems for the integration of renewable energies. This requires adaptive capabilities of distributed systems that are not accessible by communication technology. With the analysis of electromagnetic traveling wave propagation patterns not only cable fault locations but as well topological information can be derived by local measurements.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*

Mit der Vision von einem hochautomatisierten Verteilnetzbetrieb wird eine umfassende und zuverlässige Kommunikationsinfrastruktur vorausgesetzt. Allerdings sind bislang nicht alle Netzstationen kommunikationstechnisch erschlossen. Zudem können insbesondere Mobilfunklösungen in ländlichen Gebieten von temporären Störungen betroffen sein, die sich negativ auf die Zuverlässigkeit von verteilten Systemen auswirken. Für den Anwendungsfall einer automatischen Topologie-Anpassung, werden adaptive Fähigkeiten von verteilten Systemen, wie bspw. von Schutzgeräten, ohne verfügbarer oder funktionierender Kommunikationsverbindung verlangt, um notwendige Parameterumschaltungen vornehmen zu können. Derzeit existiert noch kein zuverlässiges Verfahren, das einen eindeutigen Rückschluss auf die aktuelle Topologie, also den Schaltzustand des Netzes, einzig anhand lokaler Messdaten ermöglicht. Stattdessen wird nach Stand der Technik der Schaltzustand im Netz abgeschätzt, bspw. hinsichtlich der Ausprägung bestimmter Harmonischer, der Änderung der Netzfrequenz, dem Wert der Netzimpedanz oder mittels der Erkennung von Sprüngen im Phasenwinkel der Spannung. Allerdings gibt es einen großen Bereich nicht erkennbarer Zustandsänderungen bei diesen und ähnlichen Verfahren. Ferner ist die Wahl geeigneter Schwellenwerte zum Start der Funktionslogik kompliziert, sodass die bestehenden Anforderungen an Sensitivität und Zuverlässigkeit nicht erfüllt werden können. Einen vielversprechenden Lösungsansatz bietet das Prinzip der Breitband-Zeitbereichsreflektometrie (engl. SS-TDR) zur

Kabelfehlerortung. Denn anhand der lokalen Messung von Reflexionsmustern eingespeister Impulse lassen sich topologische Informationen ableiten. Dadurch ließen sich bspw. verteilte Systeme entwickeln, die auch ohne Kommunikationsverbindung über grundlegende adaptive Fähigkeiten verfügen, indem sie ihre Parameter kontinuierlich an den Zustand der Netztopologie anpassen. Grundvoraussetzung dafür ist das deterministische Ausbreitungsverhalten von leitungsgebundenen Wanderwellen in gesunden Netzen. Dieses ist im Wesentlichen bestimmt von der Ausbreitungsgeschwindigkeit und Dämpfung sowie von den Reflexions- und Transmissionsfaktoren an Übergangsstellen unterschiedlicher Wellenimpedanz. Das Verfahren funktioniert im Gegensatz zum klassischen TDR-Verfahren nicht nur für freigeschaltete, sondern auch für unter Spannung stehende Leitungen. Zunächst wird ein moduliertes, hochfrequentes Signal am Messpunkt in das Netz eingespeist. Das resultierende Reflexionsmuster wird gemessen und mit dem eingespeisten Impuls korreliert. Anschließend wird aus dem vorverarbeiteten Signal mittels einer Musterklassifikation die Netztopologie bestimmt. Dazu werden charakteristische Merkmale wie die Wellenpolarität, die Laufzeit von Reflexionen und die Signalenergie verglichen. Bei sehr komplexen Topologien mit einer Vielzahl möglicher Reflexionsmuster können zusätzlich Verfahren aus dem maschinellen Lernen angewendet werden, um die Merkmale zu klassifizieren. Somit lässt sich mit der autarken Erkennung von Schaltzuständen ein neuer Service im intelligenten Stromnetz erschließen.

## Automatisierte Netzmodellerstellung für die anwendungsorientierte Schutzprüfung

### Automated grid model generation for the application-orientated protection test

Dominik Hilbrich

*Die Entwicklung von innovativen Schutzsystemen führt zu einer steigenden Komplexität ebendieser Systeme. Die bisherigen, konventionellen Methoden zur Prüfung von Schutzgeräten, wie zum Beispiel die Typprüfung gemäß IEC 60255, sind dadurch nicht mehr uneingeschränkt nutzbar. Für die Prüfung ist ein Verfahren erforderlich, welches auch bei steigender Komplexität zuverlässige Ergebnisse liefert. Ein solches Verfahren stellt die anwendungsorientierte Schutzprüfung dar. Zur Reduktion des Prüfaufwandes wird eine automatisierte Netzmodellerstellung unter Verwendung des Common Information Models (IEC 61970) erarbeitet.*

*The development of innovative protection systems leads to an increasing complexity of those systems. Conventional methods used to test protective devices, such as type testing according to IEC 60255, are no longer fully usable. The test requires a method that provides reliable results even with increasing complexity. Such a method is the application-orientated protection test. In order to reduce the test effort, an automated grid model generation using the Common Information Model (IEC 61970) is developed.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch die RWTÜV Stiftung unter der Projektnummer S189/10021/2013 gefördert.*

Im Rahmen des BMWi Projekts *i-Protect* wurde am Institut ie<sup>3</sup> ein zentralisiertes Schutzsystem mit durchgehendem Engineering unter Verwendung der Datenmodelle gemäß IEC 61850-6 (SCL) erforscht und entwickelt. Innerhalb dieses Projekts zeigte sich, dass die konventionelle Typprüfung für die Validierung des Gesamtsystems nicht mehr ausreichend ist. Daher wird im Rahmen dieses Forschungsvorhabens die anwendungsorientierte Schutzprüfung (engl.: Application Testing) als Ergänzung zu den klassischen Prüfvarianten eingeführt. Bei dieser Prüfung werden echtzeitfähige Modelle von elektrischen Energieversorgungsnetzen, idealerweise mit realen Netzdaten, verwendet, um die zu prüfenden Systeme unter realitätsnahen Bedingungen zu prüfen.

Das Common Information Model (CIM) gemäß IEC 61970-301 ist ein Datenmodell für den Austausch von Netzdaten. Als standardisiertes und unabhängiges Austauschformat kann es für die anwendungsorientierte Schutzprüfung genutzt werden. Die Topologie des Netzes und die Parameter der Betriebsmittel sind innerhalb dieses Datenmodells mithilfe von Vererbung, Aggregation sowie Assoziation gespeichert. Die gängigen Netzberechnungsprogramme wie DigSILENT PowerFactory, Neplan oder Sincal bieten bereits einen entsprechenden CIM-Export. Daher können diese Tools als ideale Datenquelle für die automatisierte Netzmodellerstellung genutzt werden. So können bereits vorhandenen Netzdaten direkt in Modelle für die Simulation innerhalb eines Echtzeitsimulators überführt werden.

Zur Validierung des Konzepts wurde ein entsprechendes Tool entwickelt, welches die automatisierte Netzmodellerstellung durchführt. Ein System der OPAL-RT Technologies steht als Simulationsplattform zur Verfügung. Für die Simulation werden Modelle in MATLAB/Simulink Simscape Power Systems benötigt. Ein Entsprechendes Referenznetz, hier das Cigre NS-Referenznetz, wurde aus der Software PowerFactory in das CIM-Format exportiert und für die automatisierte Erstellung eines echtzeitfähigen Modells verwendet. Es konnte gezeigt werden, dass die Netztopologie und sämtliche Betriebsmittelparameter korrekt übernommen worden sind. Darüber hinaus war der Lastfluss innerhalb der Echtzeitsimulation des so erstellten Netzes vergleichbar mit dem Lastfluss in PowerFactory. Somit konnte der Nachweis erbracht werden, dass das entwickelte Tool ordnungsgemäß funktioniert.

Innerhalb der Simulation gibt es eine Reihe an Parametern, die das Ergebnis der Prüfung beeinflussen könnten. Dazu zählen zum Beispiel die Fehlerdistanz, die Fehlerart oder die Kurzschlussleistung. Aus der Kombination aller möglichen Varianten ergibt sich ein derart großer Prüfraum, dass eine sinnvolle Reduktion der relevanten Prüfszenarien erfolgen muss. Hierzu sollen Methoden aus der Statistik verwendet werden. Um die ermittelten Testfälle automatisch zu durchlaufen und die Testergebnisse der Prüfung zu sichern ist eine Automatisierung erforderlich. Die ermittelten Ergebnisse werden abschließend einer ersten Auswertung unterzogen.

## Dezentrale Frequenzstabilisierung in Netzinfrastrukturen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien

### Decentralized frequency stabilization in grids with a high share of renewable energies

Marvin Albrecht

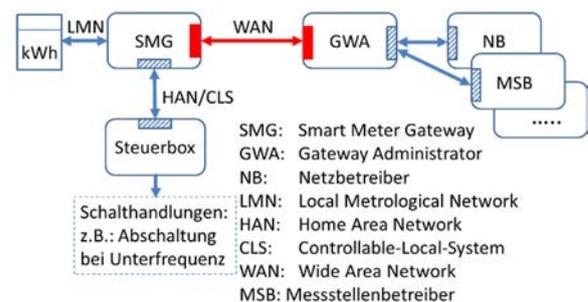
*Ziel des Projekts ist die Erforschung eines Ansatzes, der unter Berücksichtigung des aktuellen Netzstatus sowie dezentraler Einspeisung aus erneuerbaren Energien eine selektive Frequenzstabilisierung realisiert. Durch die Verwendung von Informations- und Kommunikationstechnik können Systemdienstleistungen zur Frequenzstabilisierung dezentral erbracht werden und einen zukunftsfähigen Systemschutz durch eine bislang nicht mögliche Lastkoordinierung in den Verteilnetzen realisieren.*

*New approaches for selective frequency stabilization considering the actual status of the electrical grid and decentralized power supply due to renewable energy resources will be researched. By using information and communication technology ancillary services for frequency stabilization can be provided to realize a long-term system protection due to new concepts of load coordination in the distribution grid.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 0325686A gefördert.*

Aktuelle Konzepte zur Frequenzhaltung wurden unter der Prämisse einer unidirektionalen Versorgungsstruktur entwickelt, welche durch eine zentrale Erzeugung in Großkraftwerken und dezentrale Verbraucher geprägt war. Durch den stetigen Zubau von dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) in den Verteilnetzen verändern sich die Versorgungsaufgabe und die erforderlichen Schutzkonzepte grundlegend, da sich neben einem vertikal gerichteten Lastfluss eine Rückspeisung in überlagerte Spannungsebenen ergeben kann. Dies führt dazu, dass konventionelle Lastabwurfkonzepte kritisch hinterfragt und neue Strategien entwickelt werden müssen. Ein rein frequenzbasiertes Lastabwurfkonzept kann demnach dazu führen, dass DEA vom Netz getrennt werden. Um dies zu verhindern, wurden vom Forum für Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) bereits neue Überlegungen getroffen, wie beispielsweise der Berücksichtigung des Leistungsflusses und einer neuen Strategie zur Berechnung der Referenznetzlast. Diese Überlegungen können jedoch keine gezielte Abschaltung von DEA im Unterfrequenzfall garantieren. Zudem unterliegt die Berechnung der Referenznetzlast einer gewissen Unschärfe. Im Rahmen des Projekts DeF-Neg werden selektive Lastabwurfkonzepte auf Ortsnetzstations- und Haushaltsebene unter der Einbeziehung von Smart Metering Technologien untersucht. Hierzu wurde bereits ein neuartiges Unterfrequenzrelais entwickelt, welches unter Berücksichtigung der aktuellen Lastsituation im Netz eine zyklische Parametrierung zulässt und sowohl in Ortsnetzstationen als auch Haushalten

eingesetzt werden kann. Hierbei wird die Kommunikationsinfrastruktur vorhandener Smart Metering Systeme genutzt, um eine möglichst integrierte Lösung zu erarbeiten. Im Fokus derzeitiger Überlegungen liegt die Miteinbeziehung der sogenannten Steuerbox, welche Einzug in zukünftige Smart Metering Systeme erhalten soll. Folgende Abbildung zeigt die zugrundeliegende Systemarchitektur, wie sie zum aktuellen Zeitpunkt definiert ist.



#### Steuerbox als Unterfrequenzrelais im Haushalt

Eine weitere Herausforderung, welche sich durch die Integration erneuerbarer Energiequellen ergibt, ist die Kompensation einer sinkenden Netzanlaufzeitkonstante. Im Rahmen des Projekts wurden insgesamt sechs Energiespeicher angeschafft, welche anhand einer Frequenzmessung schnelle Primärregelung bereitstellen sollen. Hierfür wird eine eigene Regelungslogik auf einem Mikrocontroller implementiert, welcher kommunikationstechnisch an das Speichersystem angebunden ist. Sowohl das neuartige Relais als auch die Energiespeichersysteme werden im Sommer 2017 im Feld getestet.

## Echtzeit-Implementierung von eines Dynamic Power Flow Controllers

### Real-time implementation of a Dynamic Power Flow Controller

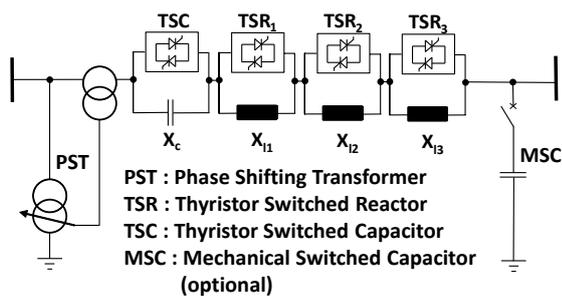
Alfio Spina

Die Echtzeit-Simulationstechnik ermöglicht schnelle und genaue Simulationen von Leistungselektronikgeräten. Darüber hinaus bietet die RT-Simulation die Möglichkeit, Hardware-Geräte mittels Hardware-in-the-Loop (HIL) -Simulationen zu testen und damit Testkosten und praktische Risiken zu reduzieren. Im Folgenden wird ein RT-Modell eines Power Flow Controllers namens Dynamic Power Flow Controller (DPFC) implementiert. Das RT-Modell wird für einen RT-Simulator (RTS) von OPAL-RT Technologies entworfen und unter Bezugnahme auf ein Hardware-DPFC-Modell, das am Institut  $ie^3$  entwickelt wurde, parametrisiert.

Real-time (RT) digital simulation technology permits fast and accurate simulations of power electronics based devices. Furthermore, RT simulation provides the possibility to test hardware devices by means of hardware-in-the-loop (HIL) simulations thereby reducing the test costs and practical risks. In the following, a RT model of a power flow controller device called Dynamic Power Flow Controller (DPFC) is implemented. The RT model is developed into a RT simulator (RTS) from OPAL-RT Technologies and designed with reference to a hardware DPFC model developed at the institute  $ie^3$ .

As a result of the application of power electronics based devices into the power network along with the large penetration of non-programmable distributed energy generation, the complexity of the power system network is increased. Consequently, suitable solutions for the system testing and validation are required. New generation of RT simulators (RTSs) provide a suitable time step size which permits new opportunities for analysis, design and testing power electronics based devices in a fast and accurate manner. Furthermore, RTS permits to test hardware devices by means of HIL simulations in which the hardware under test is connected in a closed loop with the RTS. Complex systems can be developed into the RTS thereby reducing the test costs and risks.

In this work, a RT model of a power flow controller device called Dynamic Power Flow Controller (DPFC) is implemented. It consists of a traditional Phase Shifting Transformer (PST) combined with a number of Thyristor Switched Capacitors (TSC), Thyristor Switched Reactors (TSR). A proposed topology for the DPFC is shown in the following figure.



DPFC topology

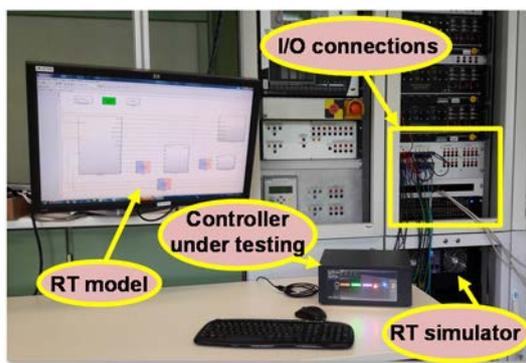
A hardware model of the DPFC is already available at the  $ie^3$  lab. A RT model of the DPFC is created in the RTS with reference to that hardware DPFC.

The RTS available at the  $ie^3$  lab is provided by OPAL-RT Technologies. The RTS uses eMegaSim software to develop the RT model. The RT model of the DPFC is created in RT-Lab. It is a software platform for RT modeling that uses the Simscape Power Systems (SPS) environment from MATLAB/Simulink to create the system model. The Simulink model is adapted for the RT simulation by using specific tool libraries. One essential block is the ARTEMiS Guide. ARTEMiS is a suite of fixed-step solvers and algorithms that optimize RT simulation that uses SPS models of electrical, power electronic, and electromechanical systems. It is possible to enable the ARTEMiS-SSN solver using the ARTEMiS guide. ARTEMiS-SSN is a nodal admittance solver that uses the interpolation method allowing very accurate detection of switching events. It also precomputes the nodal matrices, derived from their respective state-space equations, combined with online re-factoring of the nodal admittance matrix. This solver provides a faster simulation compared to the SPS solvers.

The RT-Lab model of the DPFC is split into three subsystems. The three subsystems include the PST model, the series compensation model and the network model. For each subsystem, one core of the eight available CPUs of the RTS is assigned. In this way the model is simulated by using three cores which work in parallel enabling the RTS to simulate in RT. The edited DPFC model is

compiled and downloaded into the RTS in order to execute the simulation.

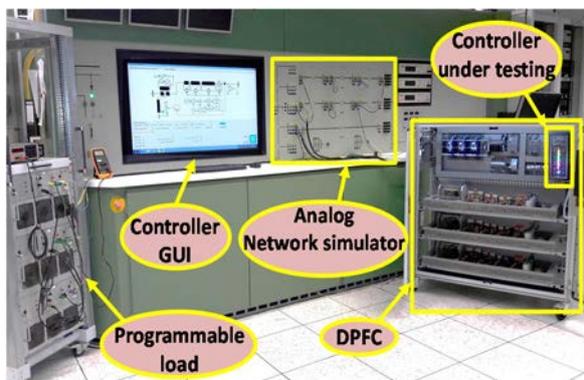
The developed RT model of the DPFC is controlled by using a real hardware controller, thus enabling a controller-hardware-in-the-loop (CHIL) simulation. In the CHIL simulation, the hardware controller and the RT model are able to exchange signals by using the binary and analog input/output of the RTS. The output signals from the hardware controller are sent to the RTS as binary inputs. The feedback signals from the RTS are sent to the hardware controller as analog signals thereby closing the control loop. A picture of the CHIL setup is shown in the following figure.



CHIL simulation setup

By means of the CHIL simulation, both the behavior of the hardware controller and the operation of the RT model of the DPFC had been tested into an exemplary network configuration implemented into the RTS.

The same controller had been tested to control the hardware DPFC connected into a similar network configuration reproduced by using hardware devices. The setup of the test is shown in the next figure.

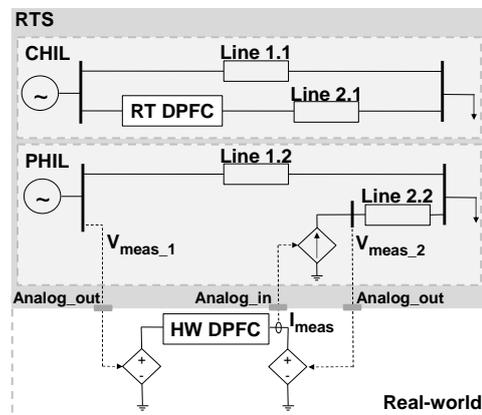


Hardware setup

Comparing the results of the CHIL simulation with the results of the hardware DPFC model test, the controller behavior is almost the same. These results confirm the benefits of the CHIL simulation

for hardware controller testing into a RT simulation environment in accurate manner.

Future researches will include the validation of the developed RT model of the DPFC by means of power-hardware-in-the-loop (PHIL) simulations. In the PHIL simulation tests, the entire hardware DPFC will be connected to the simulator by means of power amplifiers. RT simulations in which both the RT model and the hardware model of the DPFC are contemporary in operation can be carried out in order to validate the RT model of the DPFC. The figure below shows a proposed setup for the PHIL simulation in comparison to the CHIL simulation.



PHIL simulation setup

A simplified network configuration is implemented into the RTS for both the CHIL and PHIL simulation. The RT model of the DPFC is connected into the transmission line 2.1 and is controlled in CHIL simulation. The hardware DPFC is connected on the transmission line 2.2 by using two voltage amplifiers. The voltage amplifiers reproduce the voltage at the connection point of the input and output of the DPFC. The input signals for the voltage amplifiers come from the voltage measurement inside the RT network model and are sent to the voltage amplifiers by means of the analog outputs of the RTS. The operation of the DPFC is reproduced inside the network on the RTS by using current source generators modelled into the network model. The current flowing through the DPFC is measured and sent as a signal to the current source generators by using the analog inputs of the RTS.

In this simulation the behavior of the RT model and the hardware model of the DPFC will be tested and compared on the same network conditions implemented into the RTS.

### 4.3 Transportnetzplanung und Energiemärkte

#### Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES

##### Market and Network Simulation Framework MILES

Christopher Spieker, Dennis Klein

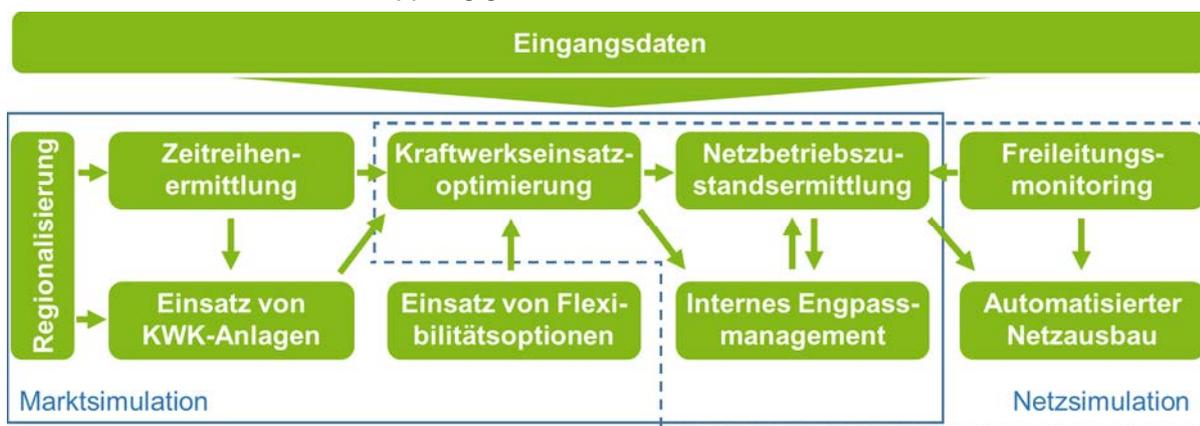
*Für techno-ökonomische Analysen des europäischen elektrischen Energieversorgungssystems wird am ie<sup>3</sup> die Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES (Model of International Energy Systems) eingesetzt. Die einzelnen Bestandteile von MILES decken die gesamte Prozesskette der Netzentwicklungsplanung ab und ermöglichen damit detaillierte Untersuchungen des zukünftigen Energiesystemdesigns.*

*For techno-economic analyses of the European electrical energy system the ie<sup>3</sup> is using and continuously developing the market and network simulation framework MILES (Model of International Energy Systems). The various modules of MILES cover all aspects of the network development process chain and thus, enable detailed examinations of the energy system's future design.*

Aufgrund der vermehrten Integration Erneuerbarer Energien (EE) und der zunehmenden Kopplung der Elektrizitätsmärkte ist das europäische Energieversorgungssystem grundlegenden Veränderungen unterlegen. Um die Auswirkungen dieser Entwicklungen auf das Gesamtsystem analysieren zu können, wird am ie<sup>3</sup> die Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES stetig weiterentwickelt. In der untenstehenden Abbildung sind die einzelnen Module von MILES dargestellt, die wie folgt miteinander verknüpft sind.

Im Rahmen der Module der Marktsimulation werden zunächst die für die betrachteten Marktgebiete prognostizierten Leistungen der EE sowie der elektrischen und der thermischen Last sektorspezifisch regional verortet. Danach werden auf Basis historischer Verbrauchs- und Wetterdaten für alle elektrischen und thermischen Lasten sowie für alle EE-Arten – gegebenenfalls unter Berücksichtigung einer Spitzenkappung – Zeitreihen generiert. In Abhängigkeit der Wärmebedarfszeitreihen wird daraufhin der Einsatz von wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Anlagen mit niedrigem Leistungsbereich abgeleitet und Must-Run-Anforderungen für stromgeführte Großkraftwerke mit Wärmeauskopplung gestellt.

Zur Glättung der resultierenden Residuallast kann im Anschluss optional der Betrieb von Flexibilitätsoptionen simuliert werden, z.B. die Verschiebung von Lasten oder der Betrieb von Power-to-Heat- und Power-to-Gas-Anlagen. Anschließend wird mithilfe einer Kraftwerkseinsatzoptimierung der kostenminimale Einsatz von konventionellen Kraftwerken und Speichern in Europa blockscharf und typischerweise in stündlicher Auflösung für ein Planungsjahr ermittelt. Die hierbei zugrundeliegende Marktkopplung kann entweder ausschließlich NTC-basiert, rein lastflussbasiert oder auch als hybrides System ausgestaltet sein. Neben den Fahrplänen der konventionellen Kraftwerke und Speicher ergeben sich aus der Simulation die Austauschleistungen zwischen den betrachteten Marktgebieten. Zudem wird ausgewiesen, in welchem Umfang die Leistungsbereitstellung aus dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen aufgrund von begrenzten Transfer- und Speicherkapazitäten reduziert werden muss (sog. nicht verwertbare Leistung). Ferner resultieren aus der Simulation die Betriebspunkte von eventuell bereits in der Kraftwerkseinsatzoptimierung berücksichtigten Netzelementen wie HGÜ-Verbindungen und Querreglern. Zusammenfassend



Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES

generieren die beschriebenen Module der Marktsimulation regional aufgelöste Einspeise- und Lastzeitreihen, welche u.a. als Netznutzungsfälle des Übertragungsnetzes verwendet werden können.

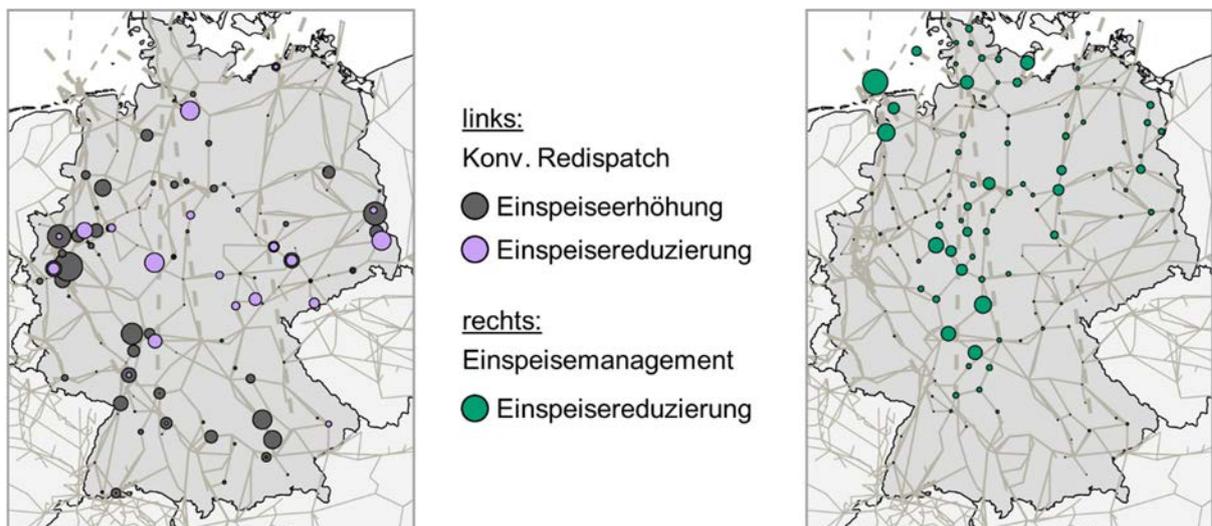
Auf Grundlage dieser Netznutzungsfälle werden die resultierenden Betriebszustände des europäischen Übertragungsnetzes über den Betrachtungszeitraum ermittelt. Ein Betriebszustand umfasst dabei neben den Betriebsmittelauslastungen und dem Spannungsband im Netz auch die Betriebspunkte derjenigen lastflusssteuernden Netzelemente, die nicht bereits im Rahmen der Kraftwerkseinsatzoptimierung eingestellt werden. Ein separates Modul ermittelt die Stromtragfähigkeiten von AC-Freileitungen in Abhängigkeit regionaler Wetterbedingungen, um bei der Analyse der Auslastung dieser Betriebsmittel witterungsbedingte Einflüsse zu berücksichtigen.

Für etwaige, auf Basis der Betriebszustände identifizierte Engpässe im Netz besteht anschließend die Option, die zur Gewährleistung der (n-1)-Sicherheit notwendigen Eingriffsmaßnahmen zu ermitteln. Zu diesen zählen die Änderungen der Betriebspunkte von HGÜ-Verbindungen und Querreglern, die Anpassungen der Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke und Speicher (strombedingter Redispatch), die Reduzierung der Einspeiseleistung aus EE- und KWK-Anlagen (Einspeisemanagement) sowie die Durchführung eines Lastmanagements (Lastab- bzw. -zuschaltung). Alternativ zum Engpassmanagement kann auf Basis der ermittelten Netzbetriebszustände ein automatisierter Netzausbau zur Herstellung der Netzsicherheit mit dem Ziel volkswirtschaftlich minimaler Kosten erfolgen. Das diesbezügliche Modul ist

aktueller Forschungsgegenstand und befindet sich derzeit in der Umsetzung.

Im Folgenden wird ein exemplarisches Ergebnis der Markt- und Netzsimulationsumgebung vorgestellt. Dabei handelt es sich um den ermittelten, notwendigen Umfang an Engpassmanagementmaßnahmen im deutschen Übertragungsnetz für ein Szenario im Jahr 2025. Simuliert wurde die gesamte Prozesskette von der Regionalisierung über die Kraftwerkseinsatzoptimierung und die Netzbetriebszustandsermittlung bis hin zum internen Engpassmanagement. In der untenstehenden Abbildung ist schematisch dargestellt, an welchen Stellen in Deutschland und in welchem Ausmaß konventioneller Redispatch sowie Einspeisemanagement von EE- und KWK-Anlagen zur Herstellung der (n-1)-Sicherheit im Betrachtungsjahr stattfindet. Hierbei wurde die vorrangige Umsetzung von netzbezogenen Maßnahmen in Form einer Betriebspunktänderung von internen HGÜ-Systemen mitsimuliert. Zudem wurde der Einspeisevorrang von EE- und KWK-Anlagen gegenüber konventioneller Erzeugung berücksichtigt.

Im untersuchten Szenario führt die insbesondere in Norddeutschland hohe Einspeiseleistung von Windenergieanlagen teils zu Engpässen im Übertragungsnetz in nord-südlicher Richtung. Aufgrund des Einspeisevorrangs dieser Anlagen werden zunächst die konventionellen Kraftwerke und Speicher im Norden und der Mitte Deutschlands in ihrer Einspeisung reduziert, bevor eine Absenkung der EE-Erzeugung erfolgt. Um die gesamte Einspeisereduzierung auszugleichen, wird die Einspeisung von konventionellen Kraftwerken und Speichern in den Lastzentren im Westen und im Süden Deutschlands erhöht.



Beispielhafte Ergebnisse der internen Engpassmanagementsimulation

## Ökonomische Bewertung von Flexibilitätspotenzialen

### Economic evaluation of flexibility options

Thorsten Schlüter, Volker Liebenau

*Das zukünftige Energieversorgungssystem ist auf Flexibilitäten angewiesen, wenn der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch möglichst sicher, kosteneffizient und umweltverträglich erfolgen soll. Unter Berücksichtigung der technischen Potenziale der unterschiedlichen Flexibilitäten, wurde am ie<sup>3</sup> ein Modell entwickelt, welches die ökonomische Bewertung von Flexibilitäten und Kraftwerken ermöglicht.*

*The future energy supply system is dependent on flexibilities, if the synchronization of production and consumption should be safe, cost-efficient and environmentally friendly. At the ie<sup>3</sup> a model was developed taking into account the technical potentials of different flexibilities, and thus enabling the economic evaluation of the flexibilities, as well as the power plants.*

*Dieses Forschungsvorhaben ist in Kooperation mit der ef.Ruhr GmbH und im Auftrag der Amprion GmbH entstanden.*

Im elektrischen Sektor resultiert aus dem steigenden Anteil Erneuerbarer Energien eine Veränderung der Charakteristik der Residuallast. Die zum Ausgleich von Last und Einspeisung zur Verfügung stehenden Flexibilitäten unterscheiden sich deutlich hinsichtlich ihrer technischen Eigenschaften und Marktreife. Langfristig ist aus dem Portfolio an Flexibilitäten für das Energieversorgungssystem diejenige Kombination von Maßnahmen zu finden, welche Versorgungssicherheit zum ökonomischen Kostenminimum bei höchstmöglicher ökologischer und sozialer Verträglichkeit gewährleistet.

Mit dem Ziel der ökonomischen Bewertung der Flexibilitäten wurde ein Modell entwickelt, welches unter Berücksichtigung der Wechselwirkung der Flexibilitäten mit den konventionellen Kraftwerken den kostenoptimalen Einsatz bestimmt. Zunächst werden dafür alle zur Deckung der stündlichen Residuallast verfügbaren Kraftwerke nach ihren Grenzkosten geordnet. Der Optimierungsalgorithmus führt dann dazu, dass die Flexibilitäten im Rahmen ihrer stündlichen technischen Potenziale die Residuallast in den Stunden mit hohen Grenzkosten senken und umgekehrt. Die technischen Potenziale hängen dabei unter anderem von dem Verschiebungszeitraum ab, die ökonomischen Potenziale von den Einsatzkosten. Diese und weitere Eingangsparameter sind frei wählbar und ermöglichen eine umfassende Auswertung durch Sensitivitätsuntersuchungen.

Für die Jahre 2013 und 2025 sind mit Hilfe des Modells neben dem kostenoptimalen, blockscharfen Kraftwerkseinsatz auch weitere Parameter wie der stündliche Marktpreis, die Deckungsbeiträge und die CO<sub>2</sub>-Emissionen ermittelt worden. Gleichzeitig wurden die Wechselwirkungen und

der Einsatz der folgenden 13 Flexibilitätsoptionen untersucht:

- Physische Speicher:  
Pump-, Batterie- und Saisonspeicher, Power-to-Gas
- virtuelle Speicher:  
stromgeführte Biomasse- und KWK-Anlagen, DSM in Industrie und Haushalt
- Stromsenken:  
Power-to-Heat, Spitzenkappung bei PV- und Windenergieanlagen
- Stromquellen:  
Notstromaggregate, Lastabschaltung

Die Ergebnisse der Untersuchungen zeigen, dass die Flexibilitäten einen signifikanten Beitrag zur Glättung der Residuallast leisten und dadurch zu einer Reduzierung der Marktpreise führen. Die Deckungsbeiträge der Kraftwerke variieren stark in Abhängigkeit der angenommenen Flexibilitätspotenziale und ermöglichen bei einem hohen Anteil von Flexibilitäten nur für wenige Kraftwerksblöcke eine Deckung der Fixkosten. Biomasseanlagen beteiligen sich sehr häufig an der Residuallastglättung und erwirtschaften Deckungsbeiträge, die die unterstellten Fixkosten um ein Vielfaches übersteigen. Für die übrigen Flexibilitätsoptionen fällt der Deckungsbeitrag geringer aus. Die jährlichen Erlöse durch den Einsatz von DSM in der Industrie variieren je nach Szenario zwischen weniger als 30.000 € und über 2 Mio. €. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass der DSM-Einsatz mit Ausweitung des Verschiebungszeitraums deutlich steigt. Der Einsatz von DSM zur Glättung der Residuallast lässt sich demnach effizienter durch die Hinzunahme von Lasten mit einem großen Verschiebungshorizont als durch die Erhöhung des technischen Potenzials steigern.

## Parametrierung einer lastflussbasierten Marktkopplung für Detailmodelle des elektrischen Energieversorgungssystems

### Flow-based parameter determination in large-scale power system models

Björn Matthes, Christopher Spieker

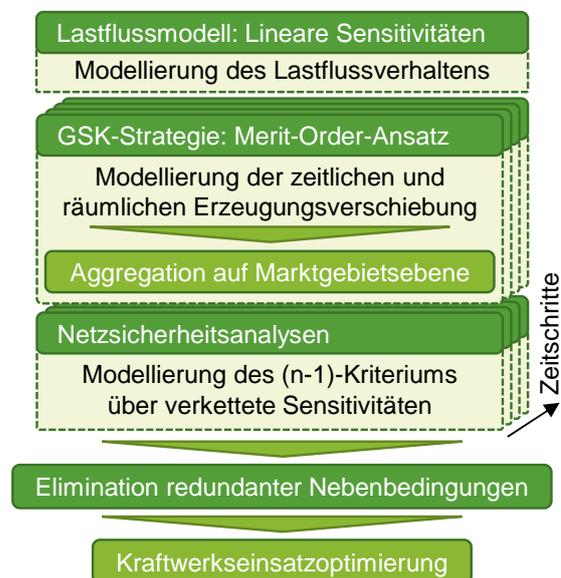
*Vor dem Hintergrund des zunehmenden Austausches von Energie in Europa wurden fortschrittliche Methoden für die Kapazitätsallokation und das Engpassmanagement entwickelt. Die flussbasierte Marktkopplung ermöglicht eine exaktere Abbildung der Netzrestriktionen im Marktmodell als herkömmliche NTC-Verfahren. Insbesondere in Detailmodellen ist die Anwendung einer flussbasierten Marktkopplung mit einem hohen Rechenaufwand verbunden. Daher wurde eine Methodik zur Reduktion der Netznebenbedingungen entwickelt, um Systemstudien in angemessener Zeit durchführen zu können.*

*Due to the increasing exchanges of electricity in Europe, advanced Capacity Allocation and Congestion Management methods have been developed. Flow-based market coupling considers the network's constraints more accurate than conventional NTC-based approaches. Especially in large-scale power system models, the implementation of a flow-based market coupling method is accompanied by high computational effort. Hence, a methodology to reduce the amount of network constraints in the market coupling optimization was developed, so that system studies can be performed in reasonable time.*

Mit der am  $ie^3$  entwickelten Methodik ist es möglich, die Parameter einer flussbasierten Marktkopplung ex-ante zu bestimmen. Die Anwendung der Methodik auf ein Detailmodell im Rahmen einer Systemstudie über 1 Jahr liefert eine reduzierte Menge an stündlich variierenden Netznebenbedingungen, die weiterhin alle optimierungsrelevanten Informationen beinhaltet. Auf diese Weise ergibt sich ein Optimierungsproblem, das mit akzeptablem Rechenaufwand in angemessener Zeit gelöst werden kann.

Die entwickelte Methodik besteht aus mehreren Modulen, welche in der folgenden Abbildung dargestellt sind. Zunächst werden unter Anwendung eines linearen Lastflussmodells Sensitivitätsfaktoren bestimmt, die jeweils den Einfluss von knotenscharfen Leistungsaustauschen, Zweigausfällen und lastflusssteuernden Betriebsmitteln, wie z.B. Querregler und HGÜ-Verbindungen, auf einzelne Betriebsmittel abbilden. Anschließend wird der Einsatz von konventionellen Kraftwerken vor der Kraftwerkseinsatzoptimierung über einen vereinfachten Merit-Order-Ansatz approximiert, um das resultierende knotenscharfe Erzeugungsmuster sowie dessen zeitliche Veränderung über sogenannte Generation Shift Keys zu beschreiben. Mithilfe dieser Erzeugungverschiebungsfaktoren werden die knotenscharfen Sensitivitäten zu Marktgebiets-Zweig-Sensitivitäten aggregiert, wodurch das Lastflussverhalten in Abhängigkeit der Nettoposition eines Marktgebietes beschrieben werden kann. Da die Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums zu einer Vervielfachung der zu berücksichtigenden Netznebenbedingungen

führt, werden verkettete Sensitivitäten zur Modellierung des Lastflussverhaltens im Fehlerfall eingesetzt. Die resultierenden Netznebenbedingungen werden zur weiteren Reduktion der Modellkomplexität mittels Presolving-Verfahren reduziert, indem redundante Netznebenbedingungen bereits vor der Kraftwerkseinsatzoptimierung identifiziert und eliminiert werden.



#### Überblick über den Ablauf der Methodik

Die vorgestellte Methodik wurde in die am  $ie^3$  entwickelte Markt- und Netzsimulationsumgebung MILES (Model of International Energy Systems) integriert, wodurch die Durchführung von Systemstudien unter Berücksichtigung einer lastflussbasierten Marktkopplung auch für hochaufgelöste Detailmodelle ermöglicht wird.

## Analyse der zukünftigen Belastung des Übertragungsnetzes unter Berücksichtigung von Unsicherheiten

### Analysis of future loading of the transmission grid considering uncertainties

Marie-Louise Kloubert

*Durch die Integration von Erneuerbaren Energien, dem gleichzeitigen Rückbau der konventionellen Kraftwerke und der Liberalisierung der Energiemärkte ergeben sich große Unsicherheiten in der zukünftigen Energieerzeugung und somit auch in der Belastung der Energienetze. Um die zukünftig zu erwartenden Netzbelastungen bestimmen zu können, wird am  $ie^3$  ein probabilistisches Modell entwickelt, welches in einem ersten Schritt die Unsicherheiten an jedem Netzknoten abbildet und anschließend die Wahrscheinlichkeit von Betriebsmittelüberlastungen mithilfe von Verfahren der probabilistischen Lastflussrechnung bestimmt.*

*Through the integration of renewable energies, the simultaneous deconstruction of conventional power plants and the liberalization of the European energy markets result great uncertainties in the future power generation and with this, in the loading of energy grids. To determine the expecting loading a probabilistic model is developed at the  $ie^3$  which represents the uncertainties at each node of the grid, firstly, and determines afterwards the probability of overloading of lines using probabilistic load flow computations.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft.*

Die Unsicherheiten im Energiesektor ausgelöst durch die vielfältigen Veränderungen im Rahmen der Liberalisierung der Energiemärkte, sowie der Energiewende haben stark zugenommen. Um zukünftige Netzbelastungen analysieren und daraus Methoden zur Netzplanung ableiten zu können, ist der deterministische Ansatz nicht mehr ausreichend. Im Rahmen des Projektes wird daher ein umfangreiches probabilistisches Modell entwickelt, das zunächst die Unsicherheiten abbildet und anschließend die probabilistische Lastflussrechnung verwendet, um die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen von Leitungsbelastungen zu ermitteln.

Für die Güte der Lösung der probabilistischen Lastflussrechnung ist eine detaillierte Abbildung der Unsicherheiten unabdingbar. Die Unsicherheiten betreffen auf der einen Seite die Ausgestaltung des Kraftwerksparks bestehend aus konventionellen und regenerativen Kraftwerken (Stufe eins). Hierbei bestehen die Unsicherheiten sowohl in der Höhe der installierten Leistung abhängig vom Energieträger als auch bezüglich der lokalen Zuordnung beeinflusst u.a. durch die Wirtschaftlichkeit bestehender Kraftwerke, Rohstoffpreisentwicklungen und Flächenpotenziale. Auf der anderen Seite ergibt sich je Kraftwerksparkausgestaltung eine Vielzahl neuer Unsicherheiten bei Berücksichtigung des Betriebs (Stufe zwei). Hierzu zählen beispielsweise CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise, Marktdesigns, Wetterverhältnisse, Unsicherheiten bezüglich des Auslands und der Ausgestaltung betrieblicher Handlungsoptionen,

wie z. B. Redispatch, Abregelungskonzepte und Flexibilitäten. Für die Abbildung der Unsicherheiten wird im Rahmen des Modells sowohl auf die Szenariotechnik als auch auf die Modellierung von multivariaten Verteilungsfunktionen zurückgegriffen. Die Ergebnisse der Kombination der beiden Methoden liefert die Eingangsgröße je Netzknoten für die probabilistische Lastflussrechnung. Anders als bei der deterministischen Lastflussrechnung stellen hierbei alle Ein- und Ausgangsgrößen Zufallsvariablen dar. Durch die Annahme, dass die Unsicherheiten bzw. Variationen in den Eingangsgrößen geschätzt oder gemessen werden können, sind die Wahrscheinlichkeitsdichtefunktionen der Eingangsgrößen bekannt. Das Ziel der probabilistischen Lastflussrechnung besteht nun darin, die Wahrscheinlichkeitsdichte- und Verteilungsfunktionen der Ausgangsgrößen zu bestimmen.

Mittlerweile existieren viele verschiedene Verfahrensansätze zur probabilistischen Lastflussrechnung, die sich in drei wesentliche Gruppen einteilen lassen: Monte-Carlo-Simulation (MCS), analytische Verfahren und approximative Verfahren. Sie unterscheiden sich in ihrer Komplexität, ihrer Genauigkeit und ihrer Berechnungszeit. Im Rahmen des Modells wird die sog. Point Estimate Method verwendet, die zu den approximativen Verfahren zählt. Die Lösung wird anschließend mithilfe der Referenzmethode MCS verifiziert. Das Ergebnis wird im nächsten Schritt ausgewertet, um darauf aufbauend Vorgehensweisen für die Netzplanung abzuleiten.

## KonVeTrO – Kongruentes Verfahren zur ebenenübergreifenden Ausbauplanung von Verteil-, Übertragungs- und Overlaynetzen

### KonVeTrO – Integrated network extension planning of distribution, transmission and overlay grids

Dennis Klein

*Infolge der Energiewende besteht auf allen Ebenen des deutschen Stromnetzes erheblicher Ausbaubedarf. Gegenwärtig werden Verteil- und Übertragungsnetze getrennt voneinander geplant und dabei keine automatisierten Planungsverfahren eingesetzt. Dies erschwert die Nutzung von Synergien zwischen den Netzebenen sowie die Ermittlung gesamtoptimaler Lösungen. In KonVeTrO wird daher eine Optimierungsmethodik zur kongruenten, ebenenübergreifenden Netzausbauplanung entwickelt.*

*Due to the increasing feed-in of renewable energy sources the entire German electrical power grid requires substantial extension. Network extension planning is commonly carried out separately for distribution and transmission grids without applying automated planning tools. Synergies are therefore not fully exploited and an optimal overall solution might not be found. Thus, in KonVeTrO an optimization based methodology is developed for an integrated network extension planning of multiple voltage levels.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Kennzeichen 03EK3535B gefördert und in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IML durchgeführt.*

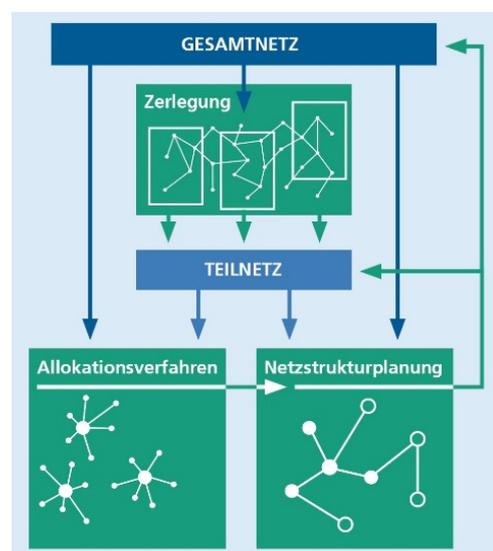
Aufgrund der unternehmensrechtlichen Trennung von Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern erfolgt die strategische Netzentwicklungsplanung gegenwärtig separat für die einzelnen Netzebenen. Zudem ist die Ermittlung geeigneter Ausbaumaßnahmen durch einen hohen manuellen Aufwand für den ausführenden Netzplaner charakterisiert. Rechnergestützte Verfahren, die solche Maßnahmen automatisiert nach objektiven Kriterien bestimmen, werden dagegen nicht eingesetzt. Vor diesem Hintergrund ist es fraglich, ob optimale Lösungen zur nachhaltigen Bewältigung der sich ändernden Anforderungen an das deutsche Stromnetz gefunden werden.

Das Ziel von KonVeTrO ist daher die Entwicklung einer netzebenenübergreifenden Optimierungsmethodik zur strukturellen Ausbauplanung des Stromnetzes, um ein (Kosten-)Optimum des notwendigen Ausbaus über alle Netzebenen hinweg zu erzielen. Hierbei wird insbesondere untersucht, inwiefern methodische Ansätze sowie etablierte Verfahren aus dem Fachbereich der Transportlogistik zur Planung logistischer Netze für die Problemstellung adaptiert werden können.

Kernmodul der in der Entwicklung befindlichen Planungsmethodik (vgl. Abbildung) ist die *Netzstrukturplanung*. Mithilfe eines netzebenenübergreifenden Optimierungsmodells werden die kostenminimalen Ausbaumaßnahmen zur Gewährleistung der Netzplanungsgrundsätze, insbesondere der (n-1)-Sicherheit, ermittelt. Zulässige Maßnahmen sind hierbei der Neubau von Leitungen und Umspannwerken sowie die Verstärkung

der bestehenden Netzinfrastruktur wie z.B. Spannungserhöhungen von Bestandsleitungen. Wegen der hohen Modellkomplexität ist für die Anwendung auf große Systeme die Zuhilfenahme zweier weiterer Module der Methodik notwendig.

Das *Allokationsverfahren* ermöglicht eine Vorauswahl potenziell optimaler Standorte für Umspannwerke, kann jedoch auch gesondert zur Ableitung optimaler Verknüpfungspunkte zwischen den Netzebenen eingesetzt werden. Mithilfe der *Zerlegung* kann das Netz in mehrere Teilnetze aufgliedert werden, um diese mit den Planungsmodulen *Netzstrukturplanung* und *Allokationsverfahren* separat zu optimieren. Die Teillösungen werden dann über einen iterativen Ansatz zu einer globalen Gesamtlösung zusammengeführt.



Module der entwickelten Planungsmethodik

#### 4.4 Verteilnetzplanung und -betrieb

##### Smart Planning – zukünftige Verteilnetzplanung unter Berücksichtigung von Smart Grids und Smart Markets

##### Smart Planning – distribution grid planning under consideration of smart grids and smart markets

Christian Wagner, Baktash Nasiri

*In „Smart Planning“ werden neue Planungsgrundsätze für elektrische Verteilnetze entwickelt, die Smart-Grid-Technologien und Smart-Market-Anwendungen unter der Zielsetzung der Systemkostenminimierung in den Planungsprozess miteinbeziehen.*

*In „Smart planning project“ new planning guidelines will be developed which consider Smart grid technologies and Smart market options, based on the optimum between grid development and smart market activities.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7520A gefördert.*

Im Zuge des Forschungsprojektes „Smart Planning“ sollen volkswirtschaftlich optimale Kombinationen zwischen konventionellen Netzausbaumaßnahmen, Smart-Grid-Technologien und Smart-Market-Anwendungen identifiziert werden. Ziel ist die Ableitung Netzbetreiber-übergreifender verallgemeinerter Planungs- und Betriebsgrundsätze, welche Verteilnetzbetreibern helfen sollen, Smart-Grid-Optionen in ihren individuellen Planungsprozess einzubeziehen.

Die Analyse gängiger Planungsgrundsätze europäischer Verteilnetzbetreiber hat gezeigt, dass der gegenwärtige Planungsprozess überwiegend auf deterministischen Ansätzen basiert, in denen das Netz i.d.R. für zwei Netznutzungsfälle (Starklastfall und Rückspeisefall) dimensioniert wird. Dieser Ansatz berücksichtigt jedoch nur sehr bedingt die Dauer und die Häufigkeit extremer Last-Einspeise-Kombinationen und widerstrebt dem im Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarkts verankerten Ziel das Netz „nicht für die letzte Kilowattstunde“ auszubauen. Zukünftig soll daher den sehr selten auftretenden Einspeisespitzen nicht ausschließlich mit traditionellem Netzausbau, sondern auch mit alternativen Technologien und Ansätzen begegnet werden. So kann erforderlicher Netzausbau bedingt durch Spannungsbandverletzungen bspw. vereinzelt durch ein gezieltes Blindleistungsmanagement von dezentralen Energiewandlungsanlagen oder durch den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren (rONT oder auch OLTC) behoben oder zumindest reduziert werden.

Während die bereits genannten Maßnahmen primär zur Behebung spannungsbandbedingter

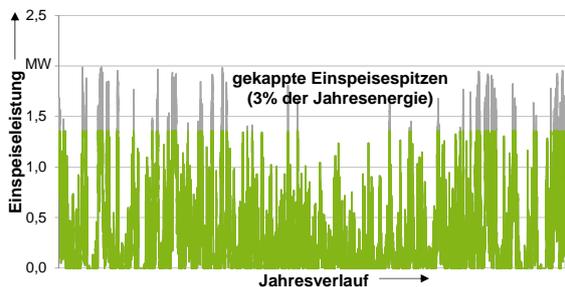
Netzengpässe geeignet sind, hat der Gesetzgeber mit dem Instrument der Spitzenkappung einen neuen Freiheitsgrad in der Verteilnetzplanung geschaffen, wodurch zusätzlich auch thermisch bedingte Netzengpässe aufgelöst werden können. In einem vom Netzbetreiber definierten Spitzenkappungsgebiet können Verteilnetzbetreiber die „Annahme zu Grunde legen, dass die prognostizierte jährliche Stromerzeugung je unmittelbar an ihr Netz angeschlossener Anlage zur Erzeugung von elektrischer Energie aus Windenergie an Land und solarer Strahlungsenergie um bis zu drei Prozent reduziert werden darf.“ Sofern im Planungsprozess mit dieser verminderten Anlagenleistung keine Netzengpässe auftreten, gilt das Netz als bedarfsgerecht ausgebaut. Zu beachten ist, dass es sich bei der Spitzenkappung um einen rein planerischen Ansatz handelt, d.h. die im Planungsprozess simulativ anzusetzende Leistung der Wind- und PV-Anlagen (WKA & PVA) wird planerisch – jedoch nicht im Betrieb - reduziert, sodass eine um maximal drei Prozent reduzierte Einspeisung pro Einzelanlage resultiert.

Im Betrieb des Netzes treten die simulativ in der Planung gekappten Einspeisespitzen selbstverständlich weiterhin auf und können zu unzulässigen Netzzuständen führen. Um dennoch einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten greift in diesen Fällen das Einspeisemanagement unverändert. Der Vorteil dieser Regelung besteht darin, dass das Einspeisemanagement zum einen ein etablierter Prozess ist, indem die Anlagenbetreiber für die nicht eingespeiste Energie nach EEG entschädigt werden und zum anderen darin, dass die tatsächlich abgeregelte Energie geringer als die planerisch prognostizierte abgeregelte Energie

ist. Letzteres ist damit zu begründen, dass im Betrieb stets die Anlagen mit dem größten Einfluss auf den Netzengpass in notwendiger Höhe abgeregelt werden. Dabei darf der resultierende Ertragsverlust einzelner Anlagen im Betrieb auch drei Prozent ihrer Jahresenergie übersteigen.

Die konkrete Umsetzung der Spitzenkappung obliegt dem Verteilnetzbetreiber, so können beispielsweise pauschale aber auch dynamische Ansätze gewählt werden. Im Zuge des FNN-Hinweises Spitzenkappung (Anfang 2017) soll eine Hilfestellung zur Umsetzung der Spitzenkappung gegeben werden. In diesen Hinweis fließen aktuell u.a. die Erfahrungen aus Smart-Planning ein. Betrieblich ist entsprechend des Einspeisemanagements nur ein dynamischer Ansatz erlaubt.

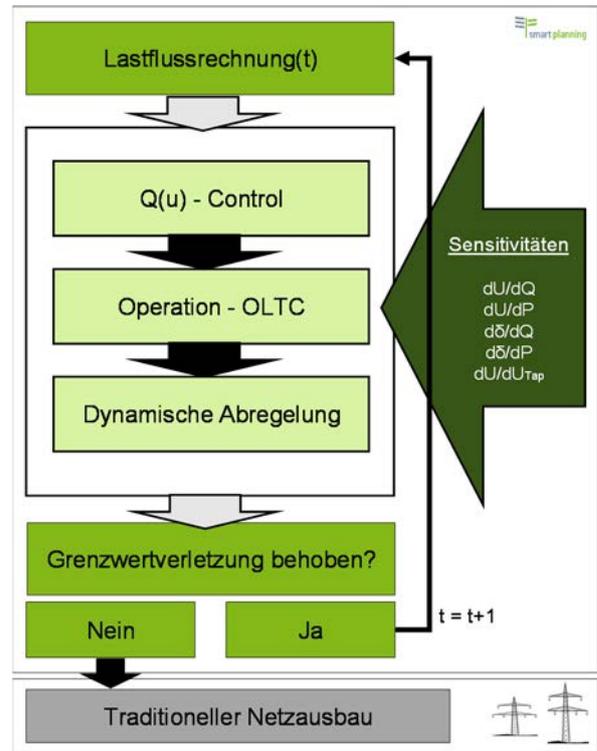
Die Berücksichtigung „smarter Optionen“ erfordert eine Netzwerkanalyse basierend auf Leistungszeitreihen, welche aktuell nur bedingt Anwendung in der Verteilnetzplanung findet. Nachfolgende Abbildung zeigt am einfachen Beispiel der pauschalen Spitzenkappung die Notwendigkeit von Leistungszeitreihen zur Ermittlung der reduzierten Einspeiseleistung einzelner Anlagen.



Normierter Jahreslastgang einer Windenergieanlage in der Spitzenkappung

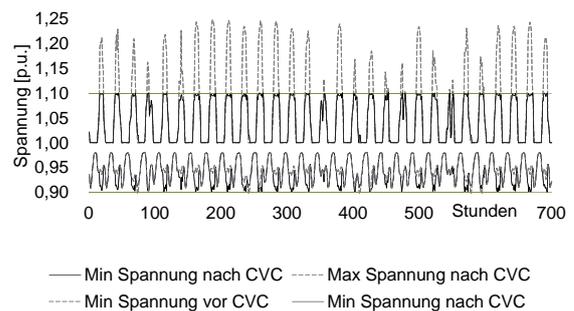
In Zuge des Projektes wurde ein Algorithmus zur koordinierten Spannungshaltung (CVC- Coordinated Voltage Control) im Verteilnetz entwickelt. Ziel ist es, die technischen Optionen: Blindleistungsmanagement, regelbarere Ortsnetztransformatoren, Spitzenkappung und konventionellen Netzausbau gegeneinander aber auch in Kombination zueinander zu validieren. Dabei wird zunächst das vorhandene Blindleistungspotenzial der WEA und PVA im Netzausschnitt ausgeschöpft und nachfolgend – sofern notwendig – eine Transformatorstufung vorgenommen. Sollten diese Maßnahmen den Netzengpass nicht beseitigen bzw. zusätzliche thermische Probleme vorliegen, findet eine sensitivitätsbasierte dynamische Abregelung der Energiewandlungsanlagen im Netz statt. Als

letzte Maßnahme erfolgt traditioneller Netzausbau, sofern die bisherigen Maßnahmen den Netzengpass nicht beseitigen konnten.



Algorithmus zur koordinierten Spannungshaltung im Verteilnetz

Durch die Nutzung der alternativen Maßnahmen ist es in vielen Szenarien möglich, Netzausbau zu reduzieren oder gänzlich zu vermeiden. Nachfolgende Abbildung zeigt für ein beispielhaftes Niederspannungsnetz das Spannungsband vor und nach Anwendung Regelalgorithmus.



Spannungsband vor und nach Anwendung der koordinierten Spannungshaltung

Alle Grenzwertverletzungen konnten im Anwendungsfall ohne konventionellen Netzausbau behoben werden.

Im letzten Projektdrittel erfolgen die finanzielle Bewertung der verschiedenen Optionen, sowie die Ableitung der verallgemeinerten Planungsgrundsätze.

## **Agentenbasierte Simulation für einen ganzheitlichen Planungsprozess von Verteilnetzen mit einer optimierten Handlungsempfehlung unter Berücksichtigung der Altersstruktur der bestehenden Betriebsmittel (Agent.GridPlan)**

**Agent-based simulation for a holistic planning process of distribution networks with an optimized action recommendation, taking into account the age structure of the existing equipment (Agent.GridPlan)**

Johannes Hiry, Chris Kittl, Zita Hagemann

*Die aus der Energiewende resultierenden Herausforderungen und ihr Einfluss auf die Versorgungsaufgabe innerhalb des Verteilnetzes werden in einem Zusammenspiel der agentenbasierten Zeitreihensimulation und einer risikobasierten Ausbauplanungsoptimierung unter Berücksichtigung der Altersstruktur der bestehenden Betriebsmittel bewertet. Eine optimale Investitionsstrategie wird unter Beachtung einer optimierten Netzerweiterungsstrategie ermittelt.*

*The challenges resulting from the energy transition and its impact on the supply task within the distribution network are assessed in a combination of the agent-based time-series simulation and a risk-based optimization of the development plan, taking into account the age structure of the existing resources. An optimal investment strategy is determined considering an optimized network expansion strategy.*

*Dieses Ziel2.NRW-Forschungsvorhaben wird aus Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) unter dem Kennzeichen EU-1-1-006 gefördert.*

Die zunehmende Einspeisung von Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen in die unteren Spannungsebenen erfordern neue Konzepte zur Planung von Verteilnetzen unter Berücksichtigung eines optimierten Asset Managements sowie einer ganzheitlichen und bedarfsorientierten Netzplanung. Die bisherige Verteilnetzplanung neigt zu einer Überdimensionierung der Netze, da diese nach klassischen Kriterien ausgelegt werden. Die Betrachtung von Extremszenarien, einem Starklast- und einem Schwachlastszenario, führen dazu, dass die Auftrittswahrscheinlichkeit dieser unberücksichtigt bleibt und so den tatsächlichen Lastverlauf nicht widerspiegelt. In diesem Forschungsprojekt wird ein ganzheitlicher Ansatz entwickelt, welcher unter Berücksichtigung der gestellten Anforderungen und Flexibilitäten bei gleichzeitig optimierten Investitionen, eine effizientere Verteilnetzplanung ermöglicht.

Das Ziel des Projektes Agent.GridPlan ist, die Entwicklung von Methoden zur automatisierten Herleitung von Handlungsempfehlungen und zur Ermittlung von kritischen Netzregionen unter Berücksichtigung der Altersstruktur der bestehenden Betriebsmittel. Dafür wird eine bereits bestehende agentenbasierte Zeitreihensimulation mit einem System zur Minimierung der Investitionskosten des Netzausbaus verknüpft. So wurde bereits zuvor, in dem Forschungsprojekt Agent.Netz, ein agentenbasiertes Modell zur Simulation realitätsnaher Zeitreihen entwickelt, welches die auftre-

tenden Netzbelastungen sowie Knotenspannungen bestimmt. In einem weiteren Forschungsprojekt, IO.Netz, wurde unter Verwendung der Synergien zwischen dem Zustand und den kapazitätsbedingten Engpässen des Netzes ein System zur Minimierung der Investitionskosten des Netzausbaus ermittelt. Durch die Beachtung der vorhandenen Netzstrukturen sowie durch eine realistische Annahme für zukünftige Einspeise- und Lastsituationen wird eine realitätsnahe, verhaltensbasierte Netznutzung identifiziert. Für eine umfassende Analyse des Verteilnetzes wird die bereits bestehende agentenbasierte Simulation um die Hochspannungsebene ergänzt. Abschließend wird eine finanzielle Bewertung der Maßnahmen durchgeführt und eine Investitionsstrategie aufgestellt. Darüber hinaus wird der Einfluss des Verhaltens neuer Netznutzer wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Speicher auf den Markt abgebildet. Zur Betrachtung dieser neuen Netznutzer werden verschiedene Nutzungsszenarien definiert. Durch die verschiedenen Szenarien entsteht eine große Zahl an Ergebnisdaten, welche im Hinblick auf das Big-Data-Problem weiterverarbeitet werden muss.

Der Praxispartner kann aufgrund der Ergebnisse die Planungs- und Betriebsgrundsätze anpassen. Darüber hinaus kann eine Neugestaltung des Verteilnetzplanungsprozesses erfolgen. Abschließend können innovative Lösungsansätze bewertet werden und eine volkswirtschaftliche Optimierung des Netzausbaus entstehen.

## Einsatz von agentenbasierter Netzmodellierung bei der Implementierung von Regelalgorithmen in Verteilnetzen

### Application of agent-based grid model for implementing control algorithms in distribution grid

Anton Shapovalov, Chris Kittl

*Verteilnetzautomatisierung, die das Einbringen von Mess- und Steuertechnik auf der Nieder- und Mittelspannungsebene impliziert, gewinnt ständig an Aktualität in Deutschland. Dies spiegelt sich nicht nur in zahlreichen Forschungsprojekten wieder, sondern auch in Form von Pilotprojekten, mit denen Netzbetreiber neue Technologien in ihren Netzen testen. Die Entwicklung von Regelalgorithmen im Verteilnetzbereich basiert häufig auf Netzsimulationen, die zeitlich aufgelöste Daten erfordern. Da die Datenbasis in der Regel nicht in ausreichendem Detailgrad zur Verfügung steht, kann hier der Einsatz von Multiagentensystemen zur Netzmodellierung eine geeignete Lösung sein.*

*Distribution grid automation implies usage of measuring and control devices on medium and low-voltage level. This trend becomes important in Germany: many research projects are running and also pilot projects are carried out by distribution system operators. For control algorithms' development grid simulation is often needed. This requires time series data which usually could not be provided. For this purpose an agent-based grid model is able to generate time-resolved data usable for the simulation.*

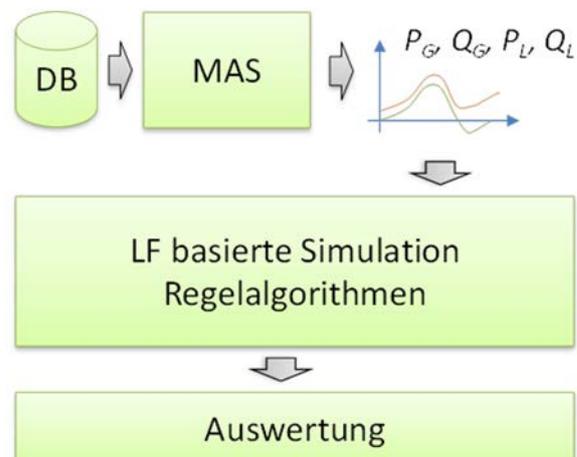
Die am Institut vorhandenen Algorithmen zur Regelung, Optimierung oder Wiederversorgung des Netzes erfordern lastflussbasierte (LF) Simulationen. Diese können entweder in gängigen kommerziellen Netzberechnungsprogrammen oder in eigener Simulationsumgebung (z.B. entwickelt in MATLAB) ausgeführt werden. In den meisten Fällen handelt es sich um eine quasidynamische Simulation, bei der in 15-Minuten- bzw. Stunden-Intervallen gerechnet wird.

Je nach verwendeten Netzmodellen kann für sehr viele Netzknoten ein erhöhter Bedarf an Eingangsdaten entstehen. Im Mittelspannungsbereich sind Netze mit bis zu 100 Ortsnetzstationen nicht unüblich. Wird die Niederspannungsebene für spannungsebenenübergreifende Anwendungen miteinbezogen, so vervielfacht sich rasant die Anzahl der Knoten und somit der Datenaufwand.

Für eine Lastflussberechnung werden Wirk- und Blindleistungswerte an jedem Netzknoten benötigt. Bei statischen Betrachtungen können diese Informationen z.B. aus den installierten Leistungen abgeleitet werden. Für zeitlich aufgelöste Simulationen werden jedoch Zeitreihen verwendet. Ein gängiger vereinfachter Modellierungseinsatz ist die Verwendung von wenigen bekannten Zeitreihen mit anschließender Extrapolation auf alle Netzknoten. So werden für Lasten häufig Standardlastprofile verwendet und für die dezentralen Energieumwandlungsanlagen historische, aufgezeichnete Einspeiseverläufe. Diese Annahmen beziehen sich in der Regel auf den Wirkleistungsverlauf – Blindleistungsannahmen, wie fester

Leistungsfaktor, müssen zusätzlich vorgenommen werden.

Das am Institut entwickelte Multiagentensystem (MAS) SIMONA bietet einen Bottom-Up-Modellierungsansatz, bei dem jede Anlage und jede Last im Netz als ein Agent mit individuellem Verhalten und Parametrierung versehen ist. Als Eingangsdaten für das System werden Wetterdaten und Agentenparameter (installierte Leistung, Anlagentyp, usw.) aus einer Datenbank (DB) eingelesen. Somit berechnet MAS für jeden Knoten die benötigten Leistungszeitreihen. Sie werden für die anschließende Netzsimulation verwendet und nach der Anwendung der Regelalgorithmen ausgewertet.



Aufbau des gesamten Simulationsframeworks

## Die Stadt als Speicher – Beginn des einjährigen Feldtests

### Beginning of a year-long field test within the research project “Die Stadt als Speicher”

Stefan Kippelt

*Im Rahmen des Forschungsprojektes „Die Stadt als Speicher“ wird das zukünftige Potential vielfältiger Flexibilitätsoptionen theoretisch und praktisch untersucht. Im Juni 2016 startete nun der einjährige Feldversuch, in dem mehrere BHKWs, Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Batteriespeicher nach den tagesaktuellen Anforderungen des Stromsystems optimiert betrieben werden.*

*The research project “Die Stadt als Speicher” addresses future potentials of flexibility options in theory and in practical applications. From June 2016 on, a field test demonstrates the utilization of CHP-units, heat pumps, night storage heating and battery storages systems as a so called a virtual storage. This virtual storage is further used for participation on energy and reserve markets, using weather and price forecasts on hourly basis.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 0325527A gefördert.*

Am 30. Juni 2016 startete ein einjähriger Feldversuch in der Ruhrgebietsstadt Herten und der Fichtelgebirgsstadt Wunsiedel zur Erforschung der sogenannten *Virtuellen Energiespeicherung* in Städten. Der Feldtest ist Teil des durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsprojektes „Die Stadt als Speicher“, in dem untersucht wird, wie städtische Regionen zukünftig besser zur Energiewende beitragen können.

Eine große Herausforderung der Energiewende ergibt sich zukünftig aus der stark schwankenden Einspeisung aus Erneuerbaren Energiequellen wie Windenergie- und Photovoltaikanlage. Da sich Strom nur schwer speichern lässt, trotzdem aber zu jeder Zeit in ausreichenden Mengen zur Verfügung stehen muss, müssten zukünftig große Mengen an Stromspeichern wie Pumpspeicherwerke oder Batteriespeicher errichtet werden.

Im Forschungsprojekt „Die Stadt als Speicher“ wird hingegen ein anderer Ansatz verfolgt, bei dem durch die Kopplung von Strom- und Wärmeversorgung bereits vielfach vorhandene Speicherpotentiale genutzt werden. Unter Leitung des Instituts für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (ie3) der TU Dortmund wurde in den vergangenen zwei Jahren ein System entwickelt, mit dem sich sogenannte Flexibilitätsoptionen zielgerichtet nach der aktuellen Einspeisung Erneuerbarer Energien betreiben lassen. Als Flexibilitätsoptionen werden elektrische Verbraucher und Erzeuger wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Blockheizkraftwerke bezeichnet, deren Stromverbrauch bzw. Erzeugung sich zeitlich verschieben lassen. Diese lassen sich nun zielge-

richtet steuern, so dass der Strom aus Erneuerbaren Energien in städtischen Gebieten „gespeichert“ werden kann.



Start des Feldtests am 30. Juni 2016

(Bild mit freundlicher Genehmigung der Stadtwerke Herten©)

Unter Mitwirkung des Fraunhofer Instituts UM-SICHT in Oberhausen, dem Lehrstuhl für Energiewirtschaft an der Universität Duisburg-Essen, der Robert Bosch GmbH, der Bittner+Krull Software GmbH sowie den Stadtwerken in Herten (NRW) und Wunsiedel (Bayern) beginnt nun der Feldversuch des Forschungsprojektes. Dabei werden drei Blockheizkraftwerke in einem Freizeitbad, einem Hallenbad und einem Nahwärmenetz sowie drei Wärmepumpen, eine Photovoltaikanlage, ein großer Lithium-Ionen-Speicher und eine private Elektrospeicherheizung für ein Jahr zur Einspeicherung der Photovoltaik- und Windeinspeisung in Deutschland verwendet. Dafür werden aktuelle Wetterprognosen genutzt, aus denen optimale Einsatzfahrpläne für die einzelnen Anlagen berechnet werden. Diese Fahrpläne werden durch das Internet an die Anlagen gesendet und vor Ort umgesetzt. Dabei können die Belastungen des Stromnetzes mit berücksichtigt werden, so dass der viel diskutierte Leitungsausbau im Stromnetz auf langfristige Sicht reduziert werden kann.

## Das proaktive Verteilnetz – Zustandsschätzung im Verteilnetz

### Proactive Distribution Grid – State Estimation for Distribution Grids

Annika Brüggemann

*Mit dem zunehmenden Bedarf Flexibilität in der Mittel- und Niederspannungsebene netzdienlich einzusetzen, steigen auch die Anforderungen an die Beobachtbarkeit der Verteilnetze. Zu diesem Zweck werden im Forschungsvorhaben „Das proaktive Verteilnetz“ Methoden zur Zustandsschätzung untersucht und im Hinblick auf ihre Anwendbarkeit im Verteilnetz bewertet.*

*The utilization of flexibility in demand and feed-in in distribution system operation is getting more and more important. Therefore the need for improving monitoring of distribution systems increases, which includes the investigation of state estimation methods. In the research project “Proactive Distribution Grid” different methods are evaluated regarding their applicability for distribution grids.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7521C gefördert.*

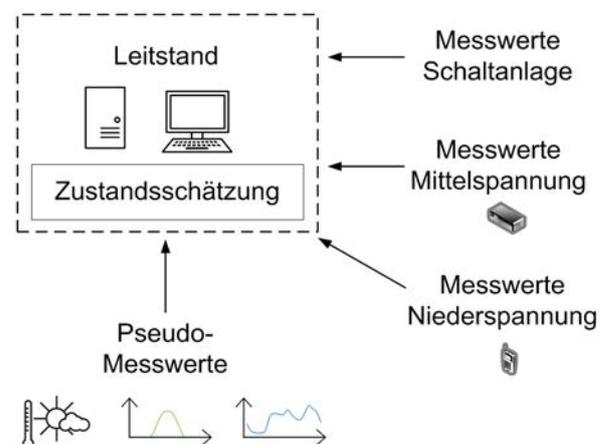
Der starke Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen stellt die Verteilnetzbetreiber (VNB) vor neue Herausforderungen bei der Planung und dem Betrieb von Verteilnetzen. Um einen kostenintensiven Netzausbau zu vermeiden oder zu verzögern, werden neue Konzepte basierend auf der Nutzung von Flexibilität entwickelt. In dem Forschungsprojekt „Das proaktive Verteilnetz“ wird ein Gesamtsystem zur marktbasiernten Nutzung von Flexibilität für netzdienliche Zwecke erforscht. Das Ziel ist dabei, im Netzbetrieb lokale Engpässe zu erkennen und zu beheben.

In diesem Zusammenhang ist für die Erkennung von Engpässen die Beobachtbarkeit relevanter Netzgrößen von zentraler Bedeutung. Bereits bekannte Verfahren für die Zustandsschätzung aus der Hoch- und Höchstspannungsebene können nur begrenzt auf Problemstellungen im Verteilnetz angewendet werden. Ein wesentlicher Unterschied besteht in der Verfügbarkeit von Messdaten. In der Vergangenheit wurde nur wenig bis keine Messinfrastruktur in den Netzen der Mittel- und Niederspannung aufgebaut. Durch die steigende Zahl von intelligenten Ortsnetzstationen und anderen innovativen Anwendungen im Verteilnetz steigt jedoch die Zahl möglicher Messpunkte. Außerdem stehen durch die zunehmende Anzahl von Smart-Metern potentiell weitere Messpunkte zur Verfügung. Weiterhin können aus Last- und Einspeiseprognosen und weiteren alternativen Datenquellen Pseudo-Messwerte modelliert werden, die zur Berechenbarkeit des Netzzustands beitragen.

Am  $ie^3$  werden innovative Methoden zur Zustandsschätzung untersucht, die im Hinblick auf die neuen Herausforderungen sinnvolle Schätzungen des Netzzustands ermöglichen. Neben

dem herkömmlichen Weighted-Least-Squares-Ansatz werden als weitere Schätzverfahren der Extended-Kalman-Filter und der Particle-Filter als Methoden implementiert und untersucht. Ziel ist es, die Vorzüge dieser beiden Methoden gegenüber dem Standardverfahren qualitativ und quantitativ zu bewerten. Dazu sollen beide Methoden zur Zustandsschätzung anhand der im Feldtest erhobenen Daten validiert und iterativ verbessert werden.

Im Forschungsprojekt werden aktuell die einzelnen Teilsysteme der Projektpartner integriert, um den Start der Feldtest-Phase im Jahr 2017 vorzubereiten. Die Methoden zur Zustandsschätzung werden in das VES-System des Projektpartners Venios eingebunden, welches im Leitstand des Demonstrationsnetzgebiets bei Westnetz aufgebaut wird. Zur Realisierung des Gesamtsystems werden weitere Systemkomponenten der Projektpartner schrittweise miteinander verbunden.



Integration der Zustandsschätzung beim VNB

## **IDEAL – Impedanzregler und dezentrales Engpassmanagement zur autonomen Leistungsflusskoordinierung**

### **IDEAL – Impedance controller and decentralized congestion management for autonomous coordination of power flow**

Florian Rewald, Oliver Pohl

*Ziel des im August 2016 gestarteten Forschungsvorhabens ist die Entwicklung eines dezentralen Engpassmanagementsystems für das Hochspannungsnetz unter Berücksichtigung von Flexibilitätpotentialen aus dem Mittelspannungsnetz. Dabei wird ein Engpassmanagementsystem mit Impedanzreglern als Multiagentensystem realisiert. Die Ermittlung und Bereitstellung der Flexibilitäten erfolgt auf Grundlage einer adaptiven State Estimation. Die Praxisfähigkeit des Systems wird im Smart Grid Technology Lab und die State Estimation zusätzlich in realen Netzen getestet.*

*The research project focusses on developing a decentralized congestion management system for high voltage grids considering the potential of flexibility in medium voltage grids. The congestion management with impedance controllers will be implemented as a multi-agent-system. Identification and allocation will be based on an adaptive state estimation. The whole system will be tested in the Smart Grid Technology lab and the state estimation will undergo a field test in a real grid.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 03ET7557A gefördert.*

Aufgrund der zunehmenden volatilen Einspeisung von dezentralen Energieanlagen in die Verteilnetzebene treten verstärkt Netzengpässe in der Hochspannung (HS) auf, die zu steigendem Netzausbaubedarf führen. Zur Reduzierung des Netzausbaubedarfes wird im Forschungsprojekt „IDEAL“ ein dezentrales Netzengpassmanagementsystem mit Impedanzreglern und eine adaptive State Estimation zur autonomen Leistungsflusskoordinierung entwickelt. Auf Grundlage der State Estimation wird das Flexibilitätpotential der Mittelspannung (MS) ermittelt und zum Abruf in der HS bereitgestellt.

Konzipiert wird das Engpassmanagementsystem als Multiagentensystem, um bei wechselnden Betriebsbedingungen eine autonome Ausregelung von Leitungsüberlastungen zu ermöglichen. Die Impedanzregler werden auf den Leiterseilen montiert und regeln den Lastfluss durch Variation der Leitungsimpedanz. Gesteuert werden die Impedanzregler durch Agenten, die in jeder Schaltanlage installiert werden.

In Kooperation mit den Projektpartnern wird eine ganzheitliche kommunikationstechnische Systemarchitektur zur Vernetzung, Steuerung und Regelung der Komponenten aus der HS- und MS-Ebene entwickelt. Der Fokus liegt hierbei auf der Erprobung neuartiger Kommunikationskonzepte.

Zur Ermittlung und Abrufung des Flexibilitätpotentials in der MS ist eine Schätzung von nicht messtechnisch erfassten Zustandsgrößen erfor-

derlich. Dabei soll die Genauigkeit der geschätzten Zustandsgrößen berücksichtigt und ausgewiesen werden. Der Schätzalgorithmus zur selbstständigen Erkennung von Änderungen im Netzzustand und automatisierten Anpassung der Netzparameter soll adaptiv sein.

Aufbauend auf der State Estimation wird die Netzüberwachung den Einfluss von Flexibilitäten auf die Netzauslastung und das vorhandene Flexibilitätpotential bestimmen sowie der HS-Ebene zur Abrufung mittels der Agenten zur Verfügung stellen. Abschließend wird die Netzüberwachung auf Hardware mit Schnittstellen zum Multiagentensystem installiert.

Im letzten Teil des Projekts wird ein Funktionsmuster bestehend aus Multiagentensystem, mehreren Impedanzreglern, der State Estimation und der kommunikationstechnischen Systemarchitektur im Smart Grid Technology Lab mittels einer Echtzeitsimulation getestet. Des Weiteren wird die Funktionsfähigkeit der Komponenten der State Estimation in den Netzen der Stadtwerke Haßfurth und Kelheim unter realen Bedingungen validiert.

Dieses Forschungsprojekt wird in Kooperation mit dem Lehrstuhl für Kommunikationsnetze der TU Dortmund, den Firmen ASL und PSI, den Stadtwerken Haßfurth und Kelheim sowie der Firma Accantas als assoziiertem Partner durchgeführt.

## Simulation Benchmark – Anforderungen an ein vielseitiges Verteilnetzmodell

### Simulation Benchmark – Requirements of a versatile distribution grid model

Chris Kittl

*Im Forschungsprojekt „Simulation Benchmark“ wird ein vielseitig einsetzbares Benchmark-Verteilnetzmodell entwickelt. Grundlage hierfür ist die Kenntnis über zu erfüllenden Anforderungen. Dieser Beitrag beschreibt die Anforderungsbeschreibung und -analyse durch Anwendungsfälle.*

*The research project “Simulation Benchmark” develops a versatile distribution grid model. A fundamental basis is knowledge about the requirements to be fulfilled. This article describes the process of requirement definition by describing and analyzing use cases.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie unter dem Kennzeichen 0325917C gefördert.*

Für Forschungsthemen im Bereich der Analyse, Planung und Betriebsführung von Verteilnetzen sowie Übertragungsnetzen werden detaillierte und zum Teil auch möglichst realitätsnahe Netzmodelle benötigt. Das Hauptziel des Projekts „Simulation Benchmark“ ist die Entwicklung eines Benchmark-Datensatzes für Lösungen in diesen Bereichen. Wesentliche Vorteile sind die Unabhängigkeit von vertraulichen Daten der Netzbetreiber und eine gesteigerte Vergleichbarkeit von Forschungsergebnissen in diesem Bereich. Die Eignung des Benchmark-Datensatzes, Forschungsergebnisse vergleichbar zu machen, soll wissenschaftlich fundiert sichergestellt und validiert werden.

Das von der Universität Kassel geführte Konsortium aus IAEW, Fraunhofer IWES und ie<sup>3</sup> wird nach Projektende das netzebenübergreifende Modell von der Höchst- bis zur Niederspannung, angereichert durch Erzeugungs-, Last- und Speicherzeitreihen sowie einem Modell für die IKT-Infrastruktur frei verfügbar bereitstellen. Der Datensatz wird für ein großes Spektrum an Anwendungsfällen ausgelegt, sodass eine vielseitige Einsetzbarkeit sichergestellt wird. Darüber hinaus sollen die erarbeiteten Netzmodelle möglichst realitätsnah, das heißt repräsentativ sein. Die folgenden Abschnitte beschreiben, wie die Anwendungsfälle (AWF) ermittelt, analysiert und ausgewählt wurden.

Stand Ende 2016 ist die Erfassung von AWF abgeschlossen, mit der Option diese bei Bedarf ergänzen zu können. Basierend auf der Fachexpertise und den unterschiedlichen Fokussierungen der Projektpartner wurden insgesamt 38 mögliche

Forschungsfragen identifiziert und einschließlich Ihrer Anforderungen formalisiert erfasst. Diese Sammlung dient als Ausgangswissensbasis, auf die drei weitere Schritte angewendet werden. Das Grundkonzept der weiteren Verwendung der AWF ist in der folgenden Grafik illustriert.



Zunächst wurden die AWF mithilfe einer vereinfachten Pareto-Analyse geordnet und ausgewertet. Dadurch konnten die definierten Anforderungen priorisiert werden, was eine Fokussierung in der Datensatzerzeugung ermöglicht.

Des Weiteren wurden sechs sogenannte „Schaufenster-AWF“ definiert, deren Anforderungen in jedem Fall erfüllt sein müssen und anhand derer die Datensatzerzeugung demonstriert werden soll. Diese Schaufenster-AWF sind *Netzverlustminimierung*, *Blindleistungsanforderung vorgelagerter Netzbetreiber*, *Abregelungsanfrage überlagerter Netzbetreiber*, *Spannungshaltung*, *State Estimation im Verteilnetz* sowie *Konventionelle Netzausbauplanung*.

Die Netzverlustminimierung nimmt hierbei die Sonderrolle des „Pilot-AWF“ ein. Anhand dieses AWF werden die einzelnen nächsten Schritte der Datensatzerzeugung entwickelt. Konkret sieht der nächste Schritt die Entwicklung eines Konzepts zur Gewährleistung der Realitätsnähe, sowie zur Generierung eines Benchmark-Datensatzes vor.

## Agentenbasierte Modellierung von Entscheidungsträgern im liberalisierten Energiemarkt

### Agent-based modelling of decision makers in the liberalized energy market

Johannes Hiry

*Die Verschiebung der Produktionsstandorte für elektrische Energie vom Süden Deutschlands in den Norden liegt sowohl in politischen Entscheidungen, als auch in der Wahl von Investitionsstandorten von Kraftwerksbetreibern im liberalisierten Energiemarkt begründet. Die Entscheidung für eine Investition in neue Kraftwerkskapazitäten wird dabei vor allem unter betriebswirtschaftlichen Faktoren getroffen. Volkswirtschaftliche Gesichtspunkte, wie beispielsweise die zusätzlichen Kosten aufgrund des damit notwendig werdenden Ausbaus der Übertragungsnetze spielen dabei keine oder nur eine untergeordnete Rolle. Zur Modellierung der Entscheidungsträger wurde ein agentenbasiertes Modell entwickelt welches das Investitions- und Entscheidungsverhalten der relevanten Akteur\*innen im liberalisierten Energiemarkt und deren Auswirkungen auf die gesellschaftliche Wohlfahrt simulieren kann.*

*The reason for the shift in the production site of electrical energy from the South to the North of Germany can be found in political decisions as well as in the investment decisions of generation companies in the liberalized energy market. The decision to invest in new generation capacity is often based on business criteria. Criteria on the macroeconomic level, like the costs resulting from the required extension or construction of new transmission capacity are only playing a minor role, if any. To model the decision makers, an agent-based model has been developed that is capable of simulate the investment and decision behavior of the relevant entities in the liberalized energy market and their impact on social welfare.*

Investitionen in erneuerbare Energiequellen, insbesondere in Off-Shore-Windparks im Norden Deutschlands, haben in den vergangenen Jahren zu einem verstärkten Ausbau von Übertragungsnetzen geführt. Während jedoch Kraftwerksbetreiber den Standort für die Investition in neue Kraftwerkskapazitäten prinzipiell frei wählen können unterliegen Netzbetreiber besonderen staatlichen Kontrollen und Regularien. Insbesondere sind sie verpflichtet, neue Kraftwerke anzuschließen sowie einen stabilen Netzbetrieb sicherzustellen. Die Kosten, welche durch Investitionen in neue Netze aufgrund von Investitionen des Kraftwerksbetreibers in neue Produktionskapazitäten notwendig werden, üben einen direkten Einfluss auf die gesellschaftliche Wohlfahrt aus.

Ziel der Arbeit war die theoretische Entwicklung und Modellierung eines Konzepts zur Untersuchung der Auswirkungen des Netzausbaus auf die gesellschaftliche Wohlfahrt. Dazu wurde zunächst ein spieltheoretischer Ansatz entwickelt, welcher die Rollen der relevanten Marktakteur\*innen als Spieler\*innen abbildet. Zur Darstellung der Interdependenzen zwischen den einzelnen Akteur\*innen wurde ein Spiel mit vollständiger Information in Extensivform gewählt, welches durch Rückwärtsinduktion gelöst wird. Das entwickelte Konzept wurde dann als Multi-Agenten-System (MAS) in Java implementiert. Dabei wurde auf das Java Agent Development Framework (JADE) zurückgegriffen. Alle Marktteilnehmer\*innen wurden

dabei als Agent\*innen modelliert und ihre Ziele anhand von Zielfunktionen abgebildet.

Das theoretische Konzept entstand im Rahmen eines 3-monatigen Forschungsaufenthaltes gemeinsam mit Forscher\*innen der „Grupo de Investigación en Sistemas Energéticos“ (GISE) der „Facultad Politécnica de la Universidad Nacional de Asunción“ (FPUNA).

Anhand eines Proof-of-Concept-Anwendungsbeispiels wurde nachgewiesen, dass durch eine Beteiligung der Kraftwerksbetreiber an den durch Kraftwerksinvestitionen entstehenden Netzausbaukosten eine Steigerung der gesellschaftlichen Wohlfahrt ermöglicht werden kann. Gleichzeitig können dabei unter gewissen Rahmenbedingungen Kosten für den Netzausbau vermieden werden.

Das entwickelte Simulationsmodell stellt eine Grundlage zur Simulation von Entscheidungsszenarien von Marktakteur\*innen im liberalisierten Energiemarkt dar. Durch die Implementierung des theoretischen Ansatzes als MAS wird eine hohe Flexibilität und Erweiterbarkeit ermöglicht. Dies ermöglicht einen modularen Ausbau des hier entwickelten Grundlagenmodells zu einem umfassenden, integrierten Simulationsmodell.

## Nachhaltige Gestaltung der Landnutzung und Energieversorgung auf kommunaler Ebene

### Conception of sustainable land use and energy supply at the municipal level

Jonas von Haebler

*Im Projekt EnAHRgie wird am Beispiel des Landkreises Ahrweiler in Rheinland-Pfalz ein Gesamtkonzept für eine nachhaltige Landnutzung mit dem Schwerpunkt auf der Energieversorgung entwickelt. Es werden Instrumente und Methoden erarbeitet, die auf andere Landkreise übertragbar sind und sich als Hilfestellung einer lokalen Energiewende nutzen lassen. Die Erkenntnisse des Prozesses werden bereits während der Projektumsetzung sowohl im Landkreis Ahrweiler als auch in anderen ausgewählten Gegenden getestet, um die Übertragbarkeit auf andere Regionen zu gewährleisten.*

*The research project EnAHRgie aims to develop a concept of sustainable land use with focus on energy supply. The project is designed to involve regional stakeholders in the elaboration and application of this concept in the example region Ahrweiler. Moreover the innovation group will develop methods that are transferable to other regions assisting to achieve the goal of a regional transition to sustainable energy supply. To ensure the portability to other regions the developed methods and processes will be verified on the county Ahrweiler and selected further regions.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das BMBF unter dem Kennzeichen 033L110G gefördert.*

Aufgabe des Projektes EnAHRgie ist die Entwicklung eines Konzepts für eine nachhaltige Landnutzung mit dem Schwerpunkt auf der Energieversorgung im kommunalen Umfeld. Die Konzeptentwicklung erfolgt unter Beteiligung politischer Akteure und der lokalen Bevölkerung beispielhaft für den Landkreis Ahrweiler. Übergeordnetes Ziel ist es, allgemein anwendbare Methoden abzuleiten, die auf andere Regionen übertragbar sind.

Im ersten Projektjahr wurden dazu der Status Quo der Energieversorgung im Bereich Strom und Wärme sowie die vorhanden Ausbaupotenziale erneuerbarer Energien im Landkreis ermittelt. Die bestehende Netzinfrastruktur des Landkreises wurde anhand von exemplarischen Modellnetzen, basierend auf öffentlich verfügbarem Kartenmaterial abgeschätzt. Die Ergebnisse dieser Bestands- und Potenzialanalysen bilden die Grundlage für die Entwicklung eines nachhaltigen Konzepts zur Energiewende im Landkreis. Das identifizierte technische Potenzial ist erheblich und es ist nun eine zentrale Aufgabe, Strategien zu finden, dieses Potential innerhalb der rechtlichen, politischen, gesellschaftlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen sinnvoll auszuschöpfen.

Ein wichtiger Bestandteil ist die enge Einbindung von Bevölkerung und lokalen Akteuren, um eine Grundlage für ein Energiekonzept zu schaffen, das von lokalen Stakeholdern mitgetragen wird. Dafür werden Maßnahmenempfehlungen und Fallstudien in Fokusgruppen, runden Tischen und Foren vorgestellt und zur Diskussion gestellt. Aus

diesen Beteiligungsprozessen sowie einer Bürgerbefragung zu verschiedenen Aspekten der Energiewende werden Präferenzen und Vorbehalte gegenüber verschiedenen Technologien und Maßnahmen abgeleitet, die bei der Entwicklung von Szenarien der zukünftigen lokalen Energieversorgung berücksichtigt werden.

Die Abgrenzung der Szenarien erfolgt anhand von Leitindikatoren, die die Bewertung wesentlicher Zielkriterien des Energiekonzeptes ermöglichen. Bei der Definition der Szenarien werden der Versorgungsgrad der Betrachtungsregion, regionale Wertschöpfungseffekte, Stromgestehungskosten der Energiewandlung als Indikatoren ökonomischer Effizienz sowie die Änderung der Treibhausgasemissionen und der Flächenverbrauch als Indikatoren der Nachhaltigkeit zur Szenariengestaltung herangezogen. Unter Berücksichtigung dieser grundsätzlich voneinander unabhängigen Zielkriterien werden unter Anwendung eines multikriteriellen Optimierungsmodells effiziente Technologieportfolien bestimmt, die eine optimale Auswahl der potenziell zur Verfügung stehenden Technologien darstellen. Aus der Pareto-Menge werden anhand signifikanter Ausprägungen der Leitindikatoren Szenarien für das Energiekonzept abgeleitet. Die anschließende Analyse berücksichtigt die Potentiale flexibler Anlagen wie etwa Speicheroptionen sowie Auswirkungen und Handlungsmöglichkeiten auf die Netzinfrastruktur. Schließlich wird die Integrationsfähigkeit eines lokal optimierten Systems in die übergeordneten Ebenen der Systemarchitektur untersucht.

## KoRiSim – Kooperatives Informations- und Risikomanagement in zukunftsfähigen Netzen: eine Simulationsstudie

### Collaborative Data and Risk Management for Future Energy Grids: a Simulation Study

Diego Iván Hidalgo Rodríguez

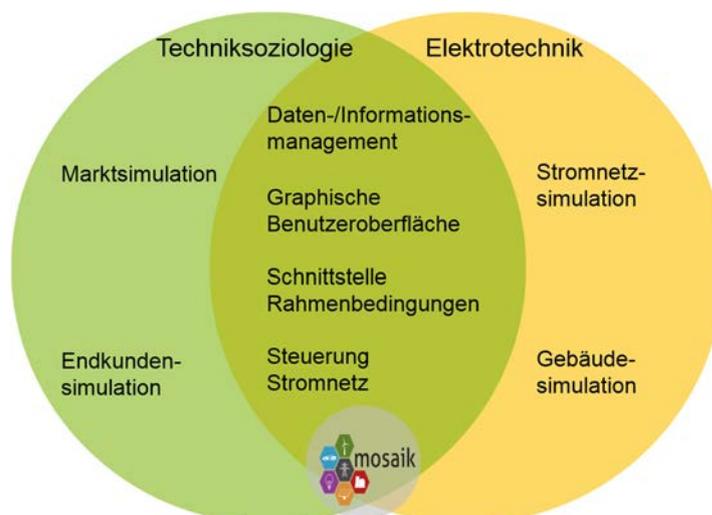
*Im Projekt KoRiSim wird auf Basis von Multi-Agenten-Systemen ein Simulationsframework entwickelt, das neben den netzbetriebstechnischen Aspekten auch soziale und regulatorische Komponenten sowie die Informations- und Energieflüsse berücksichtigt. Damit können Szenarien des Stromverteilnetzes der Zukunft simulativ abgebildet und Experimente mit unterschiedlichen Systemkonfigurationen und Steuerungsmaßnahmen durchgeführt werden. Auf diese Weise wird herausgearbeitet, wie sich ein komplexes, verteiltes System so steuern lässt, dass Effizienz und Systemstabilität gewährleistet und zudem Ziele wie u.a. Nachhaltigkeit, Kostenreduktion, IT-Sicherheit und Datenschutz realisiert werden können.*

*The project KoRiSim develops a simulation framework based on Multi-Agent-Systems, in which, next to the technical aspects, also social and regulatory components as well as information and power flows are considered. Using this simulation framework, future scenarios for electrical distribution networks are formulated, and experiments with different system configurations and control actions are conducted. The project discusses, how such a complex distributed system can be managed to guarantee efficiency and system stability and, furthermore, how goals like sustainability, costs reduction, data protection and IT-security can be achieved.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Kennzeichen 03EK3547 gefördert.*

Das Stromnetz vollzieht gegenwärtig einen Paradigmenwechsel. Sowohl die Netzstrukturen, als auch die Steuerung dieses komplexen sozio-technischen Systems wird sich radikal verändern. Der Umbau der Energieversorgung generiert folglich neuartige Unsicherheiten und Risiken, vor allem weil die Stromproduktion und der Stromverbrauch immer schwieriger geplant werden können und unvorhersehbare Schwankungen im Netz wahrscheinlicher werden. Zudem verschärfen sich

Zielkonflikte zwischen der ökonomischen Effizienz, der ökologischen Qualität, der sozialen Akzeptanz und schließlich der operativen Beherrschbarkeit eines solchen komplexen sozio-technischen Systems. Diese Thematik berührt sowohl netzbetriebstechnische als auch soziologische Fragestellungen. Aus diesem Grund sind im Projektverbund die Elektrotechnik und die Soziologie sowie ein großes Versorgungsunternehmen vertreten.



Arbeitsbereiche des Projektteams sowie thematische Überschneidungen

Im Rahmen dieses Projekts sollen die Grundlagen für ein kooperatives Informations- und Risikomanagement in Stromnetzen geschaffen werden. Es ist dementsprechend ein Ziel des Projekts die Entwicklung eines Simulationsframeworks, das sowohl elektrotechnisch als auch soziologisch relevante Aspekte zukunftsfähiger Stromnetze abbildet. Dieses Framework soll die unterschiedlichen Entscheidungsebenen wie zum Beispiel Verbraucher, Verteilnetzbetreiber (VNB), Versorger, Erzeuger und Politik, sowie ihre Informations- und Energieflüsse miteinander verknüpfen. Dies erlaubt dem Projektteam Experimente mit unterschiedlichen Szenarien durchzuführen. Insbesondere der „Unsicherheitsfaktor“ Verbraucher, der aus soziologischer Sicht hier als nutzenmaximierendes Individuum zu verstehen ist, soll bei diesen Experimenten berücksichtigt werden. Auf Basis von Interviews und Literaturstudien soll ein Simulationsmodell eines sozio-technischen Verteilnetzes entstehen, das explizit die Verbraucher beinhaltet. Die Umsetzung im Rahmen einer agentenbasierten Simulation wird mit Hilfe von empirischen Daten parametrisiert. Aus soziologischer Sicht bildet das Simulationsmodell das Auswahlverhalten von Akteuren auf Basis individueller Nutzenmaximierung ab.

Im ersten Projektjahr wurden die Arbeitspakete „Bestandsaufnahme über Szenarien des Stromnetzes der Zukunft“ und „Bestandsaufnahme über Anforderung an zukünftige Verteilnetze“ erfolgreich abgeschlossen. Der erste Meilenstein des Projekts wurde im Mai 2016 erreicht. Seitdem konzentriert sich das Projektteam auf die Fortführung der „Entwicklung Simulationsframework“.

Das KoRiSim-Simulationsframework wird aus mehreren Einzelsimulatoren bestehen, die nach derzeitigem Planungsstand durch das Cosimulations-Tool „Mosaik“ gekoppelt werden soll. Die erste Abbildung zeigt die Teilbereiche sowie die Zuständigkeiten der verschiedenen Fachgebiete. Diese sind genauso wie die thematischen Überschneidungen farblich markiert. In späteren Versionen ist es somit möglich, einzelne Teilbereiche des Modells weiter auszubauen oder zu präzisieren, ohne die jeweils anderen Module zu tangieren. Die zweite Abbildung stellt die Informationsflüsse und Einflussfaktoren zwischen den verschiedenen Teilsimulationen dar.

Um die Funktionalität des Simulationsframeworks zu zeigen, dient das „Stromampelkonzept“ als Anwendungsfall. Durch dieses Konzept soll ein gewisses Maß an Flexibilität im Netz erhalten bleiben, indem Wechselwirkungen zwischen Energiemarktteilnehmern und VNB verwaltet werden. In der grünen Phase werden Nachfrage und Bereitstellung von Flexibilitäten selbständig organisiert. Die rote Phase zeigt einen kritischen Netzzustand mit einer hohen Gefährdung der Systemstabilität an. Die gelbe Phase signalisiert den Übergangsmodus mit dem Ziel, die rote Stufe zu vermeiden. Um Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, müssen die VNB bereits (weich) eingreifen, wenn die Ampel auf gelb steht. Obwohl die rote und grüne Phase klar definiert sind, ist die endgültige Gestaltung der gelben Phase noch offen. Hierbei, ist ein kooperatives Verhalten zwischen VNB, Marktteilnehmer und Endverbraucher besonders interessant. Mit Hilfe des KoRiSim-Simulationsframeworks kann ein solches kooperatives Verhalten getestet werden.



Simulation und Zusammenhänge der verschiedenen Teilbereiche

## Auslegung effizienter thermisch-elektrischer Versorgungsportfolios für Quartiere

### Design of efficient thermal-electric supply portfolios for residential neighborhoods

Jonas Hinker

Wärmeverbräuche im städtischen Raum lassen sich zukünftig aufgrund der Baustruktur und der räumlichen Gegebenheiten nur noch marginal beeinflussen. Aus diesem Grund kommt der Weiterentwicklung der Versorgungsseite eine bedeutende Rolle zu. Am *ie<sup>3</sup>* werden neue Werkzeuge für die Auslegung thermisch-elektrischer Versorgungsportfolios entwickelt, die schnell Möglichkeiten und Grenzen der Sektorenkopplung aufzeigen.

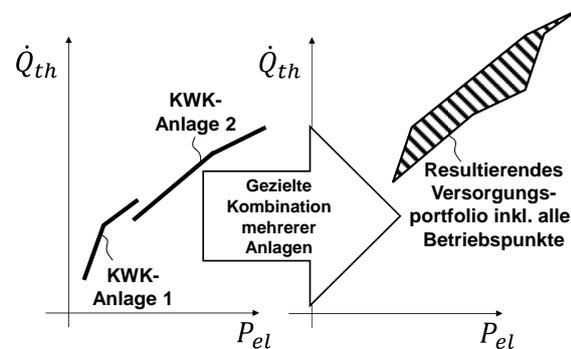
*In urban cities, a future reduction of the heat demand is limited by built environment and spatial restrictions. Therefore, advancing the supply side is of growing interest. To this end, novel tools for the design of efficient thermal-electric supply portfolios are being developed at *ie<sup>3</sup>* that depict both exploitable gaps and limitations of the integration of heat and power.*

Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen unter dem Kennzeichen 322-8.03-110-116441 gefördert.

Bisher wurden elektrische Netze und Fernwärmenetze komplett getrennt voneinander ausgelegt und betrieben, sodass einfache Planungswerkzeuge wie die Jahresdauerlinie eingesetzt werden konnten. Heute werden Lösungen gesucht, die beide Netze (und damit die Sektoren Strom und Wärme) miteinander koppeln. Die Bestimmung geeigneter Anlagenkombinationen zur Deckung ist jedoch nicht trivial: Während Einzelsysteme wie Wärmepumpen (WP) und Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) möglicherweise für eine spezifische Lastsituation optimal sind, so ergibt sich aufgrund saisonaler Schwankungen, antizipierter Entwicklungen der zu versorgenden Quartiere sowie stochastischer Einflüsse ein signifikanter Bedarf an Flexibilität.

Eine Anlage für sich betrachtet ist durch lediglich *einen* Freiheitsgrad charakterisiert, und kann daher Strom und Wärme nur in einem festen Verhältnis liefern (KWK) oder umwandeln (WP). Unter Ausnutzung der Teillastbereiche und eines heterogenen Anlagenportfolios lässt sich diese starre Kopplung jedoch zu einem gewissen Teil aufheben.

Um sowohl die mögliche Flexibilität als auch die Interaktion zwischen den beiden Sparten Strom und Wärme analysieren zu können, wurden die *Portfolio Flexibility Plots* als neues Werkzeug entwickelt (vgl. Abbildung). Durch die Visualisierung eines thermisch-elektrisch gekoppelten Anlagenportfolios wird die Planung einerseits deutlich gegenüber klassischen Optimierungsverfahren vereinfacht. Andererseits lassen sich Anpassungen eines bestehenden Portfolios auch für nicht exakt bekannte zukünftige Lastsituationen entwickeln.



Thermisch-elektrische Anlagenportfolios aus der Kombination aller gültigen Teillasten

Die Anwendung der *Portfolio Flexibility Plots* unterstützt Planung und Betrieb durch aussagekräftige Kennzahlen sowohl bei der effizienten Weiterentwicklung ihrer Assets als auch bei deren effizientem Einsatz. Beispielhaft seien hier die erwartete und maximale residuale Einspeisung und Last, mögliche Versorgungslücken und Überversorgung, sowie die Ausfallsicherheit und Revisionsfähigkeit genannt. Diese Kennzahlen können sowohl grafisch als auch durch Berechnung erhoben werden, indem die geometrischen Abbildungen von Portfolios sowie die Lastvektoren miteinander verglichen werden. Letztere lassen sich im Betrieb durch Messung erheben, während in der Planung eine Simulation angewandt werden kann. Im Rahmen des Projekts wird hierzu eine Simulationsmethodik entwickelt, die antizipierte Veränderungen in städtischen Quartieren in ihrer Bedeutung für die thermisch-elektrische Versorgungsaufgabe erfassbar macht, und so beispielsweise für Stadtwerke einen starken Beitrag für die Sektorenkopplung leistet.

## 4.5 Smart Grid Technology Lab & Elektromobilität

### Smart Grid Technology Lab (SGTL)

Kalle Rauma, Christoph Aldejohann

Das Smart Grid Technology Lab wird im Rahmen des gleichnamigen Projektes am ie<sup>3</sup> aufgebaut, es erweitert die bestehende Elektromobilitäts-Laborinfrastruktur um Smart Grid Technologien für Niederspannungsnetze. Ziel ist es eine Infrastrukturmgebung für Technologieforschungen zu errichten.

Smart Grid Technology Lab is a project that enhances the research capabilities of ie<sup>3</sup> in the fields of low voltage networks and electric mobility. The project will be finished at the end of 2017 with the main focus on the acquisition, the installation and the commissioning of new laboratory equipment. What is more is that new areas of future research will be explored as a secondary outcome.

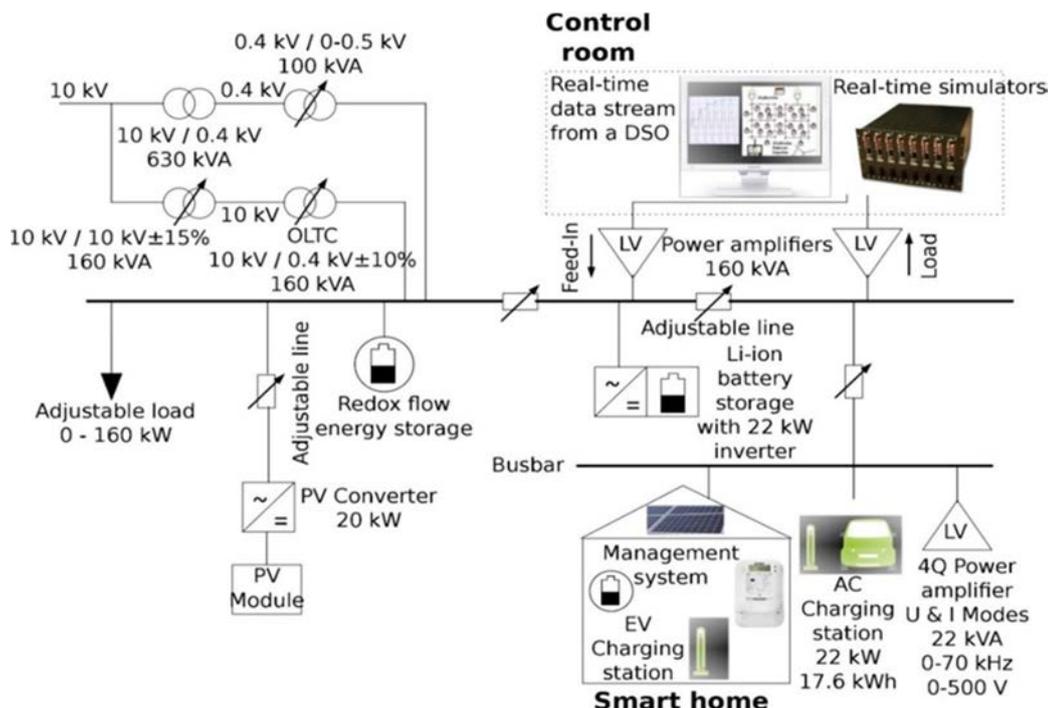
Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Weitere Informationen unter [www.smartgrid-tec-lab.de](http://www.smartgrid-tec-lab.de)

In the project Smart Grid Technology Lab (SGTL), the infrastructure is expanded to a complete research platform for low voltage network technologies and electric mobility. When the project is ready, it is possible to simulate a low voltage network with up to 160 kVA in the laboratory. The development of the laboratory brings new research possibilities when it is completed at the end of the year 2017.

Most of the new equipment is focused on expanding the possibilities of network studies rather than electric mobility directly. The most substantial new components are power amplifiers, an OPAL real-time simulator, a distribution transformer with an on-load tap changer, an energy storage system, a controllable load and low voltage test cables. The figure below illustrates an overall view of the structure of the test network.

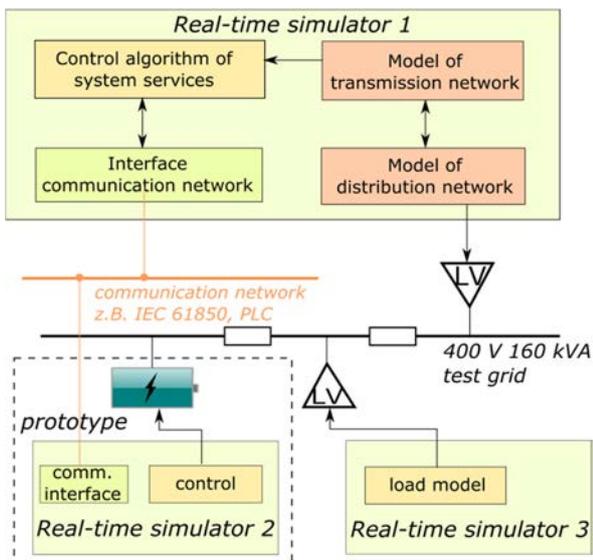
As it can be seen in the figure, the laboratory will be equipped with a complex network with advanced technologies, such as Redox flow energy storage and real-time simulators. The whole system will be unique on the national scale.

A main feature is the independent 160 kVA test grid to which the power amplifiers are connected. The amplifiers are controlled by the real time system. Voltage and current measurement devices located in the grid allow an active feedback of the workload to the control loop inside the real time system. This allows the usage as power hardware in the loop system (PHIL). The control algorithms will be implemented on the real time system. There are two three phase amplifiers connected to the grid this enables the emulation of different grid situations.



A general layout of the planned test network

An application scenario could be the energy grid's supply of system services by distribution grids as shown in the figure below. Therefore there are three real time models running. The first one is the energy network including power flow control and a communication interface. The second one is a model of a distribution grid including its loads. The third one is the controller of a battery storage prototype. The prototype is able to be used for system services and shall be tested under a real condition. It has a communication interface to the system service controller.



Application scenario: prototype enabling for system services integrated in SGTL environment

A node of the energy network model is chosen as a connection point to which the storage system gets connected for testing the prototype. The voltage behavior of this node is forwarded to one amplifier which feeds the test grid. The load model of the distribution network is used as the input signal for the second power amplifier it is connected to the test grid as well. The model of the transmission network generates a demand request message in case of a bottleneck. This message is issued as a control command on a communication bus (e.g. IEC 61850 or PLC) to which the prototype is connected. The storage system can react to the demand request physically and feeds in the required power. Another simulation model emulates the load behavior in the distribution grid. With this setup it is possible to test a complete prototype under real conditions.

A distinctive feature of Smart Grid Technology Lab will be a data stream system from a local distribution system operator of Dortmund to the control room of the laboratory. This cloud-based system provides information about the state of a real distribution network on the medium and low voltage levels. The live data can be used to test any new algorithms or prototypes through real-time simulators as it was connected to the real network. The access to large amount of real data is remarkably important in case of low voltage networks because of the high variation of loading conditions. The operating principle is of the data stream system from the local distribution network to the laboratory premises is demonstrated. The laboratory serves a large variety of different kind of projects. Many projects of ie<sup>3</sup>, such as InLiNe or Ideal, benefit from the laboratory facilities, especially from the possibilities to perform real-time and hardware-in-the-loop simulations. Additionally, several international and national collaborative projects with universities and industrial companies are under initial discussion. At a later stage, laboratory facilities could be used to sell product development and testing services to companies, besides the scientific research activity.

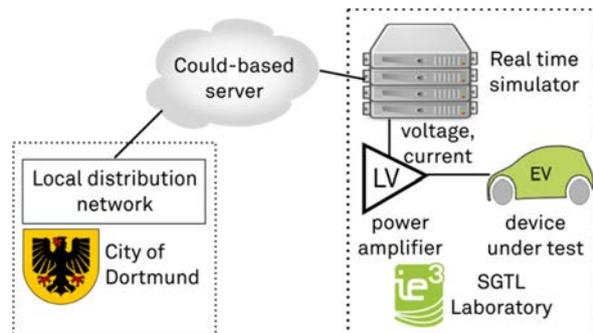


Illustration of the data flow through the real-time data stream

In order to gain visibility, especially among possible international partners, a website ([www.smart-grid-tec-lab.com](http://www.smart-grid-tec-lab.com)) and other promotional material has been created. Smart Grid Technology Lab has been promoted in expositions (9. Internationale Zuliefererbörse and European Utility Week 2016) together with high-technology companies from Dortmund. Furthermore, the laboratory will be listed in Smart Grid Laboratories Inventory of European Commission Joint Research Centre.

## SyncFuel – Feldtest zur Untersuchung des synchronisierten Eigenstroms für die Elektromobilität

### SyncFuel - Field test for validation of remotely synchronized Own-Consumption for charging Electric Vehicles

Jonas Maasmann, Fritz Rettberg

*Die größten CO<sub>2</sub> Einsparpotentiale durch Elektrofahrzeuge (engl. Electric Vehicle EV) werden erwartet, wenn diese mit lokal erzeugter erneuerbarer Energie geladen werden. In diesem Forschungsvorhaben wird untersucht, inwiefern das regionale öffentliche Netz zur Durchleitung von eigener und lokal erzeugter Energie genutzt werden kann. Teil des Forschungsvorhabens ist ein Feldtest, welcher zusammen mit den Anwendungspartnern Westfälische Hochschule, Stadt Dortmund und Klinikum Westfalen durchgeführt wird.*

*This study is focusing on metering and load synchronization to charge EVs with own produced energy by using the public grid (SyncFuel). We will show a technical concept for the remote synchronization between RES feed-in and EV charging power together with a metering and clearing concept to also enable the market process side. Therefore we perform a field test with our application partners Westfälische Hochschule, Stadt Dortmund and Klinikum Westfalen.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird als Projekt der Modellregion Rhein-Ruhr durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) gefördert. Projektkoordinator ist die nationale Organisation Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie (NOW).*

Zur Validierung der technischen Systeme, sowie der Prozesse und der Forschungsergebnisse findet im Rahmen des Projektes SyncFuel ein Feldtest statt. Der Feldtest erfolgt an ausgewählten betrieblichen Standorten der Klinikum Westfalen GmbH in Dortmund, Kamen und Lünen in Verbindung mit kommunalen Standorten der Stadt Dortmund und ggf. privaten Haushalten. Mess- und Datenerfassungseinrichtungen werden integriert, um ein optimiertes Lade- und Energiemanagement im Sinne eines maximalen Eigenverbrauchs der regenerativ erzeugten Energie zu entwickeln.

Die Standorte dienen im Feldtest zur Erhebung der Daten und zur Ableitung der durch einen entfernten Eigenverbrauch möglichen Geschäftsmodelle für die Elektromobilität. Für den Feldtest werden Elektrofahrzeuge der Stadt Dortmund aus dem Projekt metropol-E eingesetzt bzw. bedarfsgerecht neu beschafft. Gleichzeitig werden auch die Standorte der elektrischen Flotte der Stadt Dortmund in den Feldtest integriert, um so insbesondere für kommunale Flotten ein Modell ableiten zu können, welches die Refinanzierungsoptionen für eine Flottenelektrifizierung über den entfernten Eigenverbrauch abbildet. Zur Abbildung der Fahrzeug-Ladeschnittstelle in ihren unterschiedlichen Varianten gemäß Standardisierung wird auf die Technologie- und Prüfplattform für interoperable Elektromobilität, Infrastruktur und Netze an der Technischen Universität Dortmund

aus den NRW-EU-Ziel2-Projekten TIE-IN und ZAESAR zurückgegriffen.

Hier werden darüber hinaus Smart Home-Infrastrukturen sowie Netztopographien und -situationen abgebildet, die im Feldtest nicht vorliegen, die aber unter anderem zur Ableitung allgemein gültiger und übertragbarer Geschäftsmodelle erfasst und analysiert werden müssen. Neben den Anwendungspartnern werden die Verteilnetzbetreiber der beteiligten Regionen einbezogen. Ziel ist es hier vor allem die notwendigen Prozesse zu validieren, die für eine automatisierte Abrechnung notwendig sind.



Anwendungs- und Verteilnetzbetreibergebiete im Feldtest

## InLiNe – Innovative Längsregelung in der Niederspannung

### InLiNe – Innovative Line Voltage Regulation in the Low Voltage Network

Mara Holt

*Ziel dieses Vorhabens ist die Erforschung innovativer Spannungsregler für Niederspannungsnetze. Im Rahmen dessen soll ein Spannungslängsregler entwickelt werden. Um ein praxistaugliches Ergebnis zu erhalten, wird ein prototypischer Aufbau im Labor sowie ein Feldtest in einem realen Niederspannungsstrang realisiert.*

*The goal of this project is to study and develop innovative voltage regulators for low voltage networks. To obtain practical results a prototypical setup in the laboratory and a field test in the local distribution system is carried out.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*

Durch die zunehmende Einspeisung dezentraler Energieerzeuger kommt es insbesondere in ländlichen Netzgebieten mit wenigen Lasten vermehrt zu Spannungsbandverletzungen. Bei langen Netzausläufern bietet der Einsatz von Spannungslängsreglern eine unkomplizierte und kostengünstige Alternative zum konventionellen Netzausbau.

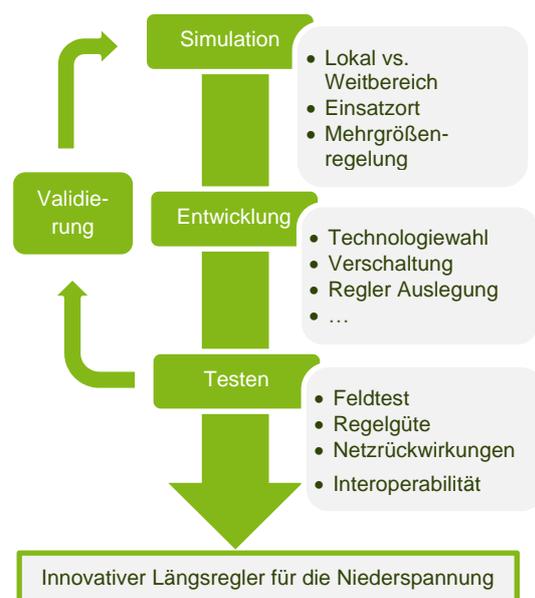
Im Rahmen des InLiNe Projektes werden innovative Spannungsregler für Niederspannungsnetze erforscht, dabei wird im Konsortium ein Spannungslängsregler entwickelt. Dieser soll ein gutes Zusammenspiel mit anderen Netzkomponenten/Regeleinrichtungen ermöglichen und zusätzliche Netzzrückwirkungen vermeiden. Darüber hinaus soll er hohe Robustheit, geringen Wartungsaufwand und niedrigen Platzbedarf aufweisen. Die Erforschung und Entwicklung des Spannungslängsreglers gliedert sich in die drei Phasen Simulation, Entwicklung und Testen/Validieren, welche in Abbildung 1 grafisch dargestellt sind.

Während der Simulationsphase werden die Auswirkungen des Spannungsreglers auf das Netz untersucht und dessen Leistungsparameter definiert, dabei wird der Einsatzort, eine mögliche Mehrgrößenregelung und die Messwerterfassung des Regelkreises betrachtet. Ziel, ist ein aus technischer und wirtschaftlicher Sicht optimales Regelkonzept zu finden.

In der Entwicklungsphase wird das Regelkonzept mit der Topologie des Spannungsreglers abgestimmt. Dies erfolgt sowohl simulativ mit Hilfe eines dynamischen Simulationsmodells des Längsreglers, als auch praktisch mittels eines prototypischen Aufbaus im Labor. Das Konsortium entwickelt einen Längsregler, der auf Basis einer regelbaren Induktivitäten arbeitet. Diese Technologie

ermöglicht eine stufenlose Regelung ohne Zuhilfenahme von Leistungselektronik. Bei dem Entwurf liegt das Augenmerk auf der Verschaltung der regelbaren Induktivität, deren Dimensionierung und der Vermeidung von Netzzrückwirkungen.

Die in der Entwicklungsphase umgesetzte Lösung wirkt sich direkt auf die kritischen Fragestellungen in der Testphase aus. Diese werden in der ersten Testphase in der Prüf- und Entwicklungsumgebung des ie3 untersucht. So kann zum Beispiel die Regelgüte untersucht werden, aber auch direkt Aussagen zu Netzzrückwirkungen gemacht werden. Im folgenden Feldtest wird der Spannungsregler dann auf seine Tauglichkeit unter realen Bedingungen messtechnisch untersucht. Aus den so gewonnenen Daten werden für zukünftige Entwicklungen die Simulationsmodelle und Grundlagen validiert.



Entwicklung innovativer Längsregelkonzept

## Regionales Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr

### Regional Innovation Network Energy Efficiency Ruhr

Patrick Berg

*Das ie<sup>3</sup> hat Anfang des Jahres 2016 das Regionale Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr in der vierten Projektphase von der Wirtschaftsförderung Metropole Ruhr GmbH übernommen. In enger Kooperation mit der Fakultät für Raumplanung strebt das ie<sup>3</sup> die Neuausrichtung und einen inter- und transdisziplinären Fortschritt des Netzwerkes an. Das Ziel der Regionalen Innovationsnetzwerke des Landes Nordrhein-Westfalen besteht in der Vernetzung von Akteuren unterschiedlichster Gebiete im Sinne der gemeinsamen Entwicklung geeigneter Lösungen für zentrale gesellschaftliche Herausforderungen.*

*The ie<sup>3</sup> took over the Regional Innovation Network Energy Efficiency Ruhr at the beginning of 2016 in the fourth project phase. Previously the Wirtschaftsförderung Metropole Ruhr GmbH was in charge for this project. In a close cooperation together with the faculty of spatial planning the ie<sup>3</sup> strives for a realignment of this network as well as an efficient advance in a trans- and interdisciplinary way. Basically the overall aim of the Regional Innovation Networks is to connect different actors from several sectors to develop common solutions for key societal challenges.*

*Dieses Projekt wird gefördert durch das Ministerium für Innovation, Wissenschaft und Forschung des Landes Nordrhein-Westfalen.*

Mit dem „Regionalen Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr“ hat die Wirtschaftsförderung Metropole Ruhr GmbH bereits 2012 begonnen und in den ersten drei Projektphasen die vielfältigen Aspekte, die es bei der Steigerung der Energieeffizienz zu berücksichtigen gilt, aufgearbeitet. Darauf aufbauend strebt das RIN Energieeffizienz Ruhr unter der Leitung des ie<sup>3</sup> und in enger Zusammenarbeit mit der Fakultät für Raumplanung, im Rahmen der vierten Projektphase seit März 2016, einen Fortschritt in Richtung einer energieeffizienten Zukunft des Ruhrgebiets an.

Unsere Quartiere, Städte und Stadtregionen durchzieht ein Netz aus Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Energie. Doch trotz der scheinbaren Unsichtbarkeit vieler dazugehöriger Elemente spielt Energie – in Form von Wärme, Elektrizität oder Feststoffen – eine zentrale Rolle in unserer Gesellschaft. Die Thematik Energieeffizienz beschäftigt dabei gleichermaßen eine Vielzahl an Forschungsdisziplinen ebenso wie eine breite Gruppe aus Wirtschaft und Zivilgesellschaft.

Das RIN Energieeffizienz Ruhr erkennt daher, dass eine akteursbasierte Betrachtung auf interdisziplinärer Ebene notwendig ist, um geeignete Lösungsansätze vorzudenken und gemeinsam zur Umsetzung zu bringen. Auf dieser Basis liegt die duale Struktur aus dem Regionalen Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr und dem Fortschrittskolleg Energieeffizienz im Quartier, in der Wissenschaft und Praxis über Grenzen hinweg transdisziplinär zusammenarbeiten vor.

Darauf aufbauend besteht das RIN Energieeffizienz Ruhr aus wirtschaftlichen, wissenschaftlichen, öffentlichen und zivilgesellschaftlichen Akteuren sowie aus individuellen Bürgern und Unternehmen und bildet somit ein interdisziplinäres Netzwerk als Basis für die Entwicklung von Lösungen für zentrale gesellschaftliche Herausforderungen.

Prospektiv fokussiert sich das RIN Energieeffizienz Ruhr auf folgende im Rahmen der Neuausrichtung durch das ie<sup>3</sup> festgelegte Themen:

- Energieeffizienz im Gewerbe und in Gewerbegebieten,
- Energieeffizienz in der Wohnungswirtschaft,
- Energieeffizienz durch Sektorenkopplung.

Mit nachhaltigem Blick auf diese Themen wird das ie<sup>3</sup> zusammen mit der Fakultät für Raumplanung Workshops veranstalten, um zuvor genannte Lösungen sowie Lösungsansätze für zentrale gesellschaftliche Herausforderungen zu entwickeln und diese im Rahmen neuer Projekte umzusetzen.

Darüber hinaus steht die Vernetzung transdisziplinärer Partner aus den zuvor genannten Bereichen, die Bildung komplementärer Konsortien mit der Intention neue Projekte zu generieren, die Bestimmung vorhandener Leuchtturmprojekte im Ruhrgebiet als Best-Practice-Beispiel für zukünftige Projekte und die Vernetzung von Partnern hinsichtlich zukünftiger Kooperationen im Bereich Energieeffizienz im Vordergrund.

#### 4.6 Leistungselektronik, Power Quality und Energieeffizienz

##### Optimierung der Störaussendungen und –festigkeit von typischen Haushaltslasten im Bereich von 2 bis 150 kHz unter Berücksichtigung einer fairen Koordinationsstrategie

##### Optimization of emissions and immunity of typical appliances in the frequency range from 2 to 150 kHz having regard to a fair coordination strategy

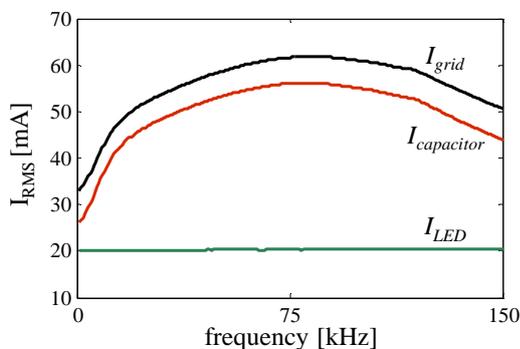
Christian Waniek, Thomas Wohlfahrt

*Die zunehmende Anzahl leistungselektronischer Geräte im Haushalt führt zu steigenden Emissionen im Frequenzbereich zwischen 2 und 150 kHz. Die Phänomene in diesem Frequenzbereich sind bisher weitgehend unerforscht. Außerdem herrscht bei der begonnenen Entwicklung des entsprechenden Normenwerkes eine große Unsicherheit, insbesondere in Bezug auf volkswirtschaftlich sinnvolle Verträglichkeitspegel sowie Störfestigkeits- und Störaussendungsgrenzwerte.*

*Due to the increasing number of power electronic devices in households, emissions in the frequency range from 2 to 150 kHz rise. So far, the phenomenons in this frequency range are widely unexplored. The commenced development of corresponding norms and standards exhibits high uncertainties, especially regarding economically reasonable compatibility levels and also emission and immunity limits.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Förderinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ durch das BMBF gefördert.*

Die Geräteoptimierung umfasst schaltungstechnische Änderungen, um einerseits erhöhte Robustheit gegen bestehende oder steigende Störpegel im Netz zu tolerieren. Andererseits werden Schaltungstechniken und neue Ansätze zur Verminderung der Störaussendung untersucht und als Labormuster aufgebaut und verifiziert. Ziel ist es, einen Maßnahmenkatalog für verschiedene Störfestigkeitslevel und Störaussendungsgrenzwerte zu definieren. Für die Robustheitsüberprüfung und Anpassung wird zusätzlich eine Lebensdauerbetrachtung von relevanten Komponenten durchgeführt. Die nachfolgende Grafik zeigt die frequenzabhängige Stromaufnahme einer LED-Lampe unter Einfluss höherfrequenter Anteile in der Netzspannung. Weiterhin wurde die zusätzliche Belastung der wichtigsten Komponenten (Glättungskondensator und LED), welche einen Einfluss auf die Lebensdauer haben, erfasst.



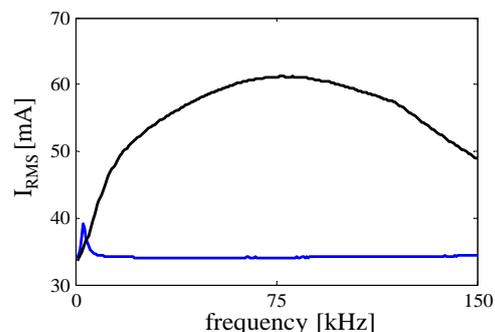
Detaillierte Stromaufnahme einer LED-Lampe

Der Störstrom belastet ausschließlich den Kondensator. Die Stromaufnahme der LED bleibt konstant, sodass diese nicht zusätzlich belastet wird.

Der Kondensator, welcher üblicherweise bereits im ungestörten Betrieb die Lebensdauer der Lampe definiert, wird folglich mit einem deutlich erhöhten und höherfrequentem Ripplestrom beaufschlagt, welcher eine zusätzliche Erwärmung und somit Lebensdauerverminderung verursacht.

Verschiedene durchgeführte Messungen haben gezeigt, dass die maximale Stromaufnahme und somit die höchste Belastung in dem betrachteten Frequenzbereich liegt. Dies zeigt die Notwendigkeit, zukünftig angemessene Grenzwerte definieren zu müssen

Um die Robustheit der Geräte zu erhöhen, können verschiedenste Optimierungsmaßnahmen angewendet werden. Eine Möglichkeit stellen ergänzende passive Filterschaltungen dar. Die folgende Grafik zeigt, dass bereits das Hinzufügen einer einzelnen Induktivität gute Ergebnisse erzielt. Die Effizienz wurde dabei nur geringfügig beeinflusst und reduzierte sich von 96,5% auf 95,9%.



Stromaufnahme einer LED-Lampe mit (blau) und ohne Optimierung (schwarz)

## Untersuchungen von Power Quality Problemen durch Massenimplementierung von leistungselektronischen Interfaces in Verteilnetzen

### Investigations of Power Quality Problems in Mass Implementation of Power Electronic Interfaces in Distribution Networks

Sulaiman Elrajoubi

*Das Ziel dieses Projekts ist die Entwicklung von zuverlässigen und präzisen nichtlinearen Modellen, welche das harmonische Verhalten von Erzeugern und Lasten abbilden, die Oberschwingungen in Niederspannungsnetzen verursachen. Die entwickelten Modelle dienen komplexer Simulationen zur Untersuchung der harmonischen Stabilität in Niederspannungsnetzen.*

*The aim of this project is the development of reliable and accurate non-linear load models that depict the harmonic behavior of generators and loads in low voltage networks. The developed load models will be used for simulations to investigate the harmonic stability in low voltage networks.*

Aufgrund nichtlinearen Verhaltens von leistungselektronischen Geräten treten vermehrt Oberschwingungen höherer Ordnung in den Netzen auf. Dies ist darin begründet, dass z.B. elektronische Schnittstellen für Kompaktleuchtstofflampen, LEDs oder Schaltnetzteile häufig aus Kostengründen ungesteuerte Gleichrichter beinhalten. Alle Umrichtersysteme sind über Tiefpassfilter an das Netz angeschlossen, deren spektrale Impedanz die spektrale Netzimpedanz hin zu kleineren Resonanzfrequenzen verändert. Der Anstieg harmonischer Oberschwingungen in den Netzen führt lokal bereits zu technischen Fehlfunktionen und Zusatzkosten.

Die genannten Punkte können in den kommenden Jahren zu harmonischen Instabilitäten in Niederspannungsnetzen führen. Um die Auswirkungen einer massenhaften Einbindung leistungselektronischer Geräte in den Verteilnetzen untersuchen zu können, werden sogenannte harmonische Lastflussberechnungen benötigt.

Dazu müssen harmonische Modelle der leistungselektronischen Komponenten entwickelt werden, die sowohl die Interdependenz zwischen Spannungs- und Stromharmonischen abbilden können, wie auch die aufkommenden Resonanzerscheinungen. Zurzeit existieren weder verlässliche nichtlineare Modelle, noch ihre Einbindung in Lastflussberechnungsprogramme.

Die zentrale Frage lautet daher, ab welcher Durchdringung von leistungselektronischen Geräten können lokale bis hin zu regionale harmonische Instabilitäten im Netz auftreten.

Daher werden die folgenden Forschungsziele definiert:

1. Entwicklung von präzisen, auf Messungen basierenden nichtlinearen Modellen zur Darstellung des harmonischen Verhaltens verschiedener Anwendungen (Schaltnetzteile, Kompaktleuchtstofflampen, Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen, PV-Wechselrichter, Energiespeichersysteme) in Niederspannungsnetzen.
2. Aufbau einer Simulationsumgebung zur Analyse der harmonischen Stabilität mit Hilfe der entwickelten nichtlinearen Modelle unter Berücksichtigung von Spannungs- und Strominterdependenzen sowie von Einspeise- bzw. Lastprofilen, um harmonische Stabilitätsgrenzen zu untersuchen.
3. Untersuchungen zum Konvergenzverhalten der iterativen harmonischen Lastflussberechnungen in Abhängigkeit des Durchdringungsgrades.

Es wird eine Simulationsumgebung aufgebaut, in welcher die nichtlinearen Modelle in einer harmonischen Lastflusssimulation verwendet werden können. Die Simulationen sollen für verschiedene Durchdringungen von leistungselektronischen Schnittstellen durchgeführt werden. Dazu werden geeignete Szenarien entwickelt. Die Ergebnisse sollen Auskunft über harmonische Instabilitäten, Resonanzproblematiken und Beeinflussung der Geräte untereinander geben.

## Entwicklung eines intelligenten Energieeffizienzzyklus für adaptive Produktionssysteme

### Development of an intelligent energy efficiency cycle for adaptive production systems

Matthias Meißner

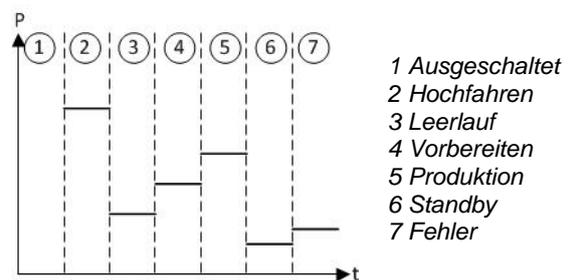
*Auf Grund der weltweiten Verknappung der fossilen Ressourcen erhält die Energieeffizienz in allen Bereichen einen immer größeren Stellenwert. Da die Industrie aktuell etwa 30% der Energie verbraucht, ist es von Interesse die Fabriken energieeffizienter zu gestalten und zu betreiben. Hierfür wird im Rahmen des interdisziplinären Graduiertenkollegs 2193 „Anpassungsintelligenz von Fabriken dynamischen und komplexen Umfeld“ eine ebenfalls adaptive Energieeffizienzüberwachung in Form eines intelligenten Umsetzungszyklus entwickelt.*

*Based on the worldwide shortage of fossil resources the energy efficiency in all sectors will play a greater role. The energy consumption of industry is actual 30%. So it is interesting to design and operate manufactures in a more energy efficiency way. For this purpose an adaptive energy efficiency monitoring in form of an intelligent implementation cycle is being developed within the scope of the interdisciplinary graduate research program 2193 “Adaption Intelligence of Factories in a Dynamic and Complex Environment”.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft im Rahmen des GRK 2193.*

Auf Grund der zukünftigen Produktionssystem im Rahmen der Industrie 4.0 ist es möglich, die Ressourceneffizienz und –effektivität kontinuierlich zu erfassen und somit auch zu planen und umzusetzen. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Energieeffizienz, welche aktuell nur für einzelne Prozesse oder in fest definierten Wirkungsketten betrachtet wird. Hierbei wird jedoch außer Acht gelassen, dass der Energiefluss und damit auch die Energieeffizienz dynamisch von interdependenten Parametern abhängig sind. Zu diesen Parametern gehören unter anderem die Systemlast, Produktionsstruktur und Ressourcenanordnung. Durch die verstärkte Digitalisierung verändert sich die Produktionsstruktur hin zu einer hoch adaptiven Struktur, deren Prozessablauf sich deutlich von heutigen Produktionsprozessen unterscheidet. Ziel dieser neuen Struktur ist es den Prozess hoch flexibel und individuell zu gestalten, so dass es möglich wird im Bereich Losgröße 1 zu produzieren. Daher ist es das Ziel dieses Teilforschungsprojektes des interdisziplinären Graduiertenkollegs allgemeingültige Methoden und Kennzahlen für konstante und flexible Prozessparameter zu entwickeln, um so ein tieferes Verständnis für die unterschiedlichen Effizienzzyklen zu entwickeln. Hierbei soll auch berücksichtigt werden, dass diese Parameter entlang der Prozesskette von flexiblen Produktionssystemen weitergegeben werden und sich somit die unterschiedlichen Prozesse untereinander beeinflussen. Zur Analyse solcher Produktionsprozesse ist geplant ein Simulationsmodell erstellen, welches die Produk-

tionsstruktur einer adaptiven Produktion nachbildet. Hierbei wird eine ereignisdiskrete Simulation genutzt. Unter Zuhilfenahme dieses Modells können die verschiedenen Energieverbräuche der einzelnen Komponenten simuliert und analysiert werden. Zur Erstellung des Modells, insbesondere der verschiedenen Energieverbräuche, sollen reale Produktionsmaschinen, wie beispielsweise Fräsmaschinen, betrachtet werden. Dabei sollen die jeweiligen Energieverbräuche der Maschinen in unterschiedlichen Zuständen erfasst werden, wie beispielhaft in der nachfolgenden Abbildung gezeigt wird. Diese Messungen werden als Datengrundlage für die Modellierung der Produktionsprozesse verwendet.



Leistungsbedarfslinien einer Produktionsanlage

Der aktuelle Stand des Forschungsvorhabens beschäftigt sich mit der Literaturrecherche zu grundlegenden und innovativen Methoden der Energieeffizienz im Rahmen einer adaptiven Produktion.

## **Fachkooperation für Klima- und Ressourcenschutz zwischen der TU Dortmund und der Kwame Nkrumah University of Science and Technology (KNUST – Kumasi/Ghana)**

**Cooperation for the protection of climate and resources between TU Dortmund University and Kwame Nkrumah University of Science and Technology (KNUST – Kumasi/Ghana)**

Michael Steglich, Johanna Myrzik

*Die übergeordnete Zielsetzung ist der Auf- und Ausbau einer Forschungsk Kooperation mit der Kwame Nkrumah University of Science and Technology in Kumasi. Die Fachkooperation umfasst die Schwerpunktthemen Erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Ressourcenschutz.*

*The primary objectives are the development and expansion of the research cooperation with the Kwame Nkrumah University of Science and Technology in Kumasi. The cooperation includes the main subjects renewable energies, energy efficiency and resource protection.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird gefördert durch die Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH.*

Im Jahr 2012 hat sich ein im Rahmen eines von der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH initiierten Projekts mit dem Titel „Umstellung der Stromversorgung der KNUST auf Erneuerbare Energien“ die Möglichkeit ergeben, die Kooperation mit der KNUST über die bestehende Zusammenarbeit hinaus auszubauen. Ziel der Fachkooperation ist es, die Universität KNUST in ihrem Bestreben zu unterstützen:

- 1) eine stabile und zuverlässige Stromversorgung an der Universität KNUST durch Nutzung von Erneuerbaren Energien sicherzustellen und hierfür innovative Handlungsansätze zu entwickeln;
- 2) beispielhafte Pilot- sowie Demonstrationsanlagen in den Bereichen Erneuerbare Energien sowie Energie- und Ressourceneffizienz auf dem Campus der KNUST zu errichten, um anwendungsorientierte Lehre und Forschung in diesen Bereichen zu fördern und das Kompetenzportfolio der Universität KNUST zu stärken;
- 3) die Kompetenzen des Lehrkörpers, der Doktoranten und der Studenten der KNUST in den thematischen Schwerpunkten der Kooperation weiter auszubauen;
- 4) bei der Akquisition und Bearbeitung von eigenen wie auch von gemeinsamen Forschungsprojekten.

Nach Abschluss der Konzeptionierung und Planung der Anlage und des Energiemanagementsystems lag der Fokus im Jahr 2016 zum einen auf der finalen hardwaretechnischen Realisierung

der unterbrechungsfreien Stromversorgung mit Integration Erneuerbarer Energien und zum anderen auf dem Aufbau eines praxisorientierten Lehrkonzeptes. Zur Realisierung dieser Aspekte fanden zusätzlich zwei Forschungsaufenthalte im März und Mai 2016 an der KNUST statt. Im Laufe der Aufenthalte konnten folgende Maßnahmen definiert und anschließend umgesetzt werden:

- Erfassung der derzeitigen Gebäudesituation sowie Besprechung des entworfenen Schaltplans mit der Firma DENG zur Realisierung der benötigten Baumaßnahmen;
- Abschließende Festlegung der Lastpriorisierung in den Gebäuden nach Rücksprache mit Mitarbeitern der KNUST;
- Installation des Lastmanagementsystems auf der zentralen Steuereinheit der Anlage mit anschließenden Tests;
- Begutachtung der installierten hardwaretechnischen Komponenten wie beispielsweise Last- und Logikrelais und dem Biodieselmotor und der Verkabelung dieser Bauteile;
- Durchführung von gezielten Lastabwürfen in einzelnen Räumen der Gebäude zur Verifizierung der Funktionalität des Lastmanagementsystems.

Nachdem eine stabile und zuverlässige Stromversorgung sichergestellt ist, wird nun ein praxisorientiertes Lehrkonzept erstellt. Hierbei werden unterschiedliche Ansätze, wie das Erstellen von verschiedenen Lastabwurfszenarien, der Aufbau eines Modellbüros oder einer Präsentation welche Theorie und Praxis der Anlage zusammenführt eruiert und analysiert.

## 5. Veröffentlichungen und Vorträge

### 5.1 Publikationen

*Palaniappan, R.; Richter, F.; Bauernschmitt, B.; Hilbrich, D.:* „Implementation of decentralized Smart Grid functions using Distributed Measurement Acquisition Devices“, Power and Energy Student Summit 2016, RWTH Aachen, Januar 2016

*Bauernschmitt, B.; Hilbrich, D.; Rehtanz, C.:* „Anwendung von Datenmodellen gemäß IEC 61850-6 und IEC 61970-301 zur Spezifikation automatisierter Schutzprüfungen“, 9. ETG-/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Berlin, 2016

*Hilbrich, D.; Bauernschmitt, B.; Rehtanz, C.:* „Entwicklung eines hybriden Prüfsystems für anwendungsorientierte Prüfungen von Schutzsystemen“, 9. ETG-/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Berlin, 2016

*Palaniappan, R.; Richter, F.; Bauernschmitt, B.; Hilbrich, D.; Rehtanz, C.:* „Implementation and Validation of Decentralized Smart Grid Functions using Distributed Measurement Acquisition Devices“, 6th IEEE International Conference on Power Systems (ICPS), New Dehli, March 2016

*Bauernschmitt, B.; Hilbrich, D.; Keune, B.M.; Rehtanz, C.:* „Application of IEC 61850-6 and IEC 61970 Data Models for Automated Protection Test Specification“, IET 13th International Conference on Developments in Power System Protection, March 2016

*Hilbrich, D.; Bauernschmitt, B.; Keune, B.M.; Rehtanz, C.; Lenhoff, S.:* „Design of a Hybrid Platform for Online Application Testing with IEC 61970“, IET 13th International Conference on Developments in Power System Protection, March 2016

*Keune, B.M.; Bauernschmitt, B.; Hilbrich, D.; Rehtanz, C.; Lenhoff, S.:* „Standardization of Automated Disturbance Management for Urban Distribution Power Systems“, IET 13th International Conference on Developments in Power System Protection, March 2016

*Kippelt, S.; von Haebler, J.; Westermann, M.; Rehtanz, C.:* „Assessment of Capacity Management Approaches in Distribution Grids“, IEEE Energycon 2016, Leuven, Belgium, April 2016

*Kippelt, S.; Winkel, M.; Rehtanz, C.:* „Stochastic Simulation of Thermal Load Profiles“, IEEE EnergyCon 2016, Leuven, Belgium, April 2016

*Kubis, A.; Rehtanz, C.:* „Synchrophasor based thermal overhead line monitoring considering line spans and thermal transients“, IET Journal Generation, Transmission & Distribution, vol. 10, no. 5, April 2016

*Sija, H.; Li, Y.; Xie, B.; Chen, M.; Zhang, Z.; Luo, L.; Cao, Y.; Kubis, A.; Rehtanz, C.:* „A Y-D Multifunction Balance Transformer-Based Power Quality Control System for Single-Phase Power Supply System“, IEEE Transactions on Industrial Applications, vol. 52, no. 2, April 2016

*Klein, D.; Spieker, C.; Rüberg, S.; Liebenau, V.; Rehtanz, C.:* „Aggregation of Large-Scale Electrical Energy Transmission Networks“, IEEE ENERGYCON 2016, Leuven, Belgium, April 2016

*Spieker, C.; Klein, D.; Liebenau, V.; Teuwsen, J.; Rehtanz, C.:* „European Electricity Market and Network Simulation for Energy System Analysis“, IEEE ENERGYCON 2016, Leuven, Belgium, April 2016

*Kays, J.; Rehtanz, C.:* „Planning process for distribution grids based on flexibly generated time series considering RES, DSM and storages“, IET Generation, Transmission & Distribution, 19 pp., DOI: 10.1049/iet-gtd.2015.0825, Online ISSN 1751-8695

*Hiry, J.; von Haebler, J.; Häger, U.; Rehtanz, C.; Blanco, G.; Martinez, A.:* „Agent-Based Modelling of Cost Efficient and Stable Transmission Grid Expansion Planning“, Highlights of Practical Applications of Scalable Multi-Agent Systems, vol. 616, no. June 2016

*Rehtanz, C.; Guillaud, X.:* „Real-time and co-simulations for the development of power system monitoring, control and protection“, 19th Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, Italy, 20.-24. June, 2016

*Robitzky, L.; Dalhues, S.; Albrecht, M.; Müller, S.C.; Häger, U.; Rehtanz, C.:* „Agent-Based Prevention of Voltage Collapse in Electrical Trans-

mission Systems“, 19th Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, Italy, 20.-24. June, 2016

*Wagner, C.; Waniek, D.; Rehtanz, C.:* „Evaluation of the Volatility of Prices and Volumes of an Energy Portfolio“, 39th IAAE International Conference, Bergen Norway, June 2016

*Spieker, C.; Schwippe, J.; Klein, D.; Rehtanz, C.:* „Transmission System Congestion Analysis Based on a European Electricity Market and Network Simulation Framework“, 19th Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, Italy, 20.-24. June, 2016

*Hidalgo Rodriguez, D. I.; Hinker, J.; Myrzik, J.M.A.:* „On the Problem Formulation of Model Predictive Control for Demand Response of a Power-to-Heat Home Microgrid“, 19th Power Systems Computation Conference (PSCC), Genoa, Italy, 20.-24. June, 2016

*Li, Y.; Liu, Q.; Hu, S.; Liu, F.; Cao, Y.; Luo, L.; Rehtanz, C.:* „A Virtual Impedance Comprehensive Control Strategy for the Controllably Inductive Power Filtering System“, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. PP, Iss. 99, 2016

*Li, Y.; Yao, F.; Cao, Y.; Liu, W.; Liu, F.; Hu, S.; Luo, L.; Zhang, Z.; Chen, Z.; Zhou, G.; Rehtanz, C.:* „An Inductively Filtered Multiwinding Rectifier Transformer and Its Application in Industrial DC Power Supply System“, IEEE Transactions on Industrial Electronics, Vol. 63, Iss. 7, 2016

*Noll, T.; Greve, M.; Rehtanz, C.; Dierkes, S.; Albert, M.; Schäfer, P.; Vennegeerts, H.:* „Flexibility of the distribution grid for system stability“, Proceedings of the 19th Power Systems Computation Conference (PSCC'16), Genoa, Italy, Juni 2016, ISBN 978-88-941051-0-0

*Li, Y.; Zhou, Y.; Liu, F.; Cao, Y.; Rehtanz, C.:* „Design and Implementation of Delay-Dependent Wide-Area Damping Control for Stability Enhancement of Power Systems“, IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. PP, Iss. 99, 2016

*Janssen, A.; McGuinness, S.; Poggi, G.; Kubis, A.; Palazzo, M.; Aprosin, K.; Willieme, J.-M.:* „Operating Experience with and Future Challenges for Coordinating Power Plant and Power System Protection“, CIGRE Session 2016, Study Committee B5 Session, Paper B5-2015, Paris, 2016

*Kays, J.; Seack, A.; Smirek, T.; Westkamp, F.; Rehtanz, C.:* „The Generation of Distribution Grid Models on the Basis of Public Available Data“, IEEE Transactions on Power Systems, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2609850, Vol. PP, Iss. 99, 2016

*Noll, T.; Greve, M.; Rehtanz, C.:* „Sicherer Systembetrieb ohne rotierende Schwungmassen – Lösungen für Großstörungen des europäischen Verbundsystems“, Bulletin SEV/VSE, Schweiz, 09/2016, pp.36-39

*Hoffmann, S.; Adelt, F.; Hidalgo Rodriguez, D. I.; Myrzik, J.; Weyer, J.:* „Agent-based modelling of the governance of energy transitions“, 7th International Sustainability Transitions (IST) Conference, Wuppertal, Germany, 6-9 September 2016

*Hinker, J.; Hidalgo Rodríguez, D.; Myrzik, J.; Hemkendreis, C.:* „A framework for the analysis of societal and energy distribution related interactions in future energy system scenarios“, 11th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems (SDEWES 2016), Lissabon, Portugal, September 2016

*Böhm, R.; Rehtanz, C.; Franke, J.:* „Inverter-based hybrid compensation systems contributing to grid stabilization in medium voltage distribution networks with decentralized, renewable generation“, Electrical Engineering, Springer, doi: 10.1007/s00202-016-0425-y, 19. Sept. 2016

*Wagner, C.; Waniek, C.; Häger, U.:* „Modeling of Household Electricity Load Profiles for Distribution Grid Planning and Operation“, IEEE POWERCON, Wollongong Australia, September 2016

*Rehtanz, C.; Görner, K. (Koautoren):* „Wide Area Protection and Control Technologies“, CIGRE Technical Brochure 644

*Nasiri, B.; Wagner, C.; Ahsan, A.; Häger, U.:* „A New Perspective for Smart Distribution Grid Planning“, IEEE POWERCON, September 2016

*Aldejohann, C.; Wohlfahrt, T.; Rehtanz, C.; Myrzik, J.:* „Current Modulated Messages Generated by PFC Circuits for Allocating Appliances with Management Systems in Smart Grid Applications“, IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC), Ottawa, Kanada, Oktober 2016

*Kloubert, M.-L.; Schwippe, J.; Bertsch, J.; Hagspiel, S.; Lorenzcik, S.; Höffler, F.; Rehtanz, C.:* „Benefits of coordinated control reserve activation and grid management – a probabilistic load flow analysis“, 2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, October 16-20, 2016, China

*Aldejohann, C.; Wohlfahrt, T.; Rehtanz, C.; Myrzik, J.:* „Verbraucheridentifikation zur Kopplung mit Steuerungssystemen“, VDE-Kongress 2016 "Internet der Dinge", Mannheim, November 2016

*Hinker, J.; Myrzik, J.; Witte, N.; Heinzl, A.:* „Analysis of the interdependencies of the socio-technical parameters of energy supply in urban quarters“, VDE-Kongress 2016 "Internet der Dinge", Mannheim, November 2016

*Kippelt, S.; Winkel, M.; Rehtanz, C.:* „Modellierung und Optimierung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen als Virtueller Energiespeicher“, VDE-Kongress 2016 "Internet der Dinge", Mannheim, November 2016

*Mayorga Gonzalez, D.; Robitzky, L.; Kubis, A.; Böcker, S.; Myrzik, J.; Rehtanz, C.; Wietfeld, C.:* „ICT-based integration of active distribution networks in the monitoring and control systems of future transmission networks“, VDE-Kongress

2016 "Internet der Dinge", Mannheim, November 2016

*Hinker, J.; Pohl, O.; Myrzik, J.:* „Impact assessment of inhabitants on the economic potential of energy efficient refurbishment by means of a novel socio-technical multi-agent simulation“, 7th International Conference on Energy and Environment of Residential Buildings (ICEERB 2016), Brisbane, Australien, November 2016

*Mayorga Gonzalez, D.; Robitzky, L.; Liemann, S.; Häger, U.; Rehtanz, C.; Myrzik, J.:* „Distribution Network Control Scheme for Power Flow Regulation at the Interconnection Point between Transmission and Distribution System“, IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) - Asia 2016, Melbourne, Australia, Nov./Dez. 2016

*Nasiri, B; Ahsan, A; Mayorga Gonzalez, D.; Wagner, C; Häger, U; Rehtanz, C.:* „Integration of Smart Grid Technologies for Voltage Regulation in Low Voltage Distribution Grids“, IEEE ISGT Asia, November 2016

*Hinker, J.; Schädel, M.; Hark, P.; Myrzik, J.:* „Deriving future building stocks from home owners' real option to defer investments“, IEEE Innovative Smart Grid Technologies 2016 (ISGT Asia), Melbourne, Australien, November 2016

## 5.2 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

### **ZEDO / ie<sup>3</sup>-Workshop „Elektrische Energiesysteme im Wandel“, 18.11.2016**

*Dr.-Ing. Claus Bongers:* „Forschung und Praxis in der Energieversorgung von 1974 bis heute“

*Dr.-Ing. Ingo Jürgens, Amprion GmbH:* „Akzeptanz bei der Transformation des Energiesystems“

*Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin, Institut ie<sup>3</sup>:* „Hertz ist Trumpf“

*Dr.-Ing. Johannes Stürmer, RWE Deutschland AG:* „Auf dem Weg zum DSO 2.0“

### **Doktoranden-Seminar des ie<sup>3</sup>**

*Dipl.-Ing. Joachim Bertsch, EWI Köln:* „Congestion management in power systems - Long-term modeling framework and large-scale application“, 05.01.2016

*M. Sc. Björn Keune, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Automated Fault Localization and Disturbance Management in Urban Power Cable Systems“, 09.02.2016

*Dipl.-Ing. Christoph Aldejohann, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Current Modulated Messages for

Identifying Loads in Smart Grid Applications“, 22.03.2016

*Aleksey Suvorov, Venera Sulaymanova, Tomsk Polytechnic University, Russia:* „Hybrid Real Time Simulator of Electric Power Systems“, 05.04.2016

*Ing. Javier Antonio Comelmys Checa, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Subsynchronous Filter Signals Applied Distance relay on Transmission Lines with Capacitive Series Compensation“, 17.05.2016

- M. Sc. Diego Iván Hidalgo Rodríguez, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „On the Problem Formulation of Model Predictive Control for Demand Response of a Power-to-Heat Home Microgrid“, 03.06.2016
- M. Sc. Sulaiman Mohamed Hassan Elrajoubi, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* Arbeitserfahrung bei der Libyan Iron & Steel Company und der General Electric Company of Libya 2005-2015“, 10.06.2016
- Dipl.-Ing. Thomas Wohlfahrt, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Geräteoptimierung zur Reduzierung der Störaussendung und zur Erhöhung der Störfestigkeit in einem Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz“, 24.06.2016
- M. Sc. Christopher Spieker, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Transmission System Congestion Analysis Based on a European Electricity Market and Network Simulation Framework“, 01.07.2016
- M. Sc. Alfio Spina, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Real Time implementation of a Dynamic Power Flow Controller along with Hardware in the loop simulation testing“, 15.07.2016
- M. Sc. Baktash Nasiri, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Distribution grid planning considering smart grid Technologies“, 22.07.2016
- M. Sc. Christian Wagner, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Spitzenkappung: ein neuer planerischer Freiheitsgrad auf Verteilnetzebene“, 29.07.2016
- M. Sc. Marie Kloubert, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Benefits of coordinated control reserve and grid management – a probabilistic load flow analysis“, 05.08.2016
- Dipl.-Ing. Jonas Maasmann, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Electric Vehicle Integration in Smart Building Infrastructures“, 12.08.2016
- Dipl.-Wirt.-Ing. Thorsten Schlüter, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Ermittlung und Aggregation von technischen und ökonomischen Flexibilitätspotentialen“, 19.08.2016
- M. Sc. Dennis Klein, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Ergebnisse und Schlussfolgerungen aus dem begleitenden Gutachten „Nemo V“ zum Netzentwicklungsplan 2025“, 26.08.2016
- M. Sc. Marily Winifred Asmah, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Das Ghanaische Energie Übertragungsnetz“, 02.09.2016
- Prof. Dr. Christian Rehtanz, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Konzepte und Strategien für Netzplanung und Netzausbau - wieviel Flexibilität brauchen wir?“, 16.09.2016
- M. Sc. Marvin Albrecht, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „DeF-Neg: Dezentrale Frequenzstabilisierung in Netzinfrastrukturen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien“, 16.09.2016
- M. Sc. Dennis Klein, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „KonVeTrO: Kongruentes Verfahren zur ebenenübergreifenden Ausbauplanung von Verteil-, Übertragungs- und Overlaynetzen“, 16.09.2016
- M. Sc. Stefan Dahlhues, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „ZEM: Zukunftsfähiges Engpassmanagement im Übertragungsnetz“, 16.09.2016
- Prof. Dr. Gerado Blanco, Universidad Nacional de Asunción, Paraguay:* „Energy transitions and emerging economies: a multi-criteria decision analysis of policy options for hydropower surplus utilization in Paraguay“, 23.09.2016
- M. Sc. Jonas Hinker, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Planung der elektrisch-thermischen Versorgung von städtischen Wohngebieten“, 30.09.2016
- Prof. Dr. Mladen Kezunovic, Texas A&M University, U.S.A:* „Automated Fault and Disturbance Analysis in Smart Grids and respective Modelling, Simulation and Validation“, 07.10.2016
- Ing. Gabriel Baum, Universidad Nacional de Asunción, Paraguay:* „Assessment of Investments in Transmission and Generation infrastructure under Uncertainty and Strategic Behavior“, 14.10.2016
- Dipl.-Wirt.-Ing. Jonas von Haebler: Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Nachhaltige Gestaltung der Energieversorgung auf kommunaler Ebene“, 21.10.2016
- M. Sc. Daniel Mayorga Gonzalez, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Die kommunikations- und energietechnische Integration aktiver Verteilnetze in die Überwachungs- und Steuerungssysteme zu künftiger Übertragungsnetze“, 04.11.2016
- M. Sc. Christian Waniek, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Entwicklung und Bewertung effektiver Koordinationsszenarien hinsichtlich gesamt wirtschaftlich geeigneter Verträglichkeitspegel im Frequenzbereich von 2 kHz bis 150 kHz“, 04.11.2016

*M. Sc. Annika Brüggemann, Institut ie3, TU Dortmund:* „State Estimation im Verteilnetz“, 04.11.2016

*Dipl.-Ing. Sven Rüberg, Tennet TSO GmbH:* „Stabilitätsorientierte Netzausbauplanung unter besonderer Berücksichtigung der Hochspannungsgleichstromübertragung“, 04.11.2016

*Ing. Sonia Lopez, Universidad Nacional de Asunción, Paraguay:* „Assessment of Investments in Power Generation Capacity under Uncertainty and Oligopolistic Competition“, 09.12.2016

*Dipl.-Ing. Christoph Aldejohann: Institut ie3, TU Dortmund:* „Erfahrungsbericht Forschungsaufenthalt an der University of British Columbia, Vancouver, Kanada, 16.12.2016

*M. Sc. Lena Robitzky, Institut ie3, TU Dortmund:* „Erfahrungsbericht: Forschungsaufenthalt an der Université de Liège, Lüttich, Belgien, 16.12.2016

*M. Sc. Marie Louise Kloubert, Institut ie3, TU Dortmund:* „Erfahrungsbericht: Forschungsaufenthalt an der Queensland University of Technology, Brisbane, Australien, 16.12.2016

### 5.3 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

*F. Rettberg:* „AC or DC? Fast or Slow? Charging EVs in Germany“, AABC Europe 2016 - Advanced Automotive Battery Conference, Mainz, 28.01.2016

*C. Rehtanz:* „Die zukünftige Rolle des Erzeugungsparks aus Netz und Systemsicht“, Fachkongress Zukunftsenergien, e-World, Essen, 16.02.2016

*S. Ruthe:* „Skalierbare Informationssysteme für Virtuelle Kraftwerke – Ein marktbasierter Lösungsansatz“, Fachkongress "Aktuelle Entwicklungen im Portfolio- und Risikomanagement", e-world, Essen, 17.02.2016

*C. Rehtanz:* „Das Wechselspiel zwischen Energiewende, Netzausbau und räumlichen Aspekten“, 3. Dortmund Konferenz "Raummuster - Struktur, Dynamik, Planung", Fakultät Raumplanung, TU Dortmund, Dortmund, 22.02.2016

*C. Rehtanz:* „Systemdienstleistungen als Voraussetzungen des sicheren System- und Netzbetriebs“, ETG/FNN Schutz und Leittechnik Tutorial, Berlin, 24.02.2016

*C. Rehtanz:* „Smart Grids and Smart Markets on Distribution and Transmission Level“, Distinguished Lecture, Univ. de Asuncion, Asuncion, Paraguay, 29.02.2016

*U. Häger:* „Smart Distribution Grid Technologies“, Distinguished Lecture, Univ. de Asuncion, Asuncion, Paraguay, 02.03.2016

*U. Häger:* „Agent based transmission grid expansion planning“, Workshop Internacional GISE 2016, Asuncion, Paraguay, 03.03.2016

*F. Rettberg:* „Grundfragen und Herausforderungen der Elektromobilität“, Arbeitskreis der Umweltbeauftragten der Kirchenkreise in der ev. Kirche von Westfalen, Dortmund, 04.03.2016

*U. Häger:* „Multi-agent based distribution grid planning“, Distinguished Lecture, Univ. de Asuncion, Asuncion, Paraguay, 08.03.2016

*D. König:* „Smart Grids - Bausteine für die Energiewende“, Tagung der WAW-Nachwuchswissenschaftler, Fakultät Maschinenbau, Dortmund, 11.03.2016

*C. Rehtanz:* „Sicherer Netzbetrieb ohne Schwungmassen - Fantasie oder bald Realität?“, Fachtagung Netzimpuls der electrosuisse, Luzern, Schweiz, 17.03.2016

*S. Kippelt:* „Storage Evaluation in Congested Grids“, Abschlussworkshop des Forschungsprojektes StoBeS an der Universität Duisburg-Essen, Essen, 17.03.2016

*S. Kippelt:* „Stochastic Simulation of Thermal Load Profiles“, IEEE ENERGYCON 2016, Leuven, Belgium, 05.04.2016

*D. Klein:* „Aggregation of Large-Scale Electrical Energy Transmission Networks“, IEEE ENERGYCON 2016, Leuven, Belgium, 06.04.2016

*C. Spieker:* „European Electricity Market and Network Simulation for Energy System Analysis“, IEEE ENERGYCON 2016, Leuven, Belgium, 08.04.2016

*J. Myrzik:* „100% Power Electronics in Grid - Challenges for Future Distribution Grids“, JST-NSF-DFG-RGN Workshop on Distribution Energy Management Systems, Heidelberg, 23.04.2016

*S. C. Müller:* „logarithmo - you choose the tool, we do the math“, Hannover Messe, Young Tech Enterprises Startup Pitch, Hannover, 27.04.2016

*J. Myrzik:* „Zukunftsfähige Verteilnetze“, Energietechnisches Symposium der Universität Freiburg, Freiburg, 02.05.2016

- F. Rettberg:* „SyncFuel: Synchronisierter Eigenstrom für die Ladung von Elektrofahrzeugen“, 19. Strategiekreis der Modellregionen Elektromobilität des BMVI, Berlin, 11.05.2016
- C. Rehtanz:* „Möglichkeiten und Grenzen von Kleinanlagen und Erneuerbaren-Energien-Anlagen als Erbringer von Systemdienstleistungen“, EFZN / BNetzA, 8. Göttinger Tagung zu aktuellen Fragen zur Entwicklung der Energieversorgungsnetze, Göttingen, 18.05.2016
- C. Rehtanz:* „Aspects of Robustness and Survivability“, DFG-NSF Workshop, Heidelberg, 24.05.2016
- F. Rettberg:* „Die Rolle von Verteilnetzen und Energieeffizienz im zukünftigen Energiesystem“, AHK Konferenz "Netzinfrastruktur und Smart Grids in Italien", Torino, Italy, 26.05.2016
- J. Maasmann:* „EV Integration in Modern Home Infrastructures“, The Future of Electric Vehicles 2016 conference, Frankfurt, 31.05.2016
- B. Keune:* „Technical Challenge of Real-Time Simulations for Fault Locating in Power Systems with High-Frequent Transient Measurements“, OPAL-RT European User Conference, München, 07.06.2016
- F. Rettberg:* „The Role of Storage in Future Power Grids“, German Californian Energy Storage Symposium, San Francisco, USA, 07.06.2016
- D. Hilbrich:* „Concept for Automated Real-Time Application Testing of Power System Protection“, Realtime 2016 International User Conference, München, 08.06.2016
- C. Wagner:* „Evaluation of the Volatility of Prices and Volumes of an Energy Portfolio“, 39th IAAE International Conference, Bergen, Norway, 21.06.2016
- L. Robitzky:* „Agent-Based Prevention of Voltage Collapse in Electrical Transmission Systems“, 19th Power Systems Computation Conference (PSCC) 2016, Genoa, Italy, 21.06.2016
- A. Seack:* „Integral Distribution Grid Planning Process Considering the Impact of Heat Pump Systems“, 19th Power Systems Computation Conference (PSCC) 2016, Genoa, Italy, 21.06.2016
- C. Rehtanz:* „Real-Time and Co-Simulations for the Development of Power System Monitoring, Control and Protection“, 19th Power Systems Computation Conference (PSCC) 2016, Genoa, Italy, 23.06.2016
- C. Spieker:* „Transmission System Congestion Analysis Based on a European Electricity Market and Network Simulation Framework“, 19th Power Systems Computation Conference (PSCC) 2016, Genoa, Italy, 23.06.2016
- F. Rettberg:* „Smart City and Smart Grid – Two Sides of the Same Coin“, Energy Efficiency in the Infrastructure: Smart Cities, New York, USA, 28.06.2016
- C. Rehtanz:* „Städte als Baustein der Energiewende2010043, Kickoff-Veranstaltung des Modellversuchs im Projekt "Die Stadt als Speicher", Herten, 30.06.2016
- C. Rehtanz:* „Das elektrische Netz als Plattform und Rückgrat der Energiewende“, Kolloquium der Univ. Bielefeld, Bielefeld, 05.07.2016
- B. Keune:* „VP 1 Intelligente Ortsnetzstation“, Fachkonferenz Smart Area Aachen, Aachen, 07.07.2016
- C. Rehtanz:* „Zukünftige Herausforderungen für das Verteilnetz“, Fachkonferenz Smart Area Aachen, Aachen, 07.07.2016
- J. Myrzik, S. Kippelt:* „Smart Cities as Sources of Flexibility“, IEEE PES General Meeting, Boston, USA, 19.07.2016
- J. Myrzik:* „Energy Transition in Germany: Review of achievements, technical challenges and energy regulation“, IEEE PES General Meeting, Boston, USA, 20.07.2016
- F. Rettberg, K. Pommerenke:* „Automatisierter Straßenverkehr in der Smart City: Technologische, finanzielle und infrastrukturelle Anforderungen an Städte“, acatech Themenworkshop Neue autoMobilität, Berlin, 21.07.2016
- F. Friemann:* „logarithmo - Your business AppStore, top-class Industry 4.0 solutions from research“, "RuhrSummit 2016", Tagung der Gründer und Startups, Essen, 28.07.2016
- S. C. Müller:* „Know-how as a service2010043, River Pitch Ruhr - Tagung zu Trends und Konzepten der digitalen Wirtschaft, Mülheim an der Ruhr, 18.08.2016
- C. Rehtanz:* „Das elektrische Netz als Drehscheibe für die Energiewende“, Bürgerveranstaltung zu Ultranet, Landkreis Montabaur, Montabaur, 29.08.2016
- J. Kays:* „Consideration of Smart-Meter Measurements in a Multi-Agent Simulation Environment for Improving Distribution Grid Planning“, IEEE PES

Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) 2016, Minneapolis, MN, USA, 07.09.2016

*J. Hinker:* „A framework for the analysis of societal and energy distribution related interactions in future energy system scenarios“, 11th Conference on sustainable development of energy, water and environment systems (SDEWES), Lissabon, Portugal, 08.09.2016

*F. Rettberg:* „Laden von Elektrofahrzeugen: AC oder DC? Schnell oder Langsam?“, VDI Arbeitskreis "Mechatronik und Eingebettete Systeme", Dortmund, 15.09.2016

*C. Rehtanz:* „Speicher und IKT sind die Lösung - aber was ist die Frage?“, Jahrestagung Kompetenzzentrum Systemtransformation der Energie-Agentur.NRW 2016, Düsseldorf, 20.09.2016

*F. Rettberg:* „SyncFuel: Eigenstrom für die Elektromobilität: Von neuen Ideen und alten Zöpfen“, Jahrestagung Kompetenzzentrum Systemtransformation der EnergieAgentur.NRW 2016, Düsseldorf, 20.09.2016

*C. Wagner:* „Modelling of Distributed Generation and its impact on Distribution Grid-Planning“, EES-UETP Course - Planning of smart distribution grids, Dortmund, 21.09.2016

*S. C. Müller:* „Logarithmo - der Business-AppStore für die digitale Transformation“, BET Energieforum 2016, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen, 21.09.2016

*C. Rehtanz:* „Konzepte und Strategien für Netzplanung und Netzausbau – wieviel Flexibilität brauchen wir?“, Konferenz Zukunftsfähige Stromnetze des BMBF und des BMWi, Berlin, 22.09.2016

*D. Klein:* „KonVeTrO: Kongruentes Verfahren zur ebenenübergreifenden Ausbauplanung von Verteil-, Übertragungs- und Overlaynetzen“, Konferenz Zukunftsfähige Stromnetze des BMBF und des BMWi, Berlin, 23.09.2016

*J. Myrzik:* „Netzverträglichkeit im öffentlichen Niederspannungsnetzen im Frequenzbereich von 2kHz bis 150kHz“, Konferenz Zukunftsfähige Stromnetze des BMBF und des BMWi, Berlin, 23.09.2016

*C. Rehtanz:* „Renewable Generation in Smart Grids and Smart Markets on Distribution and Transmission Level“, Distinguished Lecture, Hohai University, Nanjing, China, 27.09.2016

*F. Rettberg:* „Industrie 4.0, Smart Factory und Einbindung von Erneuerbaren Energien in die Indust-

rie“, AHK Konferenz "Energieeffizienz in der Industrie / Tendenzen und Praxisberichte", Budapest, Ungarn, 27.09.2016

*F. Rettberg:* „Was ist überhaupt Energiewende?“, WissensNacht Ruhr 2016, Veranstaltung der Metropole Ruhr, Dortmund, 30.09.2016

*U. Häger:* „A new Perspective for Smart Distribution Grids Planning“, IEEE Powercon 2016, Wollongong, Australien, 30.09.2016

*U. Häger:* „Modeling of Household Electricity Load Profiles for Distribution Grid“, IEEE Powercon 2016, Wollongong, Australien, 01.10.2016

*Z. Hagemann:* „Consideration of Innovative Distribution Grid Operation Concepts in the Planning Process“, IEEE Innovative Smart Grid Technologies 2016 (ISGT Europe), Ljubljana, Slowenien, 12.10.2016

*C. Aldejohann:* „Current Modulated Messages Generated by PFC Circuits for Allocating Appliances with Management Systems in Smart Grid Applications“, Electrical Power and Energy Conference 2016 (EPEC), Ottawa, Kanada, 13.10.2016

*F. Rettberg:* „Photovoltaic Feed-in in National Power Grids“, Solarenergie und Speichertechnologien: Das Potenzial der deutsch-mexikanischen Zusammenarbeit, Mexico City, Mexico, 18.10.2016

*M. Kloubert:* „Benefits of coordinated control reserve activation and grid management – a probabilistic load flow analysis“, PMAPS - 2016 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems, Peking, China, 18.10.2016

*F. Rettberg:* „Smart Cities und Elektroautos: IT Plattformen – aus der Sicht eines interessierten Laien“, IoT Future Trends 2016 im Rahmen der Internetwoche Köln, Köln, 26.10.2016

*F. Rettberg:* „Masterplan Energiewende Dortmund - Erfahrungen aus dem Beteiligungsprozess“, Netzwerk21 - Nachhaltigkeitskongress 2016, Dortmund, 27.10.2016

*F. Rettberg:* „Digitalisierung der Energiewirtschaft“, Smart Energy Conference 2016, Dortmund, 27.10.2016

*S. C. Müller:* „Intelligente Verfahren für die Energiewirtschaft“, "Perfect Match" - Aktion für Startups der Gelsenwasser AG, Essen, 27.10.2016

S. C. Müller: „Digital und agil - wie aus Daten Nutzen wird“, 3maE - 11. Hochschuldialog der Inogy SE, Essen, 28.10.2016

S. C. Müller, F. Friemann: „logarithmo - Digitale Verfahren aus Forschung und Industrie, schnell und einfach anwendbar, als Apps in der Cloud“, Verleihung des TU Startup Award durch die Gründungsinitiative der TU Dortmund, Dortmund, 02.11.2016

F. Rettberg: „Digitalisierung von Kommunen, Unternehmen und Forschungseinrichtungen. Wie funktionieren „Smart Cities“?“, NRW-Dialogforum des Forschungsinstituts für gesellschaftliche Weiterentwicklung (FGW), Düsseldorf, 04.11.2016

C. Aldejohann: „Verbraucheridentifikation zur Kopplung mit Steuerungssystemen“, VDE-Kongress 2016 "Internet der Dinge", November 2016, Mannheim, 08.11.2016

D. Mayorga: „ICT-based integration of active distribution networks in the monitoring and control systems of future transmission networks“, VDE-Kongress 2016 "Internet der Dinge", November 2016, Mannheim, 08.11.2016

S. Kippelt: „Modellierung und Optimierung unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen als Virtueller Energiespeicher“, VDE-Kongress 2016 "Internet der Dinge", November 2016, Mannheim, 08.11.2016

F. Rettberg: „Decentralised Supply Concepts in Distribution Grids“, Germany Hawaii Energy Efficiency & Renewable Symposium, Honolulu, USA, 09.11.2016

C. Rehtanz: „Flexibilität im Markt und Netz für die Energiewende“, Festkolloquium, Institut für angewandte Informatik, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 15.11.2016

F. Rettberg: „Smart city and smart grid – Two sides of the same coin“, 1ST CANADIAN GERMAN CONFERENCE ON SMART CITIES, Vancouver, Canada, 15.11.2016

S. C. Müller, F. Friemann: „logarithmo - Best practice software solutions from research“, European Utility Week 2016 - Initiate! Young Talent programme, Barcelona, Spain, 16.11.2016

J. Hinker: „Impact assessment of inhabitants on the economic potential of energy efficient refurbishment by means of a novel socio-technical

multi-agent simulation“, 7th International Conference on Energy and Environment of Residential Buildings (ICEERB 2016), Brisbane, Australia, 22.11.2016

J. Maasmann: „Smart Grid and Smart Buildings: Technologies & Research in Germany“, Seminarreihe "Energy Innovation in the Built Environment: Knowledge transfer from Germany", Adelaide, Australia, 22.11.2016

F. Rettberg, P. Berg: „Regionales Innovationsnetzwerk Energieeffizienz Ruhr“, Jahrestreffen der Regionalen Innovationsnetzwerke NRW, Düsseldorf, 23.11.2016

J. Maasmann: „Energy efficiency case studies from Germany“, Seminarreihe "Energy Innovation in the Built Environment: Knowledge transfer from Germany", Brisbane, Australia, 23.11.2016

C. Rehtanz: „Möglichkeiten und Grenzen von Kleinanlagen als Erbringen von Sytemdienstleistungen“, Erneuerbare-Energien- und Energieeffizienztag des Vereins 'Die Netzwerkpartner', Wessel, 24.11.2016

J. Maasmann: „Smart Building as a part of the Energy System: Technologies & Research in Germany“, Seminarreihe "Energy Innovation in the Built Environment: Knowledge transfer from Germany", Sydney, Australia, 24.11.2016

D. Mayorga: „Distribution Network Control Scheme for Power Flow Regulation at the Interconnection Point between Transmission and Distribution System“, IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) Asia 2016, Melbourne, Australia, 29.11.2016

F. Rettberg, P. Berg: „Energieeffizienzregion Ruhrgebiet“, Zwischenkonferenz "Auf dem Weg zur Energieeffizienz im Quartier", Dortmund, 30.11.2016

J. Hinker: „Deriving future building stocks from home owners' real option to defer investments“, IEEE Innovative Smart Grid Technologies 2016 (ISGT Asia), Melbourne, Australia, 01.12.2016

C. Rehtanz: „Wo stehen wir bei Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung?“, Workshop 'Versorgungswirtschaft digital', bitkom Akademie, Essen, 07.12.2016

## 6. Studentische Arbeiten

### 6.1 Masterarbeiten

*Hemsing, L.:* „Analyse und Bewertung der Auswirkungen veränderter Marktgebietsschnitte auf den Regelleistungsbedarf“, Januar 2016

*Nolan, C.:* „Dynamische Modellierung und Analyse der Regelflexibilität einer PV-Anlage“, Januar 2016

*Palaniappan, R.:* „Implementation and validation of decentralized smart grid functions using distributed measurement acquisition devices“, Januar 2016

*Breitenborn, A.:* „Erstellung eines Kennzahlensystems zur Abbildung und Verortung von Wechselwirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen im Quartier“, Februar 2016

*Dupke, F.:* „Entwicklung von Methoden zur Bestimmung optimaler Messstellenplatzierungen für eine Netzzustandsschätzung im Verteilnetz“, März 2016

*Neusch, K.:* „Hochmodulare Multi-Agenten-Simulation zur Analyse energietechnischer Wechselwirkungen von Quartieren“, März 2016

*Strehl, D.:* „Entwicklung eines bidirektionalen DC/DC-Wandlers zur Anbindung von 48V-Batteriespeichern an einen Solarwechselrichter“, März 2016

*Melles, S.:* „Herausforderungen an die Schutzsysteme im Niederspannungs-Verteilnetz der Zukunft im Gebiet der Westnetz GmbH“, April 2016

*Affan, A.:* „Application of Back to Back Converter to Enhance Renewable Distributed Generation Hosting Capacity of the Grid“, April 2016

*Schmidt, J.:* „Entwicklung eines Algorithmus zur Ermittlung von meteorologischen Ersatzwerten für den adaptiven Freileitungsbetrieb“, April 2016

*Andersen, B.:* „Effiziente Modellierung dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen“, April 2016

*Droese, B.:* „Investitionsentscheidungen für Speicher und flexible Lasten unter Betrachtung von Realloptionen“, April 2016

*Desai, A.:* „Development of adequate fail-over strategies for market-based control systems“, April 2016

*Chauhan, A.:* „Analysis and Implementation of Precision Time Protocol for Time Synchronization in Distribution Power System Applications“, April 2016

*Hark, P.:* „Investitionsentscheidungen für Regenerative Energieerzeugung unter Betrachtung von Realloptionen“, April 2016

*Schädel, M.:* „Investitionsentscheidungen für energetische Sanierungsmaßnahmen unter Betrachtung von Realloptionen“, April 2016

*Bangarusamy, V. K.:* „Time Domain Reflectometry and its Application in Distribution Power Systems for accurate Fault Localization“, April 2016

*Holt, M.:* „Erforschung eines Simulations- und Messkonzeptes für Niederspannungslängsregler“, Mai 2016

*Iskandarov, R.:* „Untersuchung und Entwicklung eines Modulationsverfahrens zur Generierung von strommodulierten Nachrichten in Smart Grid Systemen“, Mai 2016

*Henkel, L.:* „Modellierung eines Szenariotrichters zur Abbildung der Entwicklung des deutschen Energieversorgungssystems und Bestimmung geeigneter Methoden zur Szenarienreduktion“, Mai 2016

*Arguello, G.:* „Development of a coordination algorithm to use the flexibility of distributed generating units to provide ancillary services at the coupling point between distribution and transmission network“, Mai 2016

*Li, Q.:* „Konzeptionierung eines verteilten AC-Leistungsflussalgorithmus zur Verwendung in einem Multiagentensystem zur Leistungsflussregelung“, Mai 2016

*Oruski, A.:* „Entwicklung und Analyse eines Energiemanagementsystems mit flexiblen Lasten und PV-Speichersystem im Smart Home“, Mai 2016

*Meissner, M.:* „Modellierung und Analyse der Regelflexibilität von Windenergieanlagen mit doppeltgespeisten Asynchrongeneratoren“, Mai 2016

*Valadbeigi, L.:* „Analyse und Bewertung von Einflussfaktoren auf das thermische Verhalten unter

Berücksichtigung der Robustheit von Gebäude-  
modellen“, Mai 2016

*Baby, M.:* „Dynamic Modelling and Analysis of the  
Active and Reactive Power Control Flexibilities of  
a Direct Drive wind Energy Converter“, Mai 2016

*Wu, J.:* „Voltage regulation in distribution grids“,  
Mai 2016

*Barri, A.:* „Untersuchung und Simulation von Ener-  
giespeichern in Smart Grid Systemen zur Erbrin-  
gung von netzstützenden Systemdienstleistungen  
und dessen Einbindung in einen Laboraufbau“,  
Juni 2016

*Büßen, J. O.:* „Entwurf einer hochfrequenten An-  
steuerung für Schaltnetzteilprototypen auf GaN-  
Basis“, Juli 2016

*Bertram, C.:* „Entwicklung eines IEC 61970-301  
basierten Automatisierungskonzepts zur Erstel-  
lung von Netzmodellen für anwendungsorientierte  
Schutzprüfungen“, Juli 2016

*Spina, A.:* „Testing of DPFC controller by hard-  
ware in the loop simulation“, Juli 2016

*Redder, T.:* „Bewertung verschiedener Optionen  
zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen  
im ländlichen Mittel- und Niederspannungs-  
netz“, Juli 2016

*Hirsch, L.:* „Analyse des Potentials einer flexiblen  
Bewirtschaftung von Erzeugungs- und Ver-  
brauchseinheiten am Intraday-Markt“, Juli 2016

*Frieling, S.:* „Aufbau einer Entwicklungsumge-  
bung zur Erforschung synchronisierter Ladevor-  
gänge“, Juli 2016

*Kreuzberg, N.:* „Ableitung und Einordnung von  
Typquartieren zur energetischen Bewertung“, Juli  
2016

*Matthes, B.:* „Analyse und Bewertung einer last-  
flussbasierten Kopplung von europäischen  
Strommärkten“, Juli 2016

*Erlemeyer, F.:* „Entwicklung eines Optimierungs-  
ansatzes zur Ermittlung eines effizienten Erzeu-  
gungs-Portfolios im regionalen Kontext“, August  
2016

*Reichardt, P.:* „Analyse von Einsatzmöglichkeiten  
eines virtuellen Kraftwerks in der netzdienlichen  
Anwendung“, September 2016

*Herbst, S.:* „Chancen und Risiken aus der Weiter-  
entwicklung des Strommarktes für einen Standort  
der chemischen Industrie“, September 2016

*Zumholz, L.:* „Weiterentwicklung der Netzentgelt-  
systematik im Stromverteilnetz hinsichtlich eines  
variablen Preissystems vor dem Hintergrund der  
Energiewende“, Oktober 2016

*von Schwanewede, J.:* „Bewertung der Strombe-  
lastbarkeit von Freileitungen in Notfallsituatio-  
nen“, Oktober 2016

*Wittemeier, J.:* „Untersuchung von Signalverar-  
beitungsalgorithmen für die zeitsynchronisierte  
Zeigermessung auf einem FPGA“, November  
2016

*Kinnen, R.:* „Analyse und Modellierung vertikaler  
Blindleistungsflüsse zwischen dem Übertra-  
gungs- und dem Verteilnetz“, November 2016

*von Lonski, L.:* „Methodik zur Bestimmung der  
Flexibilität eines Anlagenverbundes“, November  
2016

*Warkentin, M.:* „Technologische Grenzen neuarti-  
ger Silizium Carbid Mosfets in Leistungsinvertern  
für die induktive Energieübertragung“, November  
2016

*Zwartscholten, J.:* „Analyse des dynamischen  
Verhaltens von elektrischen Energieübertra-  
gungsnetzen in spannungskritischen Situationen  
bei Einbindung aktiver Verteilnetze“, November  
2016

*Ketteler, M.:* „Modellierung und Analyse des dyna-  
mischen Verhaltens aktiver Verteilnetze mit span-  
nungsebenenübergreifender Leistungsflusskoo-  
rdination“, November 2016

*Ravisankar, B.:* „Autonomous detection and local-  
ization of power plant outages using Machine  
Learning approaches“, Dezember 2016

*Nieporte, M.:* „Analyse der Wechselwirkungen  
von Flexibilitätspotentialen und Netzbelastungen  
am Beispiel von Wärmepumpen“, Dezember  
2016

*Tophinke, M.:* „Optimierung des Energietrans-  
ports im Verteilnetz durch eine realitätsgerechte  
Modellierung von Umspannanlagen“, Dezember  
2016

*Papesch, M.:* „Fan Energy on Demand 2.0 - Ent-  
wicklung eines Systems zur energieeffizienten

Bewetterung von luttengebundenen Tunnelvortrieben mit Axialventilatoren“, Dezember 2016

*Kötter, D.:* „Entwicklung und Analyse eines Algorithmus zur Unterbreitung von Handlungsvorschlägen zur Leistungsflussregelung durch ein autonomes Multiagentensystem“, Dezember 2016

*Töns, T.:* „Optimierung der Leistungsbilanz in Niederspannungsnetzen - eine Vergleichsstudie zwischen einer zentralisiert, hierarchisch-verteilt und

dezentral modellprädiktiven Regelungsarchitektur“, Dezember 2016

*Hochreuther, M.:* „Entwurf und Aufbau einer Lebensdauer-Prüfplattform zum Test elektronischer Bauteile unter Berücksichtigung höherfrequenter Störungen“, Dezember 2016

## 6.2 Bachelorarbeiten

*Witt, C.:* „Konzeptionierung und Aufbau einer Speicher- und Auswertungslogik für die Langzeitprotokollierung von Messdaten“, Januar 2016

*Supprian, T.:* „Analyse der Altersverteilung primärtechnischer Betriebsmittel in Übertragungsnetzen elektrischer Energie und deren Auswirkung auf Bewirtschaftungsstrategien“, Januar 2016

*Weischenberg, M.:* „Analyse einer Regelstrecke zwischen Energiemanagementsystemen und Elektrofahrzeugen“, Februar 2016

*Szwed, M.:* „Untersuchung von Energiemanagementsystemen und dessen Aufbau in einem Demonstrator“, Februar 2016

*Kassack, P.:* „Bewertung von Verfahren zur Ersatzwertbildung für die Berechnung von Netzzuständen im Verteilnetz“, April 2016

*Nguyen, N.:* „Analyse der Interaktion von Benutzerverhalten und Sanierungsmaßnahmen auf den Heizbedarf in Wohngebäuden“, Mai 2016

*Wittop, S.:* „Identifizierung der Geschäftsmodelle von Regelleistungsanbietern“, Mai 2016

*Schmeinck, S.:* „Analyse und Bewertung von Merkmalen zur Kategorisierung von Verteilnetzstrukturen“, Mai 2016

*Witkowski, L.:* „Lebensdauer von Gebäudebauteilen und deren Einfluss auf den Energieverbrauch“, Mai 2016

*Hilleringmann, D.:* „Bewertung einer netzorientierten Demand Side Management- Strategie von stromgeführten PV-Wärmepumpensystemen in Niederspannungsnetzen“, Juni 2016

*Busse, H.:* „Evaluation der Energieeffizienz eines strombasierten Infrarot-Heizsystems“, Juni 2016

*Liere-Netheler, I.:* „Entwicklung und Implementierung einer Verfahrenskette zur Kategorisierung von Netzdaten und Versorgungsaufgaben“, Juni 2016

*Rohde, L.:* „Erweiterung und Validierung eines Konfigurators zur automatischen Schutzgeräte-Konfiguration aus Datenmodellen gemäß IEC 61850“, Juni 2016

*Hebbeker, C.:* „Betriebsführungsstrategien für Strom-Wärmesysteme: Eine Vergleichsstudie zwischen "Modellprädiktiver Regelung" und regelbasiertem Verfahren“, Juli 2016

*Gatto, D.:* „Erstellung eines Labormusters zur Untersuchung der Störfestigkeit und Identifizierung der belasteten Komponenten einer LED-Lampe“, August 2016

*Koslowski, J.:* „Bestimmung der Eingangstopologie von Verbrauchern durch messtechnische Untersuchungen“, August 2016

*Lüntz, M.:* „Implementierung der Point Estimate Method als ein Verfahren der probabilistischen Lastflussrechnung“, September 2016

*Sapp, F.:* „Dynamische Analyse und Modellierung von Ladesystemen in Smart Buildings“, Oktober 2016

*Adler, B.:* „Erweiterung eines Bottom-Up Energieverbrauchsmodells um soziotechnische Komponenten“, Oktober 2016

*Klein, A.:* „Erstellung und Validierung eines Prototypen für die automatisierte Prüfung von elektronischen Lasten“, November 2016

*Wpnsak, S.:* „Entwurf und Validierung eines Algorithmus zur Fehlerlokalisierung und Netzwiederversorgung in Verteilnetzen“, November 2016

*Olschewski, T.:* „Auslegungsverfahren für effiziente Filterschaltungen zur Reduzierung der Störaussendung und Erhöhung der Störfestigkeit haushaltstypischer Lasten“, Dezember 2016

*Waterkamp, L.:* „Differenzierte Erfassung von Gleich- und Gegentaktstörungen an netzgekoppelten Verbrauchern und Filterschaltungen“, Dezember 2016

*Voß, M.:* „Evaluation und Optimierung einer Regelung von Wärmepumpen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs von Solarstrom“, Dezember 2016

*Raczka, S.:* „Untersuchung von Verfahren zur Identifikation auslegungsrelevanter (n-1)-Ausfallsituationen für die Ausbauplanung des Übertragungsnetzes“, Dezember 2016

### 6.3 Projektarbeiten

*Sapp, F.; Fenner, P.:* „Nachbildung von Modellen zur Vermarktung elektrischer Energie aus regenerativen Quellen“, Januar 2016

*Strunck, C.; Akgün, F.; Kötter, D.; Bensaid, M.; Shi, Z.; Pötter, J.; Wanx, X.:* „Implementierung ei-

nes Hardware-In-The-Loop Testaufbaus zur Evaluierung eines dezentralen agentenbasierten Regelungsverfahrens in JAVA“, Mai 2016

*Wolf, C.; Böcker, M.:* „Berücksichtigung der Abregelung von dargebotsabhängigen Einspeisern im Verteilnetz“, Dezember 2016

## 7. Promotionen

### **Time-series based distribution grid planning considering interaction of network participants with a multi-agent system**

Dr.-Ing. André Seack

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Christoph Weber

Mündl. Prüfung: 12.02.2016

Durch den Ausbau von verteilter Erzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien in den Ebenen des Verteilnetzes, wird die definierte Versorgungsaufgabe zunehmend volatil, was eine adäquate Berücksichtigung im Planungsprozess erfordert. Demgegenüber steht der, an die klassische Versorgungsaufgabe angepasste, konventionelle Planungsprozess bei dem Netzebenen isoliert geplant werden. Daher können innovative Interaktionen von Netzteilnehmern und netzebenenübergreifende Abhängigkeiten nur durch vereinfachte Modelle berücksichtigt werden. Angesichts dieser Herausforderungen, wurde in dieser

Arbeit ein Simulationssystem auf Basis des Multi-Agenten-Ansatzes entwickelt, um das zeitabhängige Verhalten von den Netzanschlussnehmern im Verteilnetz sowie innovative Marktanreizkonzepte zu modellieren. Dabei wird jeder Netzanschlussnehmer durch einen einzelnen Agenten mit individuellen Zielfunktionen und Umgebungsbedingungen dargestellt. Die berechneten Zeitreihen stellen im Anschluss eine fundierte Datengrundlage für einen bedarfsorientierten Verteilnetzplanungsprozess dar und beinhalten die Auftrittswahrscheinlichkeit von Netzbelastungssituationen.

### **Analyse und Anwendung der zeitsynchronisierten Zeigermessung**

Dr.-Ing. Kay Görner

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Jürgen Götze

Mündl. Prüfung: 04.04.2016

Die Behandlung dynamischer Vorgänge in der elektrischen Energieversorgung erfordert eine schnelle und zuverlässige Datenerfassung. Hierfür ist die zeitsynchronisierte Zeigermessung ein herausragendes Messverfahren, da im Vergleich zur konventionellen Messung neben dem Effektivwert auch der Phasenwinkel zusätzlich erfasst wird. Für die Bestimmung der Genauigkeit der "TFT" die besten Eigenschaften für die Bestimmung des zeitsynchronisierten Zeigers bei dynamischen Vorgängen aufweist. Das Unterraumverfahren "ESPRIT-DaPT" ist dagegen gut für die

Bestimmung von Harmonischen und Zwischenharmonischen sowie der Modulationsfrequenz geeignet. Die Anwendung der zeitsynchronisierten Zeigermessung erfolgt anschließend bei der Datenauswertung. Zum einen wird gezeigt, dass die Netzzustandsschätzung durch die zeitsynchronisierte Zeigermessung auch bei erheblichen Unsicherheitsfaktoren im Verteilnetz präzise durchführbar ist. Des Weiteren wird dargestellt, wie anhand der zeitsynchronisierten Zeigermessung präzise Schaltvorgänge an einem Dynamischen Lastflussregler (DPFC) erfasst werden.

## **Analyse der Systemeffizienz beim netzgeführten Betrieb von Wärmeerzeugern im Wohngebüdesektor**

Dr.-Ing. Lukas Spitalny

Referentin: Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen

Mündl. Prüfung: 22.04.2016

Der fokussierte Ausbau der regenerativen Energieerzeugung führt zu einem steigenden Bedarf an Flexibilität in elektrischen Verteilungsnetzen. Durch die Kombination von Wärmeerzeugern und thermischen Speichern können effektive Synergien zwischen den Sektoren Wärme und Strom erzielt werden. In dieser Arbeit wird das Potenzial des Einsatzes von elektrischen Wärmepumpen (WP) und Mini-Blockheizkraftwerken (BHKW) im Rahmen eines Last- und Erzeugungsmanagement zur Erzielung netzdienlicher Aspekte, unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die Effizienz des Wärmeerzeugungssystems, untersucht. Dafür wurde in TRNSYS ein gekoppeltes Simulationsmodell entwickelt, um das Zusammenwirken

von Wärmeerzeugern, Warmwasserspeichern und Gebäuden dynamisch abzubilden und den Einfluss auf elektrischer Verteilnetzebene abzubilden. Als ein möglicher Anwendungsfall für das Last- und Erzeugungsmanagement von WP und Mini-BHKW Anlagen wird ein Fahrplanbetrieb zur Einhaltung der Leistungsbilanz von Bilanzkreisverantwortlichen identifiziert. Dahingegen wird ein geringes Potential in der Verwendung zur Frequenzhaltung auf Übertragungsnetzebene sowie zur Minimierung des Netzausbaubedarfs auf Verteilnetzebene und der Reduktion engpassbedingter Abregelung von Erzeugung aus erneuerbaren Energien gesehen.

## **Ein Modell zur Untersuchung der langfristigen Kraftwerksparkentwicklung auf Basis der Großhandelsmarktausgestaltung**

Dr.-Ing. Niklas Poier

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr. Andreas Hoffjan

Mündl. Prüfung: 26.04.2016

Die Wirtschaftlichkeit von konventionellen Erzeugungseinheiten ist in Deutschland Gegenstand politischer und wissenschaftlicher Diskussionen. Aufgrund der sinkenden Wirtschaftlichkeit dieser Erzeugungseinheiten wurden in den letzten Jahren verschiedene Untersuchungen zur Neugestaltung des Großhandels für elektrische Energie veröffentlicht. Ein zentraler Diskussionspunkt vieler dieser Studien ist die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland. In dieser Arbeit wird ein Modell entwickelt, welches die Auswirkungen

der Einführung verschiedener Kapazitätsmechanismen auf die Großhandelsmarktergebnisse vergleicht. Ziel der Untersuchung ist eine Aussage über die Auswirkungen von Kapazitätsmechanismen zu treffen und Rückschlüsse auf ihre Notwendigkeit und Ausgestaltung zu erlangen. Die hieraus resultierende Forschungsfrage dieser Arbeit ist: Wie ist der zukünftige Kraftwerkspark basierend auf der Wirtschaftlichkeit der Erzeugungseinheiten zusammengesetzt und welchen Einfluss hat die Großhandelsmarktausgestaltung auf diese Zusammensetzung?

## **Entwurf und Optimierung einer Echtzeit-Prozesskommunikation für die Schutz- und Leitechnik der elektrischen Energieversorgung**

Dr.-Ing. Michael Kaliwoda

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Christian Wietfeld

Mündl. Prüfung: 10.05.2016

Die Schutz- und Leitechnik in einer Schaltanlage der elektrischen Energieversorgung ist ein verteiltes System, das bisher überwiegend durch eine aufwendige Parallelverdrahtung analoger Signale realisiert wird. Digitale Feldbuskommunikation kann diesen Aufwand erheblich verringern, den Austausch von Schutzgeräten vereinfachen und durch Verwendung optischer Medien zur Sicherheit und EMV-Störfestigkeit beitragen. In dieser Arbeit werden echtzeitfähige Feldbussysteme, innovative Architekturen und insbesondere Methoden des industriellen Ethernets betrachtet. Anschließend wird ein Konzept präsentiert, das möglichst geringe Anforderungen an die Kommunikationsteilnehmer stellt, konform zum Standard-

Ethernet ist und stets deterministisch reagiert. Das Prinzip ist eine prioritätsgesteuerte, zyklische Kommunikation auf Basis des Publisher-/Subscriber-Modells. Grundlage und Referenz ist der vorherrschende Standard IEC 61850. Ein umfangreiches Informations- und Kommunikationsmodell wird zur Analyse hergeleitet. Es wird zudem gezeigt, dass die erforderliche Datenrate durch Telegrammoptimierungen erheblich reduziert werden kann. Schließlich wird das Systemkonzept durch spezifizierte Anforderungen, experimentelle Tests und ausführliche Zuverlässigkeitsberechnungen evaluiert.

## **Agentenbasierte Koordinierung dezentraler Energiespeicher in zukünftigen elektrischen Verteilungsnetzen**

Dr.-Ing. Dennis Unger

Referentin: Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 19.05.2016

Die flächendeckende Netzintegration dezentraler und erneuerbarer Einspeiser gewinnt im Hinblick auf die Erreichung zukünftiger Klimaziele zunehmend an Bedeutung. Dabei stellt die Integration dezentraler Energiespeicher eine Möglichkeit dar, bestehende Netzstrukturen auch in Zukunft betreiben zu können. Im Rahmen dieser Arbeit wird daher ein innovatives System zur Koordinierung dezentraler Energiespeicher entwickelt, mit dem eine technische Betriebsoptimierung einzelner

Verteilungsnetzabschnitte erfolgen kann. Mittels des entwickelten Ansatzes können zum einen die simulative Planung der optimalen Speicherkonfiguration und zum anderen eine Leistungsflussoptimierung zur Netzverlustminimierung erfolgen. Darüber hinaus kann die Netzspannung sowie die Belastung von Betriebsmitteln beeinflusst werden, wodurch Grenzwertüberschreitungen vermieden werden können.

## **Gegenüberstellung divergenter Zukunftsszenarien des Energieversorgungssystems**

Dr.-Ing. Jan Teuwsen

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Hermann-Josef Wagner

Mündl. Prüfung: 08.06.2016

Die Energiebereitstellung aus regenerativen Energiequellen soll zukünftig die Basis der Energieversorgung in Deutschland bilden. In diesem Zusammenhang sind erhebliche Veränderungen der Struktur, der Planungsprozesse und des Betriebs des Energieversorgungssystems unerlässlich.

Die Auslegung und Entwicklung des Systems resultiert aus der Versorgungsaufgabe, die es in Zu-

kunft lösen muss. Diese wird bei der Systemauslegung in Form von Zukunftsszenarien vorgegeben. Zur Sicherstellung einer effizienten Systementwicklung wird eine Methode zum Vergleich potenzieller Systemzustände vorgestellt. Beispielhaft wird für zwei Anwendungsszenarien im elektrischen Sektor gezeigt, dass die Zusammensetzung des Systems und die regionale Verteilung der Systemkomponenten entscheidenden Einfluss auf Systemauslegung bzw. -entwicklung haben können

## **Integration of Residential Distributed Generators and Heat Pumps into the Low Voltage Grid from a Voltage Level Perspective**

Dr.-Ing. Mark Philipp Arnold

Referentin: Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Krzysztof Rudion

Mündl. Prüfung: 13.06.2016

In context of combating climate change, carbon saving goals are defined on European level. One effect of this is the increased installation of photovoltaic, heat pump and combined heat and power systems on low voltage distribution grids. As the distribution grid was not designed to handle this, there are undesirable influences. The voltage level is identified as the main issue in low voltage grids. In order to quantify the influence, a 2020 penetration scenario of these devices is developed using market expectation data. A range of measures are evaluated regarding effectiveness, system operator and end-user economics, comfort and environmental influence. The measures are based on grid operator equipment or end-user appliances. The most cost efficient measure is the

installation of on-load tap-changers at the low voltage transformers. Demand side management of heat pumps can be effective under certain circumstances but end-user comfort is endangered here. Considering the total economics, demand side management is more expensive than the use of on-load tap changers.

The most cost efficient measure is the installation of on-load tap-changers at the low voltage transformers. Demand side management of heat pumps can be effective under certain circumstances but end-user comfort is endangered here. Considering the total economics, demand side management is more expensive than the use of on-load tap changers.

## **Generische Marktorganisationsformen und Geschäftsmodelle für die Infrastruktur der Elektromobilität**

Dr.-Ing. Malte Bolczek

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Benedikt Schmülling

Mündl. Prüfung: 08.07.2016

Der politisch unterstützte Markthochlauf der Elektromobilität erfordert geeignete Marktstrukturen und Geschäftsmodelle zur Umsetzung der geplanten Ziele. In der vorliegenden Arbeit werden Marktorganisationsformen und Geschäftsmodelle für die Infrastruktur der Elektromobilität hergeleitet und ausgestaltet. Ausgehend von einer Analyse der zukünftig zu erwartenden Einzelgeschäftstätigkeiten im Kontext des Wandels des Energieversorgungssystems und der Elektromobilität wird eine strukturierte Zusammenstellung aller relevanten Wertschöpfungsaktivitäten erarbeitet. Auf Grundlage einer energiewirtschaftsrechtli-

chen Analyse erfolgt die Ableitung von Marktorganisationsformen für die Versorgung von Elektromobilen und die Entwicklung entsprechender Regulierungsmodelle. Anschließend werden anhand der identifizierten Wertschöpfungsaktivitäten Geschäftsmodelle sowohl für die ausschließliche Versorgung von Elektromobilen als auch im Zusammenhang mit dem Wandel des Energieversorgungssystems konzipiert. Abschließend werden die Geschäftsmodelle einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung unterzogen, bei der die erforderlichen Endkundenpreise zur Deckung der Investitions- und Betriebskosten ermittelt werden.

## **Frequenzstützung durch den Einbezug von Anlagen aus dem Verteilnetz**

Dr.-Ing. Theresa Noll

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 06.10.2016

Die Substitution großer Kraftwerkskapazitäten auf Übertragungsnetzebene durch die steigende umrichterbasierte Einspeisung auf Verteilnetzebene führt zu zunehmenden Herausforderungen beim Netzbetrieb, insbesondere im Bereich der Frequenzhaltung. Zur Analyse des dynamischen Frequenzverhaltens nach einem normativen Leistungsausfall im europäischen Verbundsystem wird ein mathematisches Punktmodell entwickelt. Es zeigt sich, dass zur Wahrung des deutschen Anteils an der Momentanreserve alternative Erbringer erforderlich sind. Eine Bewertung von Netzregelungskonzepten zur Frequenzstützung

durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen erfolgt mittels dynamischer Simulationsrechnungen unter Berücksichtigung des Verteilnetzes. Die Ergebnisse belegen, dass der Einbezug synthetischer Schwungmassen aus Windkraftanlagen bei gleichzeitig schneller Wirkleistungsänderung durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen einen wesentlichen Beitrag zur Frequenzhaltung liefern können. Darüber hinaus ist eine fahrplanbasierte Wirkleistungsregelung zwischen Übertragungs- und Verteilnetz entwickelt und deren Umsetzung validiert worden.

## **Vertikale Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz**

Dr.-Ing. Marco Greve

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Mündl. Prüfung: 06.10.2016

Die zunehmende Einspeisung dezentraler Energieumwandlungsanlagen führt zu einer Substitution von konventionellen Großkraftwerken und folglich auch von benötigten Blindleistungsquellen zur Spannungshaltung. Um auch zukünftig einen stabilen und sicheren Systembetrieb gewährleisten zu können, müssen dezentrale Energieumwandlungsanlagen vermehrt in der Lage sein, einen Beitrag zur Blindleistungsbereitstellung zu leisten. Die Ermittlung des vertikalen Blindleistungsbereitstellungspotentials aus dem Verteilnetz zeigt, dass eine Blindleistungsneutralität aller

Netzebenen möglich ist. Eine Bewertung dezentraler, zentraler und hybrider Netzregelungskonzepte zur Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz erfolgt mittels dynamischer Simulationsrechnungen. Der Einbezug lokaler Messgrößen ist im Hinblick auf einen Ausfall der Kommunikationsinfrastruktur gegenüber einer vollständig zentralen Ausgestaltung von Vorteil, kann jedoch unter Berücksichtigung der Transformatorstufungen zu einem unerwünschten Systemverhalten führen. Zudem ist der entwickelte Ansatz eines Blindleistungsfahrplans zwischen Übertragungs- und Verteilnetz umsetzbar.

## **Modelltheoretische Betrachtung der Primärregelleistungserbringung durch Speicher und flexible Lasten der chemischen Industrie**

Dr.-Ing. Fabian Wandelt

Referentin: Prof. Dr.-Ing. Johanna Myrzik

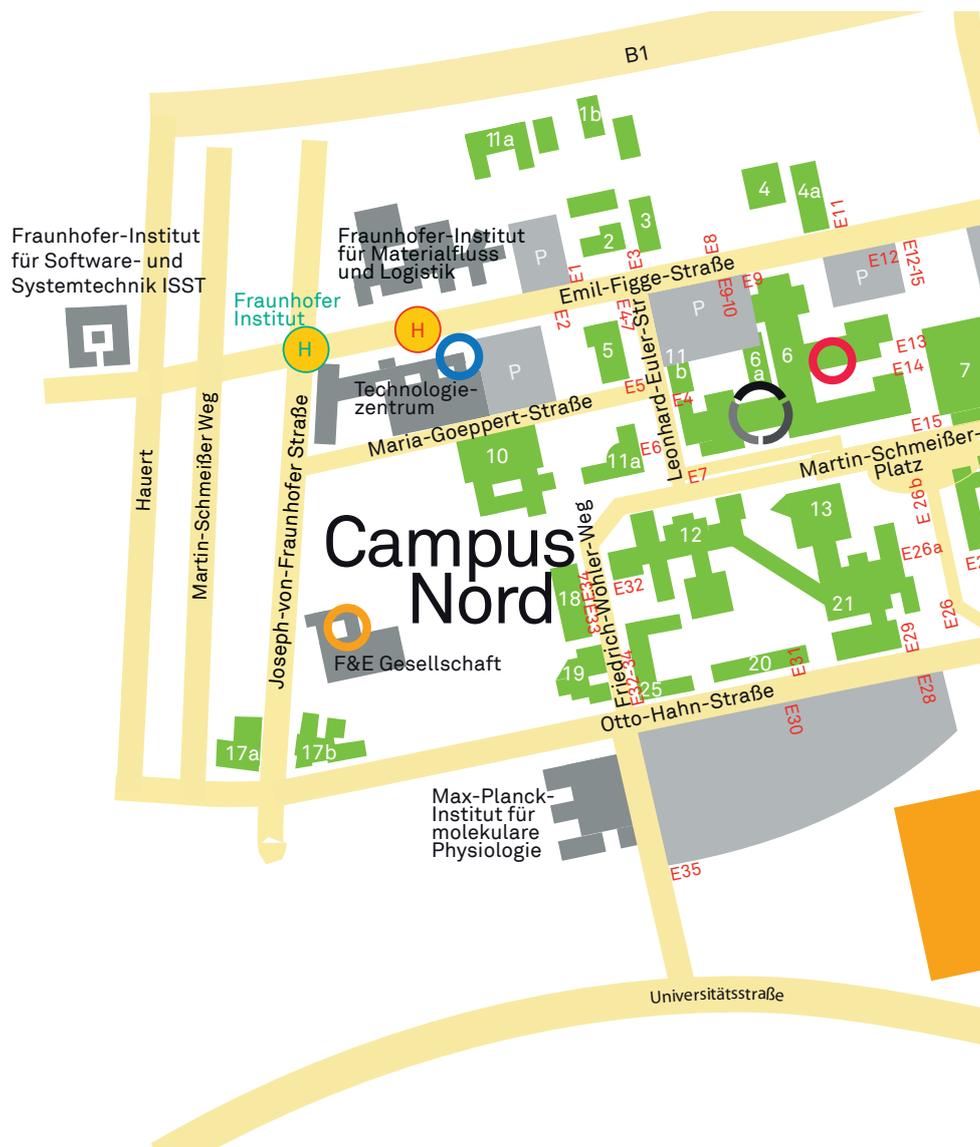
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

Mündl. Prüfung: 18.11.2016

Bedingt durch die Energiewende stellt sich die Frage, wie der steigende Anteil an erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem integriert werden kann. Insbesondere die Netzfrequenzhaltung mit Hilfe von Regelleistung muss auch in Zukunft zuverlässig erbracht werden können. In dieser Arbeit wird die Erbringung von Primärregelleistung mit Energiespeichern und flexiblen Lasten untersucht. Aufgrund der begrenzten Kapazität von Speichern ergibt sich dabei die Herausforderung, Primärregelleistung zuverlässig und wirtschaftlich zu erbringen.

Dieser Herausforderung wird durch die Entwicklung von Betriebsstrategien und durch die Kombination von Speichern mit flexiblen Lasten begegnet. Zu diesem Zweck, wird in dieser Arbeit, anhand selbst entwickelter Simulationsmodelle, das Verhalten der Speicher und flexiblen Lasten über mehrere Jahre simuliert. Mit den Modellen können Betriebsstrategien entwickelt, untersucht und optimiert werden. Anschließend wird die Wirtschaftlichkeit der vorgestellten Konzepte analysiert, indem mithilfe von eigenen Bietstrategien, die möglichen Erlöse am Auktionsmarkt für Primärregelleistung abgeschätzt werden.





**Institutsleitung**

Emil-Figge-Straße 70, Einfahrt 10  
Campus Nord, Gebäude BCI-G2



**Kompetenzzentrum für  
Elektromobilität, Infra-  
struktur und Netze**  
Emil-Figge-Straße 76  
Technologiezentrum



Emil-Figge-Straße 68, Einfahrt 12-15  
Campus Nord, Gebäude BCI-G3. 1. OG



Joseph-von-Fraunhofer-Straße 20  
Technologiepark, F&E-Gebäude

*Gestaltung ie<sup>3</sup> 2016, Bilder mit freundlicher Genehmigung von ABB, RWE*

**Copyright**

Technische Universität Dortmund

ie<sup>3</sup> Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft

Emil-Figge-Str. 70

D-44227 Dortmund