

# 2013 JAHRESBERICHT ANNUAL REPORT



### **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.e-technik.tu-dortmund.de](http://www.ie3.e-technik.tu-dortmund.de)

Druck: Zentrale Vervielfältigung der TU Dortmund

## **Vorwort**

Die Energiewende ist in aller Munde. Somit steigen auch die Aufmerksamkeit und das Interesse an unseren Forschungen. In allen Themenschwerpunkten des Instituts konnten zukunftsfähige Beiträge geleistet werden, um die Energiewende mit zu gestalten.

Der Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze zur Systemintegration erneuerbarer Energien ist ein wichtiger Baustein. Die Netzeffizienz in Planung und Betrieb wirft viele neue Fragen auf. Genauso ist die Energieeffizienz eine besondere Herausforderung, wenn man die Energiewende gesamtheitlich betrachtet. Dieser Bereich wird nach wie vor nicht immer ausreichend in der Öffentlichkeit beachtet, bildet aber unzweifelhaft eine wesentliche Säule für die Energiewende.

Technologisch ist neben neuen Netztechnologien die Informations- und Kommunikationstechnik für die Überwachung und den Schutz des Systems ein Baustein mit hohem Zukunftspotential. In diesem Bereich konnten konkrete Konzepte und Lösungen erarbeitet und gemeinsam mit Partnern erprobt werden. Für alle diese Bereiche müssen aber geeignete Marktstrukturen und klare regulatorische Randbedingungen geschaffen werden. Die Marktintegration erneuerbarer Energien und die Hebung von Flexibilitäten für den Leistungsausgleich im System sind weitere Bausteine für das zukünftige System der Energieversorgung.

Neben vielen laufenden Projekten konnten einige große Projekte abgeschlossen werden. Herauszuheben ist das im Rahmen der E-Energy Ausschreibung geförderte Projekt E-DeMa welches nach vierjähriger Laufzeit erfolgreich beendet werden konnte. Als wichtige Studie wurde die dena-III-Verteilnetzstudie, an der das ie3 zusammen mit der ef.Ruhr für den technischen Studienteil verantwortlich war, am Ende des Vorjahres veröffentlicht und fand in 2013 ein besonders großes Interesse.

Auch in diesem Jahr war die internationale Zusammenarbeit im Rahmen der Forschung aber auch der Ausbildung des wissenschaftlichen Nachwuchses von besonderer Bedeutung für das Institut. Neben den langjährig gepflegten wissenschaftlichen Partnerschaften, die ihren Ausdruck in Gastaufenthalten von Wissenschaftlern und Stipendiaten aus Russland, Argentinien und der V.R. China fanden, konnten weitere Beziehungen geknüpft bzw. vertieft werden. Insbesondere die Beziehungen zur Hunan Universität in Changsha/China wurde in diesem Jahr durch einen beidseitigen Austausch von Wissenschaftlern intensiviert. Darüber hinaus wurde mit der Xiamen University of Technology ein Kooperationsvertrag geschlossen. Eine in der Fakultät Raumplanung bestehende Kooperation mit der Kwame Nkrumah University of Science and Technology, Kumasi/Ghana wurde genutzt, um auch auf dem Gebiet der Energieeffizienz neue Beziehungen zu knüpfen und in einem gemeinsamen Projekt zu vertiefen.

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

Prof. em. Dr.-Ing. Edmund Handschin

# Inhaltsverzeichnis

<b>1. Personal .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Kooperationen .....</b>	<b>4</b>
<b>3. Lehrbetrieb.....</b>	<b>5</b>
3.1 Vorlesungen .....	5
3.2 Exkursionen .....	6
3.3 Seminare.....	7
<b>4. Forschungs- und Entwicklungsarbeiten .....</b>	<b>8</b>
4.1 Transport- und Verteilnetze.....	9
4.2 Mess- und Automatisierungssysteme .....	30
4.3 Energieeffizienz.....	40
4.4 Energiewirtschaft.....	48
<b>5. Veröffentlichungen und Vorträge .....</b>	<b>63</b>
5.1 Publikationen.....	63
5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik.....	65
5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts.....	65
5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts.....	67
<b>6. Studentische Arbeiten .....</b>	<b>71</b>
6.1 Master- und Diplomarbeiten.....	71
6.2 Bachelor- und Studienarbeiten .....	72
6.3 Projektarbeiten .....	73
<b>7. Promotionen .....</b>	<b>74</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

### Kompetenzzentrum für Elektromobilität

Dr. rer. pol. Jan Fritz Rettberg  
Dipl.-Ing. Sven Spurmann

### Akademische Gäste

Dr. Sebaa Karim, Algerien  
Dr. Nikita Tomin, Russland

### Externe Doktoranden

M.Sc. Mark Arnold, Bosch Thermotechnik GmbH  
Dipl.-Ing. Sascha Berthold, FhG UMSICHT  
Dipl.-Wirt.-Ing. Michael Metz, FhG UMSICHT  
Dipl.-Ing. Benjamin Haase, FhG UMSICHT

### Abteilung Transport- und Verteilnetze

Dr.-Ing. Ulf Häger  
Dr.-Ing. Amr El-Hadidy  
Dipl.-Wirt.-Ing. Marco Greve  
Dipl.-Ing. Björn Gwisdorf  
Dipl.-Ing. Jan Kays  
M. Sc. Andreas Kubis  
Dipl.-Inf. Markus KÜch  
Dipl.-Wirt.-Ing. Sven Christian Müller  
Dipl.-Wirt.-Ing. Theresa Noll  
M. Sc. Lena Robitzky  
Dipl.-Ing. Sven Rüberg  
Dipl.-Ing. Johannes Schwippe  
Dipl.-Ing. Anton Shapovalov  
Dipl.-Ing. André Seack  
M. Sc. Christopher Spieker

### Abteilung Energieeffizienz und regenerative Energiequellen

M. Sc. Lukas Spitalny  
Dipl.-Ing. Thomas Wohlfahrt  
Dipl.-Wirt.-Ing. Anna Sophia Fölting  
Dipl.-Wirt.-Ing. Dennis Unger

### Lehrbeauftragte

Dr.-Ing. Lars Jendernalik, Westnetz GmbH  
Dr.-Ing. Ulrich Möhl, Caverion Deutschland GmbH

### Technisches Büro

Klaus-Dieter Tesch  
Katharina Jaskolla

Daniel Rode  
Ulrich Senkowsky

Dr. Jiazhu Xu, V. R. China  
B.Sc. Yi Tan, V.R. China

### Stipendiaten

John Armando Morales García, Argentinien  
M. Sc. Baktash Nasiri, Afghanistan

### Abteilung Mess- und Automatisierungssysteme

Dipl.-Ing. Kay Görner  
Dipl.-Ing. Christoph Aldejohann  
M. Sc. Dominik Hilbrich  
Dipl.-Ing. Willi Horenkamp  
M. Sc. Michael Kaliwoda  
M. Sc. Björn Keune  
Dipl.-Ing. Jonas Maasmann  
Dipl.-Ing. Johannes Rolink  
Dipl.-Inf. Sebastian Ruthe  
Dipl.-Wirt.-Ing. Alexander Worgull

### Abteilung Elektrizitätswirtschaft

Dipl.-Ing. Dieter König  
Dipl.-Wirt.-Ing. Hans-Jörg Belitz  
Dipl.-Wirt.-Ing. Malte Bolczek  
Dipl.-Wirt.-Ing. Stefan Kippelt  
Dipl.-Wirt.-Ing. Volker Liebenau  
Dipl.-Wirt.-Ing. Marc Osthues  
Dipl.-Wirt.-Ing. Ewa Plota  
M. Sc. Niklas Poier  
Dipl.-Wirt.-Ing. Thorsten Schlüter  
Dipl.-Wirt.-Ing. Jan Teuwsen  
Dipl.-Wirt.-Ing. Jonas von Haebler  
Dipl.-Wirt.-Ing. Sabine Winter

## 2. Kooperationen

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

### ef.Ruhr Forschungs-GmbH

Universitätsübergreifend bündelt die ef.Ruhr Forschungs-GmbH die Energieforschung der Universitätsallianz Metropole Ruhr. Beteiligt sind Lehrstühle und Institute der Universitäten Dortmund, Bochum und Duisburg-Essen, die in der Energieforschung aktiv sind. Industriepartner haben hierdurch einen gezielten Zugriff auf das gesamte Spektrum der Energieforschung, so dass Forschungsprojekte in idealer Form realisiert werden können.

ef.Ruhr Forschungs-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

### Akademische Kooperationen

- 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-Forscherguppe „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 Systemführung 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.

### 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 Bereichen 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.

### 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**

**Dipl.-Ing. D. König**

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 Grundschaltungen, 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**

**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<sup>10</sup>

*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**

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

## **3.2 Exkursionen**

31.01.2013

Besuch des Daikin Net Zero Buildings der Athoka GmbH in Herten und Besichtigung der Bioanlage Herten im Rahmen der Vorlesungen „Energieeffizienz und Power Quality“ und „Erneuerbare Energiequellen“.

07.02.2013

Besichtigung der Umspannanlagen Nehden (380/110-kV) und Meschede (110-kV) sowie der Westnetz GmbH in Arnsberg, im Rahmen der Vorlesungen „Betrieb und Aufbau von Netzen“.

19.08.2013 – 21.08.2013

Besichtigung von Siemens Schaltanlagenbau in Frankfurt, ABB Kraftwerksleittechnik, MVV Netzleitwarte und FGH Engineering & Test GmbH in

### **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,**

**Prof. Dr.-Ing. H.-P. Tietz**

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

Mannheim sowie Siemens Trafowerke in Nürnberg im Rahmen der energietechnischen Exkursion von ie<sup>3</sup>.

02.09.2013

Exkursion zum Braunkohletagebau Garzweiler und zum Braunkohlekraftwerk Niederaußem. Die Exkursion richtet sich primär an Studierende der Elektrotechnik und verwandter Studiengänge mit elektrotechnischem Schwerpunkt.

14.11.2013

Besuch des DaikinNet Zero Energy Building der Athoka GmbH in Herten, im Rahmen der Vorlesungen „Energieeffizienz und Power Quality“ und „Erneuerbare Energiequellen“.



### 3.3 Seminare

„Schutztechnik in Verteil- und Übertragungsnetzen“, Oberseminar für Masterstudierende und des Wirtschaftsingenieurwesens in Verteil- und Übertragungsnetzen im Sommersemester 2012. Im Rahmen dieser Veranstaltung wurden die Herausforderungen und modernen Konzepte der

Schutztechnik in Verteil- und Übertragungsnetzen recherchiert und dargestellt. Themenbereiche wie Erdschlusserkennung und Lokalisierung, Einsatz von PMU, kontrollierte Inselnetzbildung und andere wurden behandelt.

## 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 Schwerpunkte, die auch die Abteilungsstruktur bilden:

### Transport- und Verteilnetze (Smart Grids)

- Europäische Transportnetzstrukturen (Overlay-, Supergrids)
- Netzintegration innovativer Betriebsmittel
- Netzplanung und -betrieb bei volatilen Energiequellen
- Neue Strukturen und Betriebskonzepte für Verteilnetze

### Mess- und Automatisierungssysteme (Smart Applications & E-Mobility)

- Neue IT-Konzepte für die Schutz- und Leittechnik
- Weitbereichsmonitoring und -schutzsysteme
- Netzintegration und Ladekonzepte für Elektromobilität
- Verteilte Energiemanagementsysteme für dezentrale Versorgungsstrukturen

### Energieeffizienz und regenerative Energien

- CO<sub>2</sub>-arme und effiziente Energieinfrastrukturen
- Power Quality
- Multifunktionale und hocheffiziente Leistungselektronik
- Effiziente Energieanwendungen

### Elektrizitätswirtschaft

- Neue Marktplätze und -strukturen (E-Energy)
- Integrierte Elektrizitätsmarkt- und Netzsimulation
- Zukünftige Regelenergiemärkte
- Asset Management für Netzausbau und Instandhaltung

## 4.1 Transport- und Verteilnetze

### Integrierte Markt- und Netzanalyse für das europäische Verbundsystem

#### Integrated market and network analysis for the European transmission system

Christopher Spieker, Sven Christian Müller

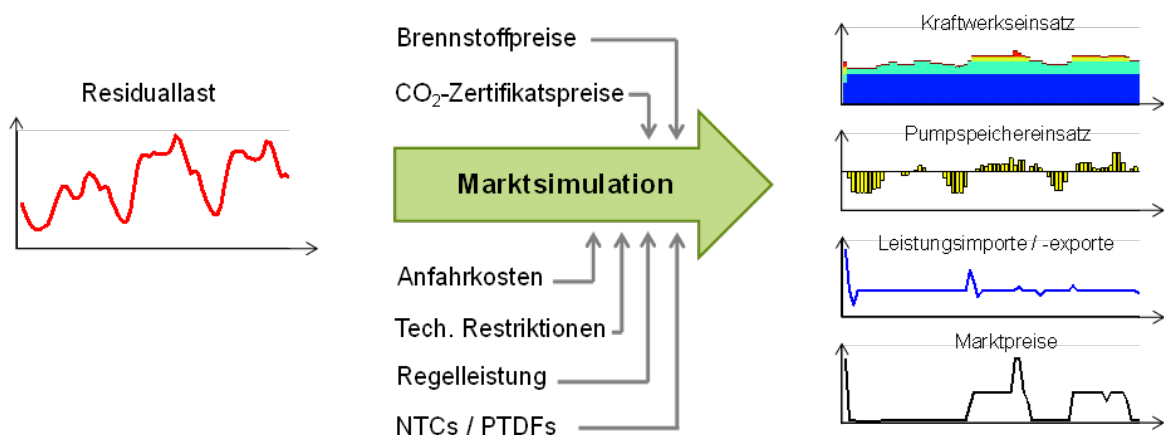
*Als Folge der Liberalisierung bestehen im europäischen Verbundsystem starke Interdependenzen zwischen Märkten und Netzbetrieb. Insbesondere die Bestimmung von Kraftwerkseinsätzen unter Vermeidung von Netzengpässen sowie die gegenseitige Beeinflussung verschiedener Märkte (z.B. Regelenergiemarkt und Energiemengenmarkt) machen eine ganzheitliche Modellierung erforderlich. Mit Hilfe des Markt- und Netzmodells des ie<sup>3</sup> können die gegenseitigen Abhängigkeiten von Märkten und Netzbetrieb nach Lösung eines umfangreichen Optimierungsproblems analysiert werden.*

*Due to the liberalization of the European electricity sector, interdependencies between markets and network operation are of increasing importance. Particularly the determination of unit commitment and dispatch under consideration of network congestion as well as dependencies of different markets (e.g. reserve market and spot-market) require an integrated modeling approach. By applying the market and network model of ie<sup>3</sup> and solving a large-scale optimization problem, the interdependencies of markets and network operation can be analyzed in depth.*

#### Modellierung des Kraftwerkseinsatzes

Sowohl für wirtschaftliche (soziale Wohlfahrt, Marktpreise, Marktmechanismen) als auch technische Analysen (z.B. Netzausbaubedarf, Stabilitätsanalysen, Bewertung neuer Technologien) des Energieversorgungssystems werden zukünftige Zeitreihen der Einspeise- und Lastkonfigurationen als Szenarien benötigt. Ein entscheidender Faktor ist hierbei der marktgetriebene Kraftwerkseinsatz. Am ie<sup>3</sup> wurde ein Marktmodell entwickelt, mit dem die Verbrauchs- und Erzeugungssituation in den europäischen Energiemärkten realitätsnah nachgebildet werden kann. Das Modell bestimmt auf Basis fundamentaler Eingangsdaten, wie z.B. Primärenergiepreisen, vorzuhaltender Reserveleistung, residualer Nachfrage und Übertragungskapazitäten zwischen den Ländern, den kostenminimalen Kraftwerkseinsatz zur Deckung der elektrischen Last unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen der

Kraftwerke und des Netzes in stündlicher Auflösung. Als technische Nebenbedingungen des Kraftwerkseinsatzes werden Minimal- und Maximalleistungen, Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten, Leistungsgradienten (im Betrieb und bei Anfahr- und Abfahrvorgängen) sowie technische Restriktionen von Pumpspeicherkraftwerken, wie beispielsweise maximale Turbinen- und Pumpleistungen, berücksichtigt. Das Ergebnis der Marktsimulation bildet die Fahrpläne der konventionellen Kraftwerke und Speicher sowie die grenzüberschreitenden Flüsse zwischen den betrachteten Marktgebieten ab. Zudem können die Preise innerhalb der Marktgebiete, die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der Stromerzeugung sowie der Umfang der benötigten Abregelung aufgrund von Netzrestriktionen ausgewiesen werden (siehe untenstehende Abbildung).



Einflussfaktoren auf den Kraftwerkseinsatz und den resultierenden Marktpreis

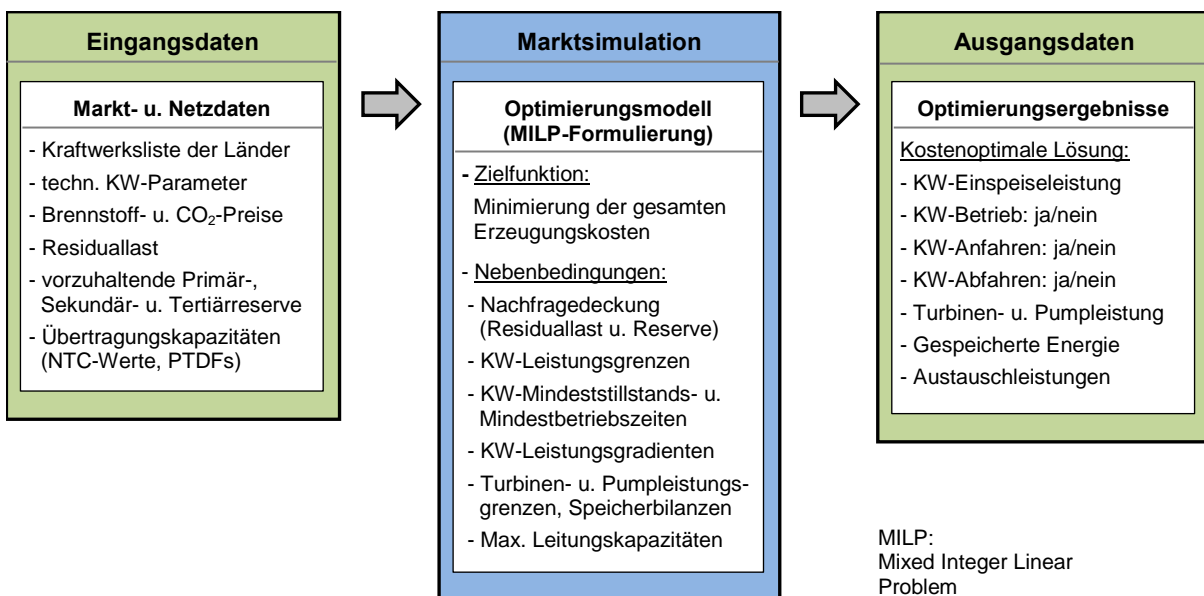
## Beschreibung des Optimierungsverfahrens

Der entwickelte Algorithmus optimiert den Kraftwerkseinsatz im Sinne einer Minimierung der gesamten Erzeugungskosten. Zur Berücksichtigung des Übertragungsnetzes innerhalb der Optimierung können entweder NTC-Werte (Net Transfer Capacity) oder PTDF-Matrizen (Power Transfer Distribution Factors) genutzt werden, so dass sowohl die Simulation eines transaktionsbasierten als auch eines lastflussbasierten Market Coupling möglich ist. Da im Rahmen des Modells Mindestzeiten für Stillstand und Betrieb sowie Leistungsgradienten konventioneller Kraftwerke berücksichtigt werden, ergeben sich zeitkoppelnde Restriktionen, die mit Hilfe von Binärvariablen abgebildet werden. Dies führt dazu, dass es sich bei dem formulierten Optimierungsproblem um ein gemischt-ganzzahliges, lineares Optimierungsproblem (Mixed Integer Linear Problem - MILP) handelt. Die untenstehende Abbildung zeigt das Optimierungsverfahren für die integrierte Markt- und Netzanalyse.

## Neuerungen

Im Vergleich zum bisherigen Forschungsstand wurde das Markt- und Netzmodell um die folgenden neuen Analysemöglichkeiten erweitert:

- Zweistufiges Verfahren im Netzengpassmanagement: 1. länderübergreifendes Market Coupling, 2. regelzoneninterne Auflösung von Überlasten durch Redispatch
- Simulation von Nodal- und Zonal-Pricing
- Einbindung eines AC Optimal Power Flow Moduls zur Bestimmung des Blindleistungsbedarfs und der kostenoptimalen Blindleistungserzeugung zur Deckung des Bedarfes für die stationäre Spannungshaltung
- Analyse und optimale Bestimmung von präventiven und korrektiven Regelungseingriffen („Remedial Actions“) für unvorhergesehene Netzzustände (N-k-Fälle, Abweichungen vom prognostizierten Basisfall)
- Implementierung für die Berechnung auf einem High Performance Computing (HPC) Cluster
- Modellierung eines detaillierten europäischen Netzmodells in Ergänzung zum bestehenden aggregierten Europamodell des ie<sup>3</sup>
- Probabilistische Analyse der Netzauslastung basierend auf Prognoseunsicherheiten
- Optimierung des Einsatzes von KWK-Anlagen als Bestandteil des gesamten Kraftwerksparks unter simultaner Berücksichtigung des thermischen und des elektrischen Bedarfs



Optimierungsverfahren für die integrierte Markt- und Netzanalyse

## Erweiterung des europäischen Netzmodells um dynamische Kraftwerksmodelle

### Introduction of dynamic models to the European power grid model

Sven Rüberg

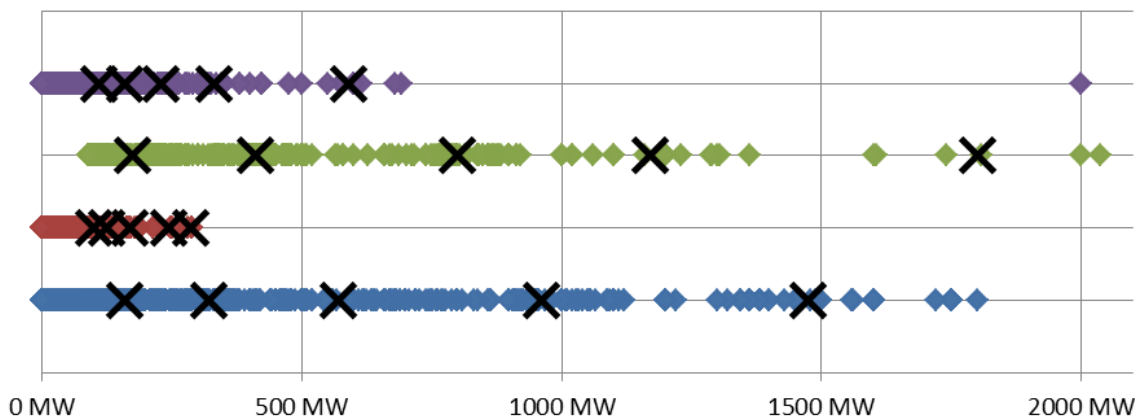
*Die Integration einer steigenden Anzahl leistungselektronischer, schnell regelnder Betriebsmittel in das europäische Verbundnetz erfordert ein dynamisches Netzmodell, um den Einfluss dieser Betriebsmittel auf die Dynamik und die Stabilität des Gesamtsystems beurteilen zu können. Das stationäre Netzmodell des ie<sup>3</sup> wurde daher um dynamische Modelle repräsentativer Maschinensätze aller gängigen Kraftwerkstypen erweitert.*

*The integration of a growing number of power electronic and fast controllable equipment into the European integrated network calls for a dynamic power grid model in order to evaluate the impact of these components on the overall dynamics and the global stability of the system as a whole. The stationary power grid model of the ie<sup>3</sup> is therefore extended by a set of dynamic models of representative machine units of all established power plant types.*

Das ie<sup>3</sup> verfügt über ein aggregiertes Netzmodell des europäischen Verbundnetzes, das erfolgreich für die Bewertung der stationären Netznutzung eingesetzt wird. Durch den vermehrten Einzug leistungselektronischer Betriebsmittel und fluktuierender Einspeiser in die Energieversorgung steigt jedoch zusätzlich die Notwendigkeit dynamischer Simulationen: So interessiert bei den so geänderten Bedingungen beispielsweise das Verhalten der Momentanreserve, der Primärregelung oder ganz allgemein die Stabilitätsreserve bei der immer komplexer werdenden Regelstruktur des Gesamtsystems. Aber auch die Nutzenbewertung der beispielsweise durch die Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) zusätzlich bereitgestellten Funktionen wie dynamische Spannungsstützung oder Wirkleistungsmodulation zur Schwingungsdämpfung stellen interessante Nutzungsmöglichkeiten für ein solches dynamisches Netzmodell dar. In diesem Zusammenhang wurde

daher eine institutseigene Datenbank mit dynamischen Modellen von Maschinensätzen angelegt.

Da das dynamische Kurzzeitverhalten eines Maschinensatzes maßgeblich vom Turbinentyp und dessen Leistungsbemessung abhängt, wurde in einem ersten Schritt eine europaweite Datenbank bestehender und geplanter Kraftwerke einer Clusteranalyse unterzogen. Auf diese Weise konnten repräsentative Blockgrößen für alle konventionellen Kraftwerkstypen identifiziert werden. Das Ergebnis dieser Clusteranalyse zeigt die Abbildung auf dieser Seite exemplarisch für die vier häufigsten Kraftwerkstypen mit Dampf-, Gas-, GuD- und Hydroturbinengeometrie: Dargestellt ist jeweils die Reihung aller Blockgrößen, wobei die Clusterzentren und damit die repräsentativen Blockgrößen gesondert gekennzeichnet sind. Alle Kraftwerkstypen konnten mit jeweils fünf repräsentativen Blockgrößen hinreichend gut abgebildet werden.



Blockgrößenreihung für die Kraftwerkstypen mit Dampf-, Gas-, GuD- und Hydroturbinengeometrie (von unten nach oben); ×: Clusterzentrum

In einem zweiten Schritt wurden diesen repräsentativen Blockgrößen realitätsnahe Maschinenparameter wie Anlaufzeitkonstante, synchrone und transiente Reaktanzen bzw. Zeitkonstanten zugeordnet. Hierfür wurden zunächst Parameter realer Maschinensätze recherchiert und aus diesen anschließend Werte für unterschiedliche Bemessungsscheinleistungen abgeleitet.

In einem letzten Schritt wurden diese Kraftwerksblöcke zu einem dynamischen Kraftwerksmodell erweitert, indem sie mit entsprechend dimensionierten Spannungs- und Turbinenreglern hinterlegt wurden.

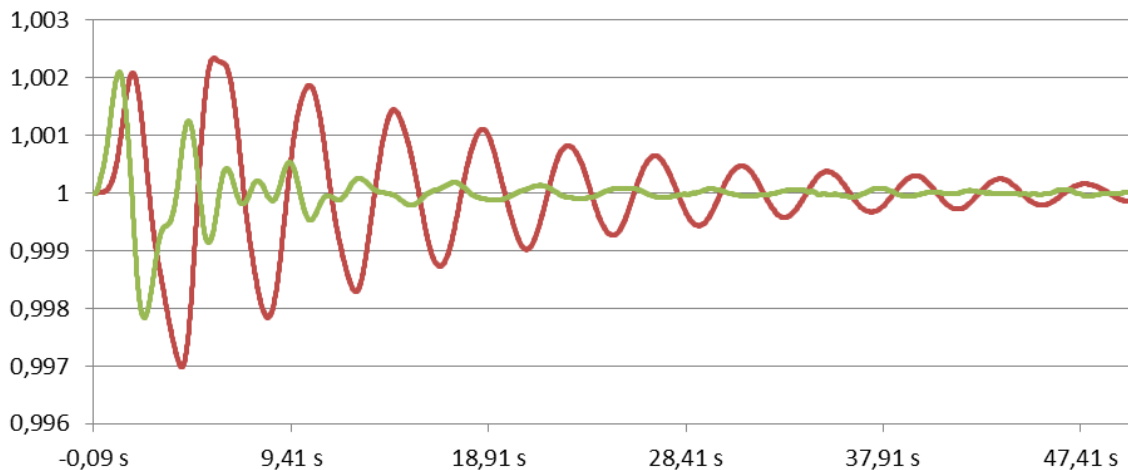
Im Ergebnis steht somit ein Satz dynamischer Kraftwerksblockmodelle zur Verfügung, aus dem der Kraftwerkspark eines Netzmodelles nach Maßgabe des Ergebnisses einer Markt-simulation für jeden Netznutzungsfall zusammengesetzt werden kann. Ein entsprechendes Skript, das dieses Vorgehen automatisiert durchführt, wurde ebenfalls erstellt.

Die untenstehende Abbildung zeigt exemplarisch den Drehzahlverlauf in pu der Generatorgruppe in Spanien/Portugal und der Generatorgruppe des

ehemaligen CENTREL-Verbundes nach einem dreiphasigen Kurzschluss auf einer Übertragungsleitung. Anhand des dargestellten Verlaufes lässt sich eindeutig die überregionale Leistungspendelung des Typs „ENTSO-E Mode 1“ erkennen, die bereits durch mehrere Messungen der ENTSO-E identifiziert wurde.

In nachfolgenden Arbeiten soll das dynamische Verhalten der einzelnen Maschinensatzmodelle sowie des Gesamtsystems bei unterschiedlichen Netznutzungsfällen verifiziert werden. Ferner wird daran gearbeitet, dass bei GuD-Kraftwerksblöcken zwischen Maschinensätzen mit Hochdruck- und Niederdruckteil auf einer gemeinsamen beziehungsweise auf zwei getrennten Generatorwellen unterschieden werden kann.

Intensive Anwendung soll dieses dynamische Netzmodell im Rahmen der Helmholtz-Energie-Allianz finden, in der das dynamische Zusammenspiel des konventionellen Drehstromnetzes mit einem überlagerten HGÜ-Netz untersucht werden soll.



Drehzahlschwingung der Generatorgruppe in Spanien/Portugal (—) gegen die Generatorgruppe des ehemaligen CENTREL-Verbundes (—), sogenannter „ENTSO-E Mode 1“

## Analyse des Blindleistungsbedarfs zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz

### Analysis of reactive power demand for voltage maintenance in transmission grids

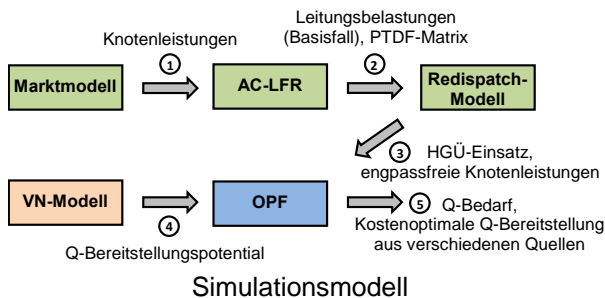
Christopher Spieker, Johannes Schwippe

Aufgrund des Rückgangs und der Verlagerung der konventionellen Kraftwerkskapazitäten bei gleichzeitig steigenden Leitungsbelastungen ist zukünftig mit einem Blindleistungsmangel im Übertragungsnetz zu rechnen. Am  $ie^3$  wurde eine Methodik entwickelt, mit der der Blindleistungsbedarf und die notwendige Blindleistungserzeugung für die stationäre Spannungshaltung bestimmt werden können.

*Due to the reduction and relocation of conventional power plants and at the same time rising line loadings a lack of reactive power in transmission grids is to be expected. The  $ie^3$  has developed a method for determination of reactive power demand and necessary reactive power generation for voltage maintenance in transmission grids.*

#### Methodik

Zur Analyse des Blindleistungsbedarfs zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz wurde ein aus mehreren Bestandteilen zusammengesetztes Simulationsmodell entwickelt.

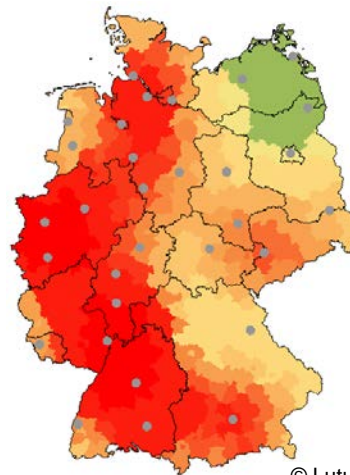


Auf Grundlage der im Rahmen der Kraftwerkseinsatzsimulation ermittelten knotenscharfen Ein- und Auspeisungen und der Netzdaten aus dem aggregierten Netzmodell werden in einem ersten Schritt AC-Lastflussrechnungen durchgeführt. Neben den Leitungsbelastungen im Basisfall werden hiermit die Power Transfer Distribution Factors (PTDF) bestimmt, die eine lineare Abbildung der Knotenleistungen auf Wirkleistungsflüsse darstellen. Um ggfs. auftretende Engpässe aufzulösen, werden mit Hilfe eines Redispatch-Modells Änderungen im Kraftwerkseinsatz vorgenommen. Das Redispatch-Modell berücksichtigt die physikalischen Leistungsflüsse auf den Grenzkuppel- und den inländischen Leitungen und liefert mit Hilfe der ermittelten PTDF-Matrizen und der Netzbelastung im Basisfall einen engpassfreien Kraftwerkseinsatz. In einem dritten Schritt wird auf Basis der Ergebnisse der anderen Modellbestandteile und unter Verwendung der Blindleistungsgrenzen der konventionellen Kraftwerke sowie der Spannungsgrenzen an den Netzknoten ein Optimal Power Flow (OPF) durchgeführt und der Blindleistungsbedarf sowie die

Blindleistungsbereitstellung aus verschiedenen Quellen für den Netzgrundzustand (n-0) knotenscharf für das gesamte Betrachtungsjahr ermittelt. Für ausgewählte Stunden kann zusätzlich der Blindleistungsbedarf für den stationären (n-1)-Fall bestimmt werden.

#### Ergebnisse

In dem hier ausgewählten Starkwind-/Starklastfall im Jahr 2011 ist hauptsächlich eine Bereitstellung kapazitiver Blindleistung zur Deckung der induktiven vertikalen Blindlast und des überwiegend induktiven Bedarfes des Netzes erforderlich.



#### Blindleistungsbedarf im Starkwind-/Starklastfall

Insbesondere in der Rhein-Ruhr-Region und im Main-Neckar-Raum besteht ein erhöhter Blindleistungsbedarf. Lediglich in der Region um Rostock und im Großraum Berlin ist eine Bereitstellung induktiver Blindleistung erforderlich. Aufgrund der geringen Belastung befinden sich die Leitungen dort im unternatürlichen Betrieb und weisen daher ein kapazitives Verhalten auf.



## Analyse des Potentials von Verteilnetzen zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz

### Analysis of reactive power demand for voltage maintenance in transmission grids

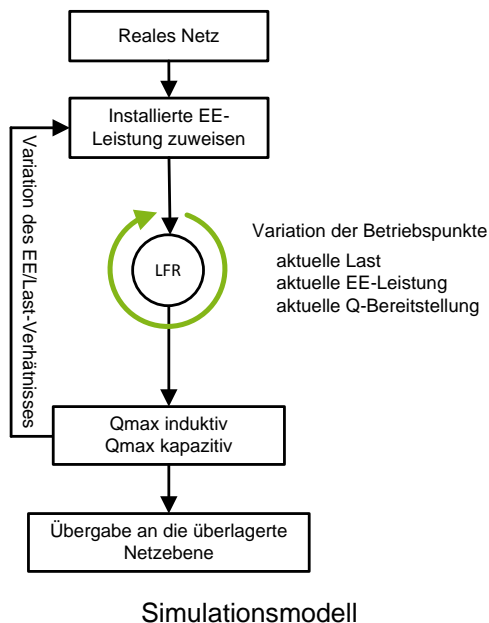
Marco Greve, Johannes Schwippe

Im Übertragungsnetz ist zukünftig mit einem erhöhten Blindleistungsbedarf zu rechnen. Am  $ie^3$  wurde eine Methodik entwickelt, mit der das Potential von Verteilnetzen zur Spannungsstützung des Übertragungsnetzes bestimmt werden kann.

*A lack of reactive power is to be expected in future transmission grids. The  $ie^3$  has developed a method for determination of reactive power demand and necessary reactive power support from distribution grids for voltage maintenance in transmission grids.*

#### Methodik

Die Bestimmung des Blindleistungspotentials aus dem Verteilnetz (VN) für das Übertragungsnetz erfolgt anhand realer Netzdaten. Dabei werden die zu ermittelnden Blindleistungspotentiale für die NS-, MS- und HS-Ebene unabhängig voneinander bestimmt und anschließend in der Bewertung der überlagerten Netzebene berücksichtigt. In einem ersten Schritt müssen die für das Netzgebiet prognostizierten Leistungen den Netzknoten des VN zugewiesen werden (siehe Bild Simulationsmodell). Es wird davon ausgegangen, dass alle dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) auch ohne Wirkleistungseinspeisung einen Beitrag zur Spannungshaltung durch Blindleistungsbereitstellung erbringen können. Das Netz ist für definierte Last- und Rückspeisefälle auszubauen.

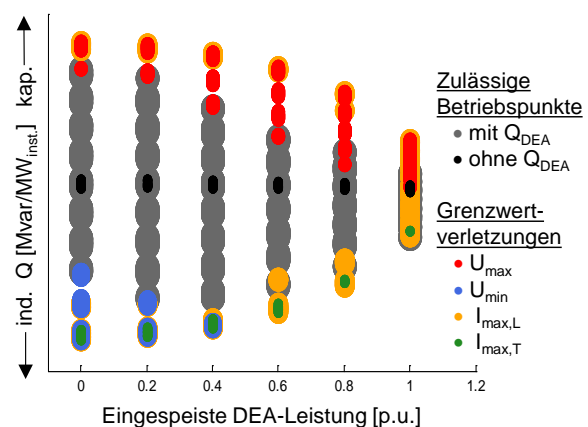


Anschließend erfolgt eine Variation der Betriebspunkte, welche die aktuelle Last, die aktuelle DEA-Einspeisung und die Blindleistungseinspeisung von DEA umfasst. Dabei wird die Last, die

DEA-Einspeisung sowie die Blindleistungsbereitstellung in diskreten Stufen von 0 p.u. bis 1 p.u. erhöht. Für jede dieser Variationen erfolgt eine separate Leistungsflussrechnung. Auf diese Weise kann für jeden Betriebspunkt ein Wertepaar für den maximal induktiv und maximal kapazitiv möglichen Blindleistungsbetrag bestimmt werden. Die ermittelten Grenzen berücksichtigen mögliche Verletzungen des Spannungsbandes und der thermischen Grenzen. Um eine Vielzahl von Netzen mit unterschiedlicher EE-Durchdringung abbilden zu können, erfolgt eine Variation des DEA/Last-Verhältnisses indem die DEA-Leistung variiert, die Last jedoch konstant gehalten wird. Somit wird für jedes DEA/Last-Verhältnis und jeden möglichen Betriebspunkt ein maximal induktiver und maximal kapazitiver Blindleistungsbetrag ermittelt.

#### Ausblick

Es ist anhand der vorgestellten Methodik zu untersuchen, ob durch die Blindleistungsbereitstellung von DEA auf Verteilnetzebene sowohl Blindleistung für die übergeordnete Netzebene zur Verfügung gestellt (kapazitiv) als auch bezogen (induktiv) werden kann (siehe nachfolgendes Bild).



Exemplarische Darstellung des Blindleistungspotentials eines Verteilnetzes



## Zukünftige Erbringung von Systemdienstleistungen auf Verteilnetzebene zur Frequenz- und Spannungshaltung

### Future provision of ancillary services for frequency and voltage stability for the distribution grid

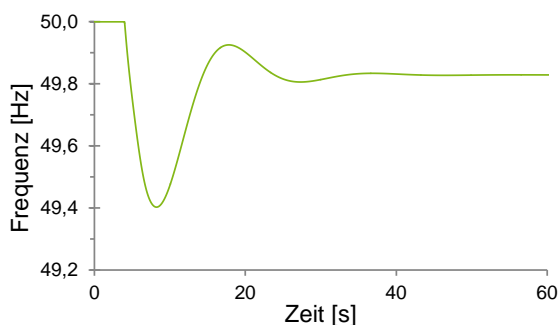
Theresa Noll, Marco Greve

*Zukünftig speisen immer mehr dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA) in das Verteilnetz ein und lösen zunehmend konventionelle Großkraftwerke auf Übertragungsnetzebene ab. Um einen stabilen Netz- und Systembetrieb zu gewährleisten, müssen DEA zukünftig einen Beitrag zur Frequenz- und Spannungshaltung leisten. Durch Integration einer intelligenten Regelung in DEA sind diese in der Lage, zukünftig Systemdienstleistungen zu erbringen. Anhand eines Punktmodells werden klassische Frequenz- und Spannungsverläufe denen mit innovativer DEA-Regelung gegenübergestellt und die Veränderungen aufgezeigt.*

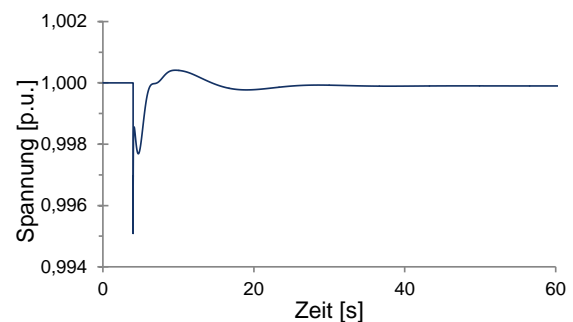
*Nowadays the feed-in of renewable energy sources, which are connected to the distribution grid, will increase significantly so that conventional power plants connected to the transmission system will be replaced by this renewable generation. To guarantee a stable and secure grid and system operation in the future, renewable energy sources have to make a contribution to voltage and frequency stability. Renewable energy sources can provide ancillary services, if an intelligent control is implemented. Based on a point model classical frequency and voltage curves are compared with the changing behavior due to intelligent control of renewable energy sources.*

### Heutige Frequenz- und Spannungsverläufe

Systemdienstleistungen sind für einen stabilen und sicheren Betrieb des gesamten Netzverbundes notwendig und müssen somit zu jeder Zeit verfügbar sein. Die heutige Struktur von Energieversorgungssystemen sieht eine Erbringung von Systemdienstleistungen nahezu ausschließlich im Übertragungsnetz vor. Der Wegfall großer Kraftwerkskapazitäten auf Übertragungsnetzebene und die zunehmend umrichterbasierte Einspeisung auf Verteilnetzebene führen jedoch zu einer Neustrukturierung des Energieversorgungssystems. Anhand eines Punktmodells, welches eine Last, einen statischen Generator und zwei konventionelle Kraftwerkstypen beinhaltet wird zunächst ein Leistungsausfall simuliert. Der resultierende klassische Frequenz- und Spannungsverlauf wird in den Bildern auf dieser Seite dargestellt.



Klassischer Frequenzverlauf nach P-Sprung

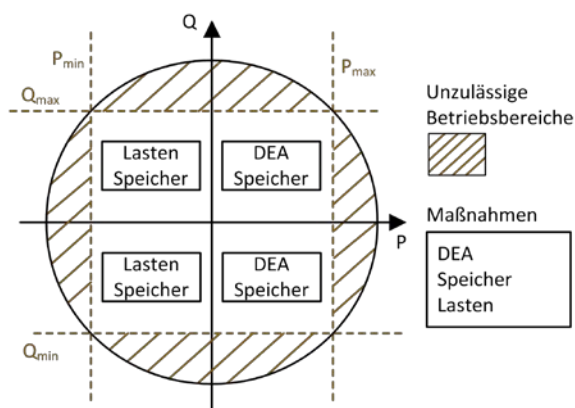


Klassischer Spannungsverlauf nach P-Sprung

Der Leistungsausfall (P-Sprung) hat direkten Einfluss auf die Frequenz (Bild links) sowie auf die Spannung (Bild rechts). Durch die vorhandenen rotierenden Massen ( $T_{AN}$ ), die implementierte Primärregelleistungsfähigkeit (GOV) sowie den integrierten Spannungsreglern (AVR) in den konventionellen Kraftwerken wird der Leistungsausfall auf einen quasistationären Endwert ausgeregelt. Der statische Generator, welcher DEA nach heutigem Stand der Technik abbildet, beteiligt sich nicht an dem Leistungsausfall, sondern speist weiterhin durch seine implementierte MPP-Regelung eine nahezu konstante Wirkleistung ein. Bei den Simulationen wird sowohl die Frequenzabhängigkeit als auch die Spannungsabhängigkeit der Lasten berücksichtigt.

### Zukünftige Frequenz- und Spannungsverläufe mit innovativer DEA-Regelung

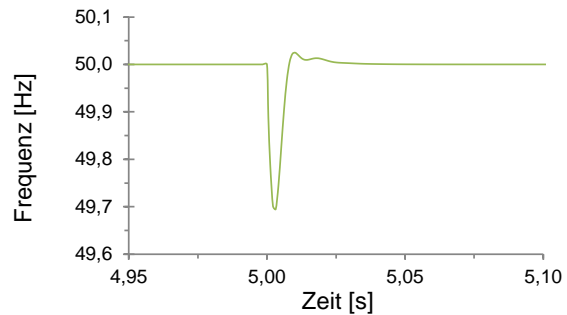
In einem nächsten Schritt wird das vorhandene Punktmodell um eine DEA mit innovativer Regelung erweitert. Die Regelung setzt sich aus zwei verschiedenen Reglern zusammen. Der eine übernimmt die Frequenzhaltung und der andere die Spannungshaltung. Beide Regler sind als PI-Regler ausgeführt, die eine Abweichung der Frequenz bzw. der Spannung auf den Sollwert zurückführen. Das folgende Bild veranschaulicht den Betriebsbereich der Anlagen, der mit innovativer Regelung erzielt werden kann.



P/Q-Betriebsbereich der Anlagen

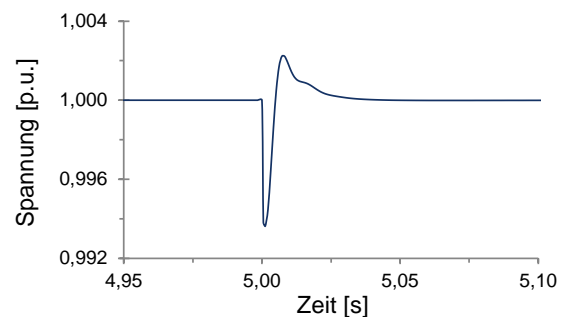
Die konventionellen Kraftwerke beteiligen sich lediglich noch mit ihren rotierenden Massen an dem Leistungsausfall. Die Bereitstellung der Momentanreserve aus konventionellen Kraftwerken wird im Rahmen der Simulation als minimal angenommen. Der GOV sowie der AVR sind deaktiviert.

Es ist ersichtlich, dass mit innovativer DEA-Regelung der maximale Frequenzabfall (siehe Bild rechts oben) deutlich geringer ist als mit der klassischen Kraftwerksregelung (siehe Bild auf vorheriger Seite links). Zudem kann gezeigt werden, dass der Leistungsausfall schneller durch die innovative Regelung auf ihren Sollwert von 50 Hz (siehe Bild links) ausgeglichen werden kann. Im klassischen Fall wird nach ca. 30 s die Primärregelung durch die Sekundärregelung abgelöst, um die Frequenz auf den Sollwert zurückzuführen. Die Zeitscheiben mit innovativer Regelung werden demnach deutlich verkürzt.



Zukünftiger Frequenzverlauf nach P-Sprung mit innovativer Regelung

Der Leistungsausfall hat auch einen direkten Einfluss auf den Verlauf der Spannung. Mit innovativer Regelung stellt sich der Spannungsverlauf nach untenstehendem Bild ein.



Zukünftiger Spannungsverlauf nach P-Sprung mit innovativer Regelung

Im Vergleich zum klassischen Spannungsverlauf wird auch hier ersichtlich, dass die Spannung sehr schnell wieder auf ihren Sollwert von 1 p.u. ausgeglichen werden kann. Im klassischen Verlauf wird nach ca. 25 s der quasistationäre Endwert durch den vorhandenen AVR im konventionellen Kraftwerk erreicht (siehe Bild vorherige Seite rechts). Im Gegensatz dazu wird mit innovativer Regelung der Sollwert in unter 1 s erreicht.

Die Simulationen anhand des entwickelten Punktmodells zeigen auf, dass die Zeitscheiben zur Erbringung der Momentanreserve, der Regelleistungsarten sowie die Erbringung der Blindleistung zur Spannungshaltung deutlich verkürzt werden.

Um den Beitrag von Anlagen auf Verteilnetzebene zur Frequenz- und Spannungshaltung zu bewerten, muss die entwickelte Regelung in ein spannungsebenenübergreifendes Netzmodell implementiert werden.

## Bereitstellung von Momentanreserve

### Provision of instantaneous reserve

Theresa Noll, Dominik Hilbrich

Die heutige Struktur von Energieversorgungssystemen sieht eine Erbringung der Momentanreserve durch rotierende Massen konventioneller Kraftwerke nahezu ausschließlich im Übertragungsnetz vor. Anhand eines Matlab/Simulink Modells kann untersucht werden, welche Frequenzverläufe sich nach einem Leistungsausfall einstellen. Zudem kann aufgezeigt werden, wie der Anteil an der Bereitstellung der Momentanreserve zu dem Leistungsausfall durch Deutschland und das komplette ENTSO-E-Gebiet gedeckt werden kann.

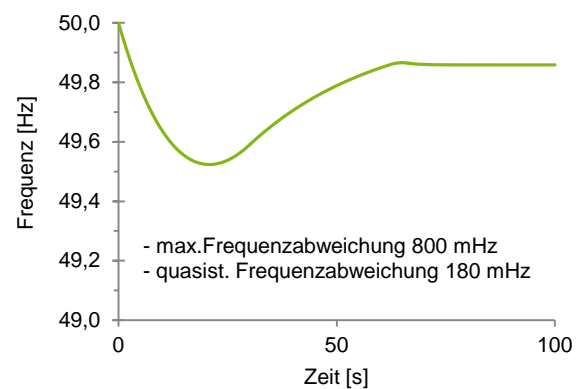
Nowadays the rotating masses of conventional power plants connected to the transmission system provide instantaneous reserve. Based on a Matlab/Simulink model the resulting frequency curves after a generation outage can be observed. Furthermore the instantaneous reserve provision of Germany and the ENTSO-E-Region can be identified separately.

### Methodik Momentanreserve

Zur Analyse des Bedarfs an Momentanreserve ist die Untersuchung des Frequenzverlaufes nach einem Lastereignis entscheidend. Für die Beschreibung dieses Verlaufes wird ein mathematisches Modell in Matlab/Simulink entwickelt. Als Referenz und zur Validierung dieses mathematischen Modells werden die Angaben und Anforderungen aus dem ENTSO-E Operation Handbook übernommen. Das Modell berücksichtigt im Wesentlichen die Momentanreserve der rotierenden Massen der Synchronmaschinen, die Frequenzabhängigkeit der Last sowie die Primärregelung konventioneller Kraftwerke. Bei der Frequenzabhängigkeit der Last und der Primärregelung wird eine entsprechende Statik berücksichtigt. Für die Primärregelung wird ein linearer Anstieg der Reserveleistung nach einem Lastereignis angenommen. Das betrachtete Frequenzverhalten ist ein globales Phänomen des Energieversorgungssystems, weshalb der Untersuchungsrahmen nicht auf das deutsche Stromnetz beschränkt bleibt. Zur Untersuchung werden Marktsimulationen für die Erzeugungs- und Laststruktur für Deutschland und für das europäische Ausland für das Betrachtungsjahr 2011 durchgeführt und ausgewertet.

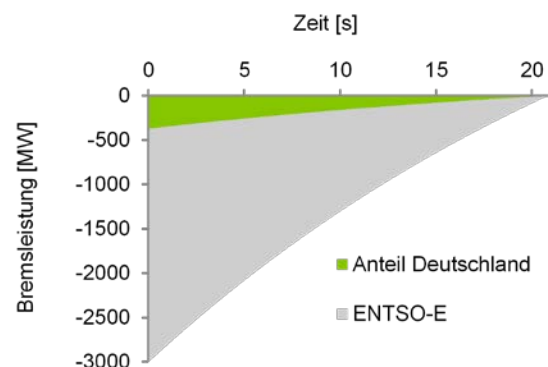
### Ergebnisse Momentanreserve

Der Frequenzverlauf nach einem Leistungsausfall von 3.000 MW im Zeitpunkt  $t = 0$  s ist im oberen Bild dargestellt. Betrachtet wird hierbei eine Stunde mit geringer konventioneller Erzeugungsleistung. Das Ergebnis zeigt, dass im Netz ausreichend rotierende Massen vorhanden sind und somit die Grenzwerte laut Operation Handbook eingehalten werden.



Möglicher Frequenzverlauf im Jahr 2011

Neben dem Frequenzverlauf kann mit Hilfe des Modells der Anteil an der Bereitstellung der Momentanreserve für Deutschland und das komplette ENTSO-E-Gebiet separat ausgewiesen werden. Im Bild unten wird dies exemplarisch dargestellt.



Exemplarische Darstellung des Anteils an der Bereitstellung der Momentanreserve durch Deutschland und der ENTSO-E

## Beitrag leistungselektronischer Umrichter zur Bereitstellung von Momentanreserve und zur Primärregelung

### Contribution of electronic power converters providing inertia and primary frequency control services

Lena Robitzky, Sven Rüberg

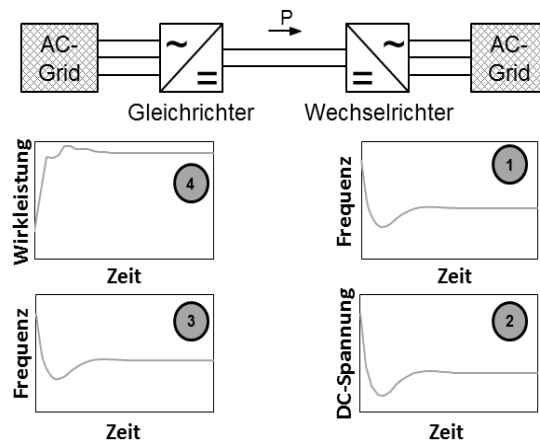
Die steigende Zahl regenerativen Erzeuger führt zu einer Verringerung der Systemträgheit, was eine größere Volatilität der Netzfrequenz bedeutet. Um jedoch weiterhin einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten müssen in Zukunft auch die mittels Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ) ans Netz gekoppelten regenerativen Einspeiser einen Beitrag zur Frequenzstabilität erbringen. Das Modell eines über eine HGÜ an das kontinentale Drehstromnetz angeschlossenen Offshore-Windparks kann die Beteiligung der HGÜ-Umrichter an der Leistungs-/Frequenzregelung simulieren.

The increasing penetration of renewable power generation units leads to a reduction of the overall power system inertia and according to this to faster and larger frequency deviations. In the future renewable generators that are linked to the continental transmission system by high-voltage direct current (HVDC) will have to provide AC grid frequency support to secure a reliable grid operation at all times. The model of a HVDC-connected offshore wind farm can simulate how power electronic converters can participate in load frequency control services.

Erfolgte die Frequenzregelung bisher allein durch die rotierenden Massen der konventionellen Kraftwerke, ist auch bei steigender Erzeugungsleistung aus Erneuerbaren Energien der zuverlässige und sichere Betrieb des Systems zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten. Folglich wird die Beteiligung der über leistungselektronische Umrichter ans Netz gekoppelten Offshore-Windparks an der Frequenz-Leistungsregelung unausweichlich sein. Daher stellt sich die Frage, inwieweit die leistungselektronischen Umrichter und die ihnen nachgelagerten, regenerativen Erzeuger durch Implementierung neuer Regelalgorithmen an der Bereitstellung von Momentanreserve- und Primärregelleistung mitwirken können. Hierzu ist ein kontinuierlicher Informationsaustausch über den momentanen Zustand der Netzfrequenz zwischen dem Windpark- und dem kontinentalen Übertragungsnetz erforderlich, der durch die Umrichter zu koordinieren ist. Dieser Informationsaustausch soll ohne eine dedizierte Kommunikationsverbindung erfolgen. Dafür wird die Gleichspannung des die beiden Umrichter verbindenden Zwischenkreises als Kommunikationsmedium herangezogen.

Die Abbildung zeigt das Verfahren der Frequenzspiegelung vom wechselrichter- ins gleichrichterseitige Drehstromnetz. Bei einem Leistungsungleichgewicht im kontinentalen Übertragungsnetz und dem damit verbundenen Frequenzabfall setzt der Wechselrichter die Gleichspannung des Zwischenkreises proportional zur detektierten Frequenzabweichung herab. Daraufhin wird auch die

Netzfrequenz des gleichrichterseitigen Netzes entsprechend angepasst. Somit werden in beiden Netzen geeignete (primärregelfähige) Kraftwerke veranlasst, ihre Erzeugungsleistung entsprechend des Frequenzabfalls anzupassen. Die vormals frequenztechnisch entkoppelten Drehstromnetze werden so wieder miteinander verbunden.



Ablauf der Regelleistungsbereitstellung

Die Leistungserhöhung durch den Windpark kann beispielsweise über eine Reservevorhaltung im Normalbetrieb erzielt werden, die im Bedarfsfall automatisch abgerufen wird. Von Vorteil in diesem Zusammenhang ist, dass die Umrichter aufgrund der schnellen Regelgeschwindigkeit in der Lage sind, auch bei sehr kleinen Frequenzabweichungen bereits Primärregelleistung einzuspeisen.

## Untersuchung der zukünftigen Frequenzhaltung an einem Inselnetz

### Investigation of future frequency stability based on an island network

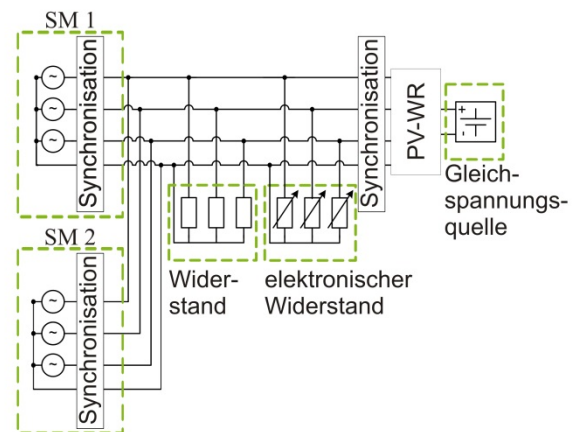
Dominik Hilbrich, Theresa Noll

*Im heutigen Energieversorgungssystem wird die Momentanreserve durch Großkraftwerke mit rotierenden, direkt gekoppelten Generatoren bereitgestellt. Durch die in der rotierenden Masse gespeicherte Energie kann ein Leistungsungleichgewicht nach einem Lastereignis ausgeglichen werden. Die regenerative, umrichterbasierte Erzeugung trägt ohne spezielle Regelung und Speicher nicht zur Momentanreserve bei. Daher kann ein weiterer Ausbau der regenerativen Erzeugung zu einer Verringerung der rotierenden Massen führen und somit die Frequenzhaltung gefährden. In einem Inselnetz wird gezeigt, wie sich die abnehmende rotierende Masse auf das Netz auswirkt und wie eine Lastregelung zur Verbesserung der Frequenzhaltung beitragen kann.*

*In today's power system, the instantaneous reserve is provided by large power stations with rotating, direct coupled generators. A power unbalance after a load event can be compensated with the energy stored in the rotating mass. Regenerative, inverter based power generation cannot contribute to instantaneous reserve without special control and energy storage. Therefore, a further expansion of renewable electricity generation leads to a reduction of the rotating mass and thus jeopardizes the frequency stability. In an island grid it is shown how the decreasing rotating mass affects the network and how a load control can improve the frequency stability.*

#### Aufbau des Inselnetzes

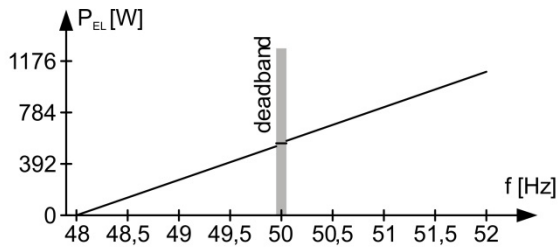
Die Grundlage des Inselnetzes bildet das Labornetzmodell am Institut ie3. Dieses Netzmodell beinhaltet zwei Synchronmaschinen (SM) als Generatoren, die jeweils von einer Gleichstrommaschine angetrieben werden. Zur Nutzung dieser Generatoren im Inselnetzbetrieb ist es notwendig, die Gleichstrommaschinen primär- und sekundär-geregelt zu betreiben, um eine Drehzahlregelung zu ermöglichen. Um bei variierender Belastung eine konstante Ausgangsspannung an den Klemmen der Synchronmaschine zu erreichen, muss eine Spannungsregelung integriert werden. Für die Betrachtungen wird ein Punktnetz unter Berücksichtigung von Synchronisierungseinrichtungen verwendet. Alle Komponenten werden an eine Sammelschiene angeschlossen. Die weiteren Komponenten werden in das von den Generatoren erzeugte Inselnetz eingebunden. Ein ohmscher Widerstand bildet die Grundlast, während eine elektronische Last dafür verwendet wird, das Inselnetz mit Lastsprüngen zu belasten und somit realistische Frequenzverläufe zu generieren. Zusätzlich zu den Generatoren kann ein 3-phasiger Wechselrichter in das Netz eingebunden werden. Durch das Zu- und Abschalten der Synchronmaschinen ist es möglich, die rotierende Masse und somit die Momentanreserve im Inselnetz zu ändern. Die obere Abbildung zeigt den schematischen Aufbau des Inselnetzes.



Schematischer Aufbau des Inselnetzes

Neben den Lastsprüngen wird die elektronische Last zusätzlich dazu verwendet, eine Lastregelung zu implementieren. Für diese Regelung wird der spannungsabhängige Steuereingang der elektronischen Last verwendet, mit dessen Hilfe der Widerstandswert der Last elektronisch gesteuert werden kann. Mit einer auf einem Mikrocontroller umgesetzten Frequenzmessung und einem Digital-Analog-Wandler wird die Last frequenzabhängig geregelt. Dabei gilt, dass der Widerstandswert mit zunehmender Steuerspannung ab- und somit die Leistung des Verbrauchers zunimmt. Die verwendete Kennlinie für die Regelung der Last ist in der Abbildung unten zu sehen. Dabei entspricht die Steigung der Kennlinie der eingestellten Statik der Lastregelung.

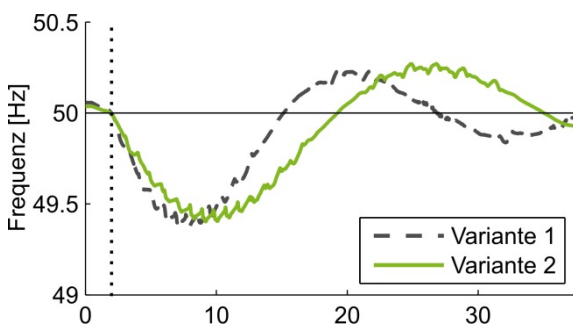


Kennlinie  $P(f)$  der Lastregelung

Unabhängig von der Grundlast bietet diese Regelung im Bereich zwischen 48 Hz und 52 Hz eine frequenzabhängige Lastanpassung von 0 W bis 1176 W. Durch diese Lastanpassung ist es möglich, die Frequenzhaltung auch bei geringerer rotierender Masse zu gewährleisten. Diese ist gegeben durch den im UCTE Operation Handbook definierten Grenzwert für die maximale dynamische Frequenzabweichung.

### Messergebnisse

Das Inselnetz wird für die Untersuchung des Frequenzverlaufs nach einem Lastsprung verwendet. Dabei wird in Variante 1 nur ein Generator verwendet, um die Last zu decken. In Variante 2 wird ein weiterer Generator für die Lastdeckung hinzugeschaltet. In beiden Varianten wird das System mit einem identischen Lastsprung belastet. Der Lastsprung erfolgt nach 2 Sekunden Messzeit und führt in dem Inselnetz zu einem Frequenzeinbruch. Die Primär- und Sekundärregelung der Gleichstrommaschinen bewirkt eine Ausregelung der Frequenz auf den Sollwert von 50 Hz. Den Frequenzverlauf in diesen beiden Varianten zeigt die Abbildung unten.

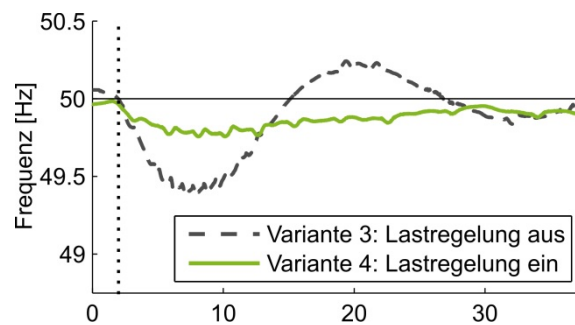


Frequenzverläufe der Variante 1 und 2

In Variante 1 mit nur einem Generator fällt der Frequenzabfall tiefer aus. Durch die zusätzliche Schwungmasse in Variante 2 kann eine kleinere maximale Frequenzabweichung erzielt werden. Der Vergleich mit theoretisch ermittelten Werten für die maximale Frequenzabweichung zeigt Abweichungen im Bereich von 60 mHz. Dennoch

kann das grundsätzliche Verhalten mit dem Inselnetz nachgebildet werden. Die Einbindung des Wechselrichters hat gezeigt, dass sich der Frequenzverlauf aufgrund der trägheitslosen Erzeugung nicht wesentlich ändert.

Durch den Anstieg der regenerativen, vorwiegend umrichterbasierten Energieerzeugung und der damit verbundenen Substitution von rotierender Masse im deutschen Stromversorgungsnetz kann die Frequenzhaltung gefährdet werden. In einem weiteren Versuch wird daher eine Lastregelung eingebunden, mit der die Frequenzhaltung verbessert werden soll. Dafür reduziert die Lastregelung bei einem Frequenzeinbruch die Last, um das vorhandene Leistungsdefizit auszugleichen. Zum Vergleich werden zwei Versuche durchgeführt, in Variante 3 zunächst ohne Lastregelung und in Variante 4 mit Lastregelung. Die resultierenden Frequenzverläufe zeigt die nachfolgende Abbildung.



Frequenzverläufe der Variante 3 und 4

Nach 2 Sekunden erfolgt der Lastsprung und die Frequenz bricht ein. In der Zeitspanne, die die Regelung für die Frequenzmessung und Lastanpassung benötigt, unterscheiden sich die Verläufe kaum. Nach Ablauf dieser Zeitspanne, nach ca. 1 Sekunde, knickt der Frequenzverlauf durch die Lastanpassung ab. Die Sekundärregelung der Generatoren führt die Frequenz anschließend auf den Sollwert zurück. Ein Überschwingen der Frequenz kann nicht beobachtet werden. Durch den Einsatz der Lastregelung kann die maximale dynamische Frequenzabweichung von 620 mHz auf 240 mHz verringert werden. Das entspricht einer Verbesserung um den Faktor 2,6. Dadurch kann eine Verletzung der zulässigen Grenzwerte für die maximale dynamische Frequenzabweichung bei steigender umrichterbasierter Stromerzeugung vermieden werden.

## INSPIRE: Integrierte Simulation von Energie- und IKT-Systemen für die Analyse von Mess-, Schutz- und Regelungsapplikationen

INSPIRE: integrated simulation of power and ICT systems to analyze real time applications

Markus Küch, Sven Christian Müller

Für einen zuverlässigen und dynamischen Netzbetrieb bei hohem Anteil volatiler Einspeiser ist der Aufbau intelligenter elektrischer Netze (Smart Grids) notwendig. Dabei ist das Kommunikationsnetz zur Unterstützung der Betriebsführung und zur Implementierung intelligenter und echtzeitfähiger Regelungs-, Schutz- und Monitoringkonzepte ein entscheidender Treiber. Zur Analyse von Smart-Grid-Applikationen unter gleichzeitiger Berücksichtigung der Informations-, Kommunikations- und der energietechnischen Systeme wird der Co-Simulator INSPIRE (Integrated Co-Simulation of Power and ICT Systems for Real-Time Evaluation) entwickelt.

The development of smart grids is a key factor for a reliable and dynamic system operation in case of a high penetration of volatile generation. Communication networks support network operation and are an important driver to implement smart real-time applications for monitoring, protection and control. The co-simulation INSPIRE is developed for analyzing smart grid applications considering both the power and the ICT system.

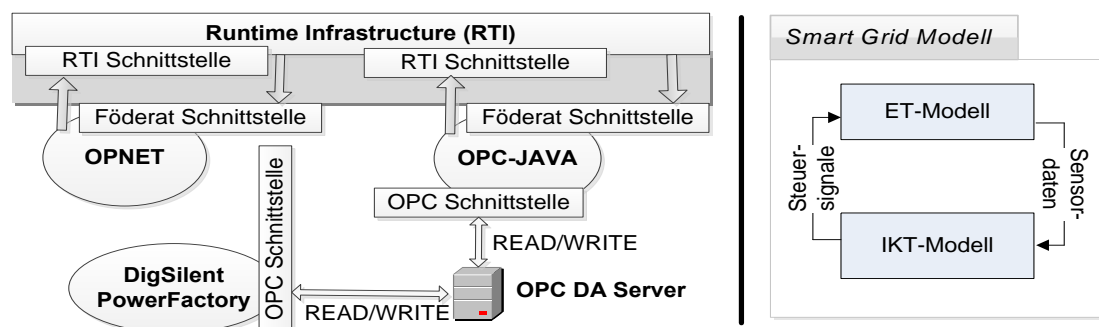
Dieses Forschungsvorhaben wird im Rahmen der Forschergruppe 1511 „Schutz- und Leitsysteme zur zuverlässigen und sicheren elektrischen Energieübertragung“ durch die DFG gefördert.

Der Co-Simulator INSPIRE besteht aus mehreren Simulatoren der Anwendungsdomänen Energietechnik (DigSilent PowerFactory) sowie Informations- und Kommunikationstechnik (OPNET Modelle). In der Abbildung unten links ist der schematische Aufbau des Co-Simulators abgebildet. OPNET ist direkt und PowerFactory ist indirekt über OPC-JAVA mit einer Runtime Infrastructure (RTI) verbunden. OPNET und OPC-JAVA werden Förderaten genannt, die gemeinsam eine Föderation nach dem High Level Architecture Standard IEEE 1516 Evolved bilden. INSPIRE bietet die Möglichkeit der Anbindung von Monitoring-, Regelungs- und Schutzkonzepten in JAVA, C++, GNU R und Matlab.

INSPIRE. Das Simulationsmodell der Co-Simulation setzt sich aus den Teilmodellen für das Kommunikations- und Informationssystem (IKT-Modell) sowie das Energiesystem (ET-Modell) zusammen. Gemeinsam bilden diese Teilmodelle das *Smart Grid Modell*. Vor dem Start einer Co-Simulation wird das IKT-Modell in OPNET Modelle sowie OPC-JAVA instanziiert. Das ET-Modell ist in DigSilent PowerFactory modelliert. Die Abbildung unten rechts gibt den schematischen Aufbau des *Smart Grid Modells* wieder. Das IKT-Modell bekommt als Eingangsdaten ausgewählte Zustandsdaten des ET-Modells übergeben. Das ET-Modell bekommt als Eingangsdaten Steuersignale zur Ansteuerung der Aktoren vom IKT-Modell übergeben. Zwischen den Modellen besteht ein geschlossener Regelkreis. Die Ausführung der Co-Simulation erfolgt auf der Basis eines konservativen Synchronisationsansatzes zwischen den Förderaten.

### Modellierung und Simulation

Die RTI bietet Dienste zur Daten- und Zeitsynchronisation als Dienstbus an. Sie speichert keine Informationen über das Simulationsmodell von



INSPIRE Komponenten und Modelle

## Echtzeitfähige und adaptive Leistungsflussregelung für elektrische Übertragungsnetze durch ein Multiagentensystem für HGÜ, Redispatch und AC-Leistungsflussregler

Real-time adaptive power flow control for electrical transmission systems by a multi-agent system for HVDC, redispatch and AC power flow controller

Sven Christian Müller, Ulf Häger

Die steigende Volatilität der Einspeisung auf Grund des vermehrten Einsatzes von Windenergie- und Photovoltaikanlagen führt zu zunehmend schwankenden und schwerer prognostizierbaren Leistungsflüssen im Übertragungsnetz. Mit Hilfe von AC-Leistungsflussreglern (LFR), Rekonfiguration von Einspeisung und Last (Redispatch) sowie zukünftig Hochspannungsgleichstromübertragungssystemen (HGÜ) können die Leistungsflüsse im Betrieb gesteuert werden. Durch Einsatz eines Multiagentensystems (MAS) können diese Eingriffe automatisiert und echtzeitfähig koordiniert werden.

Increasing volatility of active power feed-in due to feed-in by wind and solar power leads to increasingly fluctuating and less predictable patterns of power flows in the electrical transmission grid. AC power flow controllers, reconfiguration of generation and load as well as HVDC systems in the future enable some controllability of the power flows during system operation. Using a multi-agent-system (MAS) these controlling actions can be coordinated in real-time and can be executed automatically.

Dieses Forschungsvorhaben wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) im Rahmen der Forschergruppe FOR1511 und des Projektes DFG RE 2930/11-1 gefördert.

### Problemstellung

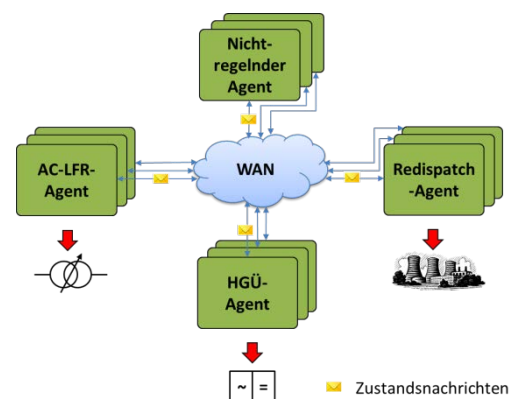
Die zunehmende Dynamik der Leistungsflüsse und der Systembetrieb nahe der physikalischen Grenzen erfordert die Erforschung schneller Reaktionsmechanismen auf unvorhergesehene Betriebssituationen (z.B. N-2-Situationen oder von Vorhersage abweichende Einspeisung). Hauptaugenmerk des Vorhabens ist die Beantwortung der Frage: *Wie kann bei unvollständiger System-sicht und bei beliebiger Netz-situation (N-1, N-2, ..., N-k) eine robuste und echtzeitfähige Entlastung von überlasteten Betriebsmitteln erfolgen?*

### Weiterentwicklung bestehender Ansätze

Bereits in den vergangenen Jahren wurde ein JAVA-basiertes MAS für die echtzeitfähige Koordination von AC-LFR (z.B. Phasenschiebertransformatoren und FACTS-Geräte) erforscht. Die Grundidee ist die Installation von autonomen Softwarekomponenten (sog. „Agenten“), die mit den benachbarten Agenten kommunizieren und aktuelle Statusinformationen austauschen. Basierend auf einer verteilten Topologie- und Sensitivitätsanalyse initiieren die Agenten in Überlastsituationen schnelle Gegenmaßnahmen. Durch den fortlaufenden Zustandsaustausch agieren die Agenten „adaptiv“, passen sich also an die aktuelle Netz-situation an.

Zahlreiche Auswertungen zeigen die erfolgreiche Entschärfung von Überlastungen, eine robuste Regelung und resultierende Eingriffe nahe denen

einer zeit- und rechenintensiven zentralen Optimierung. Um eine echtzeitfähige Leistungsflussregelung auch in Netzgebieten ohne Phasenschiebertransformatoren und zudem in integrierter Koordination mit den zukünftig geplanten HGÜ-Verbindungen zu ermöglichen, wird das MAS um neue Agententypen für HGÜ und Redispatch erweitert (s. Abbildung unten). Eine Koordination von AC-LFR und HGÜ wurde bereits erfolgreich realisiert, die Integration von Redispatch wird derzeit erforscht. Hierbei werden auch die regulatorisch und marktbezogene Aspekte in den Entscheidungsprozess der Agenten miteinbezogen. Um die Leistungsfähigkeit auch unter realitätsnahen Bedingungen in Bezug auf die Kommunikation zu untersuchen, wird das MAS im IN-SPIRE-Co-Simulator des ie<sup>3</sup> evaluiert.



Überblick über das Multiagentensystem



## Systemschutzkonzept zur Vermeidung von kaskadierenden Leitungsüberlastungen

### System protection scheme for the prevention of line overload cascades

Andreas Kubis

*Diese Arbeit beschreibt ein proaktives Systemschutzkonzept zur Vermeidung von kaskadierenden Leitungsausfällen hervorgerufen durch thermische Überlastung. Das mehrstufige Konzept klassifiziert zunächst den thermischen Zustand aller relevanten Leitungen, identifiziert frühzeitig Leitungen, die zu einer Überlastung neigen, und schlägt basierend auf ausgewählten Berechnungsparametern eine effektive, zuverlässige und selektive Gegenmaßnahme vor, bzw. führt diese auch selbsttätig aus.*

*This work introduces a proactive system protection scheme (SPS) to enable the fast, secure and dependable relief of line overloading in order to prevent cascading line tripping. The scheme is based on an advanced real-time line temperature and power flow monitoring and current rating system combined with advanced control techniques to determine situation adequate solutions.*

*Dieses Teilprojekt der DFG-FOR1511 wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft gefördert.*

Der stetige Zubau volatiler Erzeugungsanlagen impliziert einige Herausforderungen an die konventionelle Schutztechnik sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz. Unter anderem ist zu erwarten, dass Leistungsflüsse vermehrt von Prognoseabweichungen beeinflusst werden und es dadurch zu häufigeren Leitungsüberlastungen kommen kann. Darüber hinaus wird die Parametrierung der heutigen Objektschutzkonzepte durch vermehrte Zwischeneinspeisungen und Lastflussumkehrungen verkompliziert. Ein Ansatz dem zu begegnen sind regionale Änderungen der Schutzparametrierung Abhängigkeit der zu erwartenden Wetterlage.

Um bestmögliche Ergebnisse zu erzielen, ist es vorteilhaft die für die jeweilige Wetterlage entsprechenden Leiternennströme, welche mit Methoden des (Dynamic) Thermal Line Rating bestimmt werden können, zu verwenden. In Kombination mit einer Leitertemperaturüberwachung im Sinne des (Real-Time) Line Monitoring ist es möglich, im laufenden Betrieb einen Vergleich zwischen aktueller und der maximalen Leitertemperatur unter Berücksichtigung des elektrischen Stromes durchzuführen. Kommt es zu einer unplanmäßigen Steigerung des Leistungsflusses bzw. zu einer Überlastung kann in Verbindung mit einem physikalischen thermischen Leitungsmodell und aktuellen Wetterdaten berechnet werden, wann die Leitung eine kritische Temperatur bzw. einen kritischen Seildurchhang erreicht und wie viel Strom reduziert werden müsste, um die thermische Überlastsituation zu entspannen. In Abhängigkeit der verbleibenden Zeit bis zu einer notwendigen Abschaltung können die bestmöglichen

Gegenmaßnahmen mit einer Optimierungsfunktion bestimmt werden. Mögliche Optionen können Redispatch- und Schaltmaßnahmen, Notfalllastabwürfe und Änderungen im Blindleistungshaushalt sein. In die Berechnung der situationsadäquaten Entscheidungen gehen neben der verbleibenden Zeit bis zur Abschaltung auch die Ausführungszeit der jeweiligen Gegenmaßnahmen, die Kosten der Maßnahmen und die zu erwartende Effektivität ein. Die zu erwartende Effektivität, also die Reduzierung des Leistungsflusses über der betroffenen Leitung in Abhängigkeit des quantifizierbaren Aufwandes, z.B. eines Lastabwurfs, wird unter Anwendung von AC Sensitivitätsberechnungen in Echtzeit durchgeführt. Die Kosten der Maßnahme entsprechen den Schäden, welche aufgrund fehlender elektrischer Leistung, z.B. Produktionsausfällen, entstehen. Die Berechnung der Ausführungszeit der betreffenden Gegenmaßnahmen erfordert genaue Kenntnis über die vorhandenen Kommunikationsstrukturen und der angesteuerten Komponenten. Mit dem in der DFG FOR1511 entwickelten Hybridsimulator INSPIRE, welcher sowohl das Energiesystem, als auch das Kommunikationssystem, gemeinsam simulieren kann, können die Ausführungszeiten etwaiger Gegenmaßnahmen berechnet und der Optimierungsfunktion zur Verfügung gestellt werden.

Die ausgewählten Maßnahmen können der Systemführung vorgeschlagen und/oder im Notfall auch selbsttätig ausgeführt werden. Das Konzept eignet sich somit, um als Assistenzsystem gefahrlos in der Leitwarte eingesetzt und erprobt werden zu können.

## Hardware-in-the-Loop Simulator für intelligente Netze

### Hardware-in-the-loop simulator for smart grids

Anton Shapovalov, Christopher Spieker, Ulf Häger, Peter Noglik (ABB)

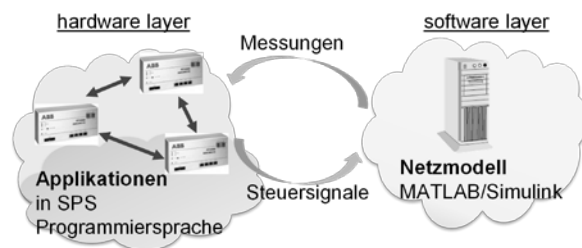
Die Konzipierung und der detaillierte Entwurf neuartiger Betriebskonzepte für Energieversorgungsnetze bedürfen oftmals genauerer Einsicht in die Informations- und Kommunikationstechnik. In der Verteilnetzautomatisierung laufen diverse Applikationen auf sogenannten Remote Terminal Units – speziellen Feldrechnern, die fernwirktechnisch untereinander und an ein Leitsystem angebunden sind. Um das Betriebsverhalten solcher Geräte und ihrer Applikationen zu untersuchen, wurde am ie<sup>3</sup> ein Hardware-in-the-Loop Simulator entwickelt.

*Conception and detailed prototyping of innovative power system operation schemes often need a precise insight into information and communication technology. In the area of distribution network automation, software applications run on remote terminal units. These specified field computers are interconnected and also telecontrolled by a supervisory system. The paper presents a concept for testing such devices and their applications – a hybrid hardware-software simulator developed at ie<sup>3</sup>.*

*Dieses Forschungsvorhaben wurde durch das 7. Forschungsrahmenprogramm der EU gefördert.*

Bei dem europäischen Smart-Grid-Projekt Grid4EU handelt es sich um ein Demonstrationsprojekt, das in enger Kooperation mit RWE, Westnetz, ABB und dem ie<sup>3</sup> durchgeführt wird. Im Rahmen dieses Projektes wird gemeinschaftlich ein Konzept für ein autonomes Multiagentensystem entwickelt, das in einem realen Verteilnetz der Westnetz GmbH eingesetzt und getestet werden soll. Bevor dies Mitte 2014 passieren wird, muss das System im Labor geprüft werden. Zu diesem Zweck entstand im Projektjahr 2013 ein hybrider Hardware-in-the-Loop-Simulator. Der Aufbau der Simulationsumgebung besteht aus dem Hardwareteil – den Automatisierungsgeräten von ABB, welche untereinander via Ethernet über das in der Energietechnik verbreitete IEC60870-5-104 Protokoll Messwerte und Schaltbefehle austauschen können. Diesen Teil ergänzt das auf einem PC in MATLAB/Simulink laufende Software-Netzmodell. Dieses emuliert Messsignale eines Mittelspannungsnetzes und reagiert auf Schaltbefehle mit entsprechenden Leistungsflussänderungen. Beide Simulationsbereiche sind durch eine Softwareschnittstelle verknüpft, die auf dem gängigen Automatisierungstechnikstandard **OLE for Process Control (OPC)** basiert. Auf den Automatisierungsgeräten werden Applikationen in der Programmiersprache SPS geschrieben. Zum einen ist eine Auswertung und Interpretation der Messsignale notwendig, zum anderen muss auf der Grundlage dieser Analyse eine Entscheidung getroffen werden, ob Kontrolleingriffe vorgenommen werden sollen. Im Rahmen des Projektes Grid4EU sind solche Kontrolleingriffe Netztopologieumschaltungen, mit denen Spannungen und

Ströme im Mittelspannungsnetz beeinflussbar sind.



#### Aufbau der Simulationsumgebung

Zum Abschätzen des sich neu einstellenden Netzzustands nach der Umschaltung ist ein Lastflussrechnungsverfahren implementiert worden. Mit diesem Verfahren lassen sich Spannungen und Ströme an den gemessenen Ortsnetzstationen ermitteln. Da jedoch nicht überall solche Messungen vorliegen, bedient sich das Programm eines reduzierten Netzmodells, welches das Netzverhalten an den Messstellen mathematisch äquivalent repräsentiert. Im Rahmen weiterer Untersuchungen werden Applikationen entwickelt, die das Systemverhalten nach dem Eintritt eines Fehlers behandeln. Nachdem Teile des Netzes durch Schutz abgeschaltet werden, muss der Fehlerort autonom ermittelt, der fehlerbehaftete Abschnitt abgeschaltet und anschließend eine Netzwiederversorgung eingeleitet werden. Die vorgestellte Plattform ermöglicht quasi-Echtzeitsimulationen, bei denen die Automatisierungssoftware unter Laborbedingungen ausführlich getestet werden kann.

## Bewertung des Netzverstärkungsbedarfs in Verteilnetzen

### Assessing the grid extension necessity in distribution grids

Björn Gwisdorf, Jan Kays, Marco Greve, André Seack, Theresa Noll, Johannes Schwippe, Jan Teuwsen, Volker Liebenau, Markus Küch, Amr El-Hadidy

*Der starke Zubau von dezentralen Energieerzeugungsanlagen hat die Verteilnetze an ihre betrieblichen Grenzen gebracht. Hohe politische Ziele zum Zubau weiterer Anlagen führen dazu, dass in den kommenden Jahren viele Verteilnetze verstärkt und ausgebaut werden müssen. Im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie wurde am ie<sup>3</sup> eine Analysemethodik entwickelt, die es ermöglicht, den Ausbaubedarf eines Gebietes auf Basis einer Auswahl von Netzen zu bestimmen.*

*The increased amount of decentralized generation units has brought the distribution grids to their operational limits. Ambitious political targets for continuing the setup of decentralized generation units in the next years require reinforcement and extension of the distribution grids. Within the framework of the dena distribution grid study, the ie<sup>3</sup> has developed a method for assessing the grid extension necessity for special territories by considering only a selection of grids.*

### Hintergrund und Motivation

Der Netzanschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) kann in Verteilnetzen eine Umkehr des Leistungsflusses verursachen, sodass neben dem Starklastfall auch der Rückspeisefall dimensionierungsrelevant wird. Daher sind in vielen Bestandsnetzen durch den Zubau dezentraler Erzeuger Netzverstärkungsmaßnahmen unvermeidbar.

Die Wirkung einzelner dezentraler Erzeuger auf den Betriebszustand eines Verteilnetzes kann für einzelne konkrete Netzsituationen mit den etablierten Methoden der Netzplanung bewertet werden. Auf Grund der Komplexität und der Größe der Verteilnetze sind diese Bewertungsverfahren allerdings auf konkrete Planungen begrenzt. Daher ist am Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft eine Methodik zur Bewertung des Netzverstärkungsbedarfs für größere Netzgebiete entwickelt worden.

### Methodik der Verteilnetzstudien

Durch die Anwendung dieser Methodik kann der Netzverstärkungsbedarf auf Grund des Zubaus dezentraler Erzeuger für beliebige Gebietsgrößen, wie z.B. Versorgungsgebiete von Verteilnetzbetreibern, Bundesländer oder alle Gemeinden Deutschlands, bestimmt werden.

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans der Bundesnetzagentur sowie Prognosen von Landes- und Bundesministerien formulieren zeitliche Ziele für den Zubau von Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen ((1) in der Abbildung).

Bundesweite Zubau-Szenarien werden zunächst auf Landesebene heruntergebrochen und anschließend über geeignete Verteilschlüssel wie

die landwirtschaftliche Fläche, die vorhandenen Gebäude- und Freiflächen sowie die Einwohnerdichte bis auf Gemeindeebene regionalisiert (2). Damit können für alle Gemeinden des zu bewertenden Gebiets Szenarien für den Zubau von Windkraft- und Photovoltaikanlagen bestimmt werden. Die gemeindescharfen Zubau-Szenarien werden auf die Verteilnetze übertragen und durch Anwendung von Leistungsflussrechnungen bewertet.

Auf Grund der Komplexität des deutschen Energieversorgungssystems können nicht für sämtliche Gemeinden Netzberechnungen durchgeführt werden. Daher werden mit Hilfe einer Clusteranalyse merkmalsähnliche Gemeinden in sogenannten Netzgebietsklassen zusammengefasst (3). Dabei werden von der Clusteranalyse die Lastcharakteristik einer Gemeinde und der Entwicklungspfad für den Zubau von DEA berücksichtigt.

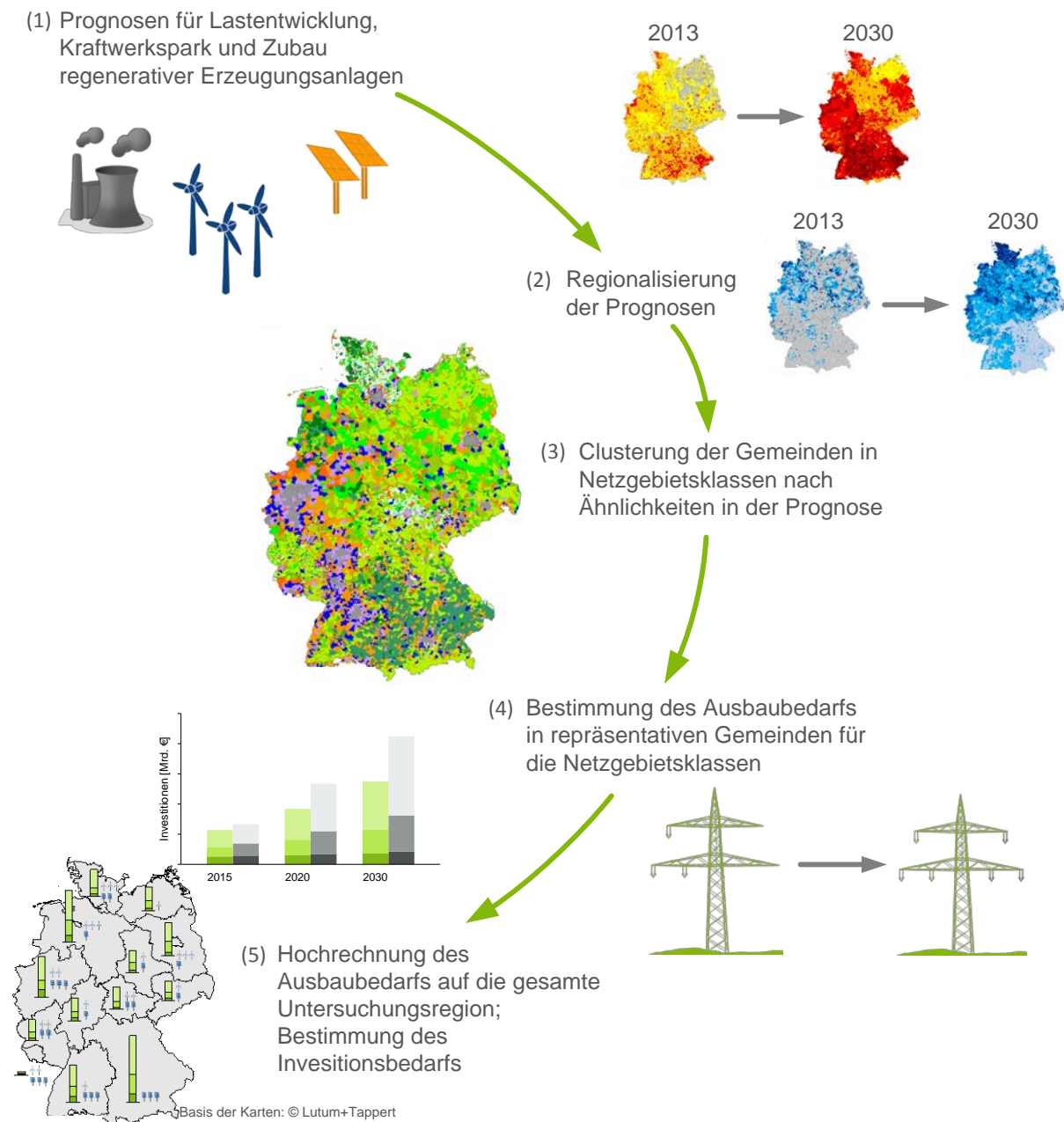
Für jede Netzgebietsklasse werden Netzdaten erhoben und bewertet. Der Zubau von DEA kann im Rückspeisefall eine Überschreitung der betrieblich zulässigen Belastung verursachen. Des Weiteren kann es auch zu einer starken Anhebung des Spannungsniveaus kommen, so dass das zur Verfügung stehende Spannungsband der EN 50160 oder die technischen Richtlinien zum Anschluss und Parallelbetrieb dezentraler Erzeuger nicht eingehalten werden können. Dies stellt einen Auslöser für Netzverstärkungsmaßnahmen dar. Die Netze werden daraufhin unter Berücksichtigung festgelegter Planungsgrundsätze so lange ausgebaut, bis wieder unkritische Betriebszustände erreicht werden (4).

Die in einem Netzgebiet zur Netzverstärkung erforderlichen Betriebsmittel werden der entsprechenden Netzgebietsklasse zugeordnet. Bei einer hinreichenden Anzahl von analysierten Netzgebieten kann somit Gemeinden einer Netzgebietsklasse ein durchschnittlicher flächenbezogener Netzverstärkungsbedarf zugeordnet werden.

Über die eindeutige Zuordnung aller Gemeinden zu einer Netzgebietsklasse kann der Netzverstärkungsbedarf der NS-, MS- und HS-Ebene in dem

betrachteten Gebiet für den in den Szenarien festgelegten Zubau von DEA bestimmt werden (5).

Innovative Netztechnologien, die Anpassung technischer Richtlinien, die Leistungssteuerung von DEA, eine vorausschauende Netzausbauplanung und der Einsatz von Speichertechnologien können den erforderlichen Netzverstärkungsbedarf reduzieren, da die dargestellten Netzverstärkungsbedarfe ausschließlich für konventionelle Netzverstärkungsmaßnahmen bestimmt sind.



## Agentenbasierte Simulation von Belastungszeitreihen in Verteilnetzen

### Agent based simulation of load time series for distribution networks

André Seack, Jan Kays

*Für die mittel- oder langfristige Planung von Verteilnetzen werden bislang ausschließlich Extremszenarien angenommen. Die Auftrittswahrscheinlichkeit dieser Szenarien wurde jedoch nicht berücksichtigt. Das am ie<sup>3</sup> entwickelte agentenbasierte Simulationssystem für Verteilnetze ist in der Lage, komplexe Interaktionen der Verteilnetzteilnehmer wie Abregelungsmechanismen der Last und Einspeiser (SSM und DSM) in einer Zeitreihensimulation zu berücksichtigen und damit eine erweiterte Planungsgrundlage für den Verteilnetzbetreiber zur Verfügung zu stellen.*

*Until now, only extreme scenarios were considered in the conventional medium-or long-term distribution grid planning. The probability of these scenarios is typically not regarded. An agent-based simulation system for distribution grids, which is developed at the ie<sup>3</sup>, takes into account the complex interactions of distribution grid customers (DSM or SSM). Generating realistic time-series, a new and advanced basis for the planning process is provided.*

*Dieses Ziel2.NRW-Forschungsvorhaben wird durch die Europäische Union und das Land NRW gefördert.*

Die weltweit gesteigerte Integration von regenerativen dezentralen Energieumwandlungsanlagen (DEA) in elektrischen Verteilnetzen erfordert deren Berücksichtigung im Netzplanungsprozess. Durch diese hohe Durchdringung mit regenerativen Einspeisern wird die konventionelle Richtung des Leistungsflusses in Schwachlastzeiten invertiert. Diese Tatsache zieht neue Planungsszenarien im Verteilnetzplanungsprozess nach sich. Speziell in Europa ist der Ausbau regenerativer DEA als politisches Ziel definiert und wird durch gesetzliche Rahmenbedingungen gefördert. Zusätzlich zu dieser Entwicklung fordert der Gesetzgeber effizientere Netzstrukturen mit einer höheren durchschnittlichen Auslastung zu schaffen und Übertragungs- oder Betriebsreserven in elektrischen Energieversorgungsnetzen abzubauen. Daher ist es für die Verteilnetzbetreiber zwingend erforderlich, detaillierte Kenntnis über die Einspeisestrukturen in ihren Netzbereichen sowie deren zeitliches Verhalten vorherzusagen, um die Versorgungsaufgabe des Netzes im Planungsprozess definieren zu können.

Der heutige Netzplanungsprozess basiert auf ausgewählten Szenarien mit hoher Last oder hoher regenerativer Einspeisung zur Abschätzung des notwendigen Netzausbaubedarfs. Dabei werden jedoch keine Abhängigkeiten der Netzteilnehmer untereinander oder zukünftig mögliche, reaktive Abregelungsmechanismen in Abhängigkeit der Belastungssituation oder Marktbasierter Handel berücksichtigt. Als Lösungsansatz wurde am ie<sup>3</sup> ein agentenbasiertes Simulationssystem ent-

wickelt, das es ermöglicht, eine modulare und genaue Modellierung der Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung komplexer Interaktionen der Netzteilnehmer vorzunehmen.

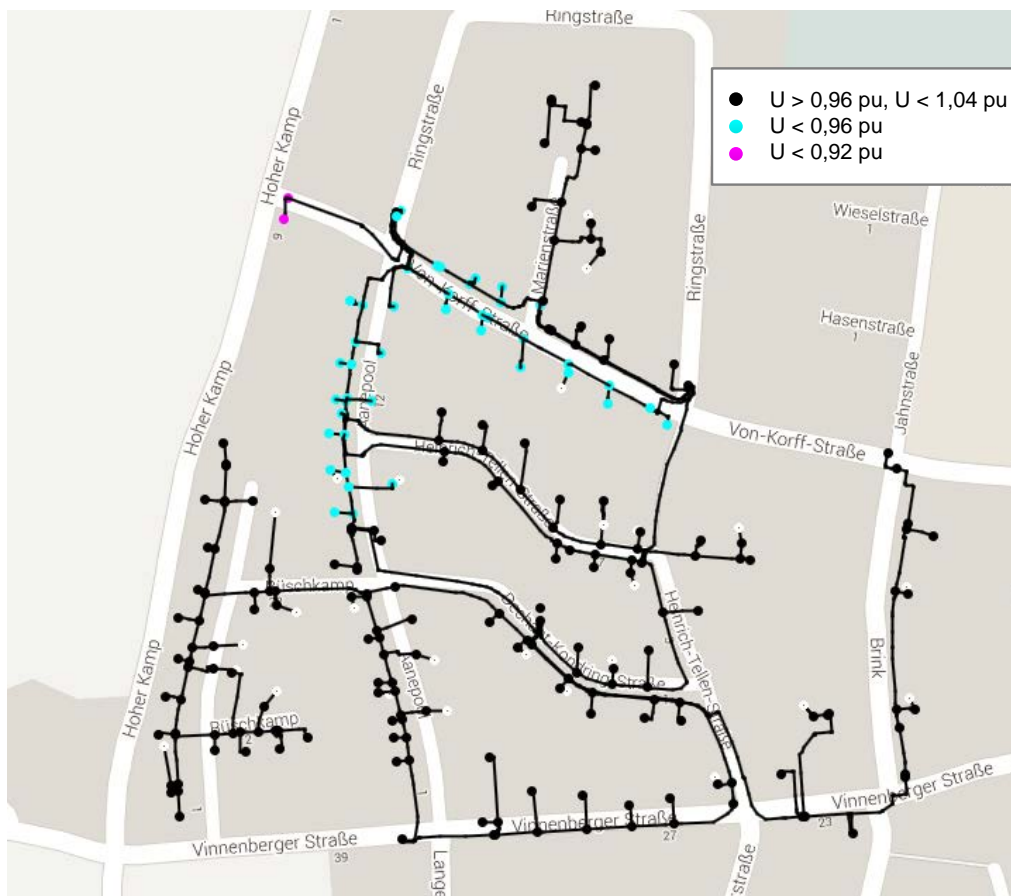
Im System werden die relevanten Eingangsgrößen und Anlagenparameter für den untersuchten Netzbereich aus dem Netzbetreiber vorliegenden Daten ermittelt oder statistisch aufgearbeitet. Basierend auf diesen Parametern werden Agenten für DEA erzeugt, welche realitätsnah Einspeiseleistungen berechnen und anderen Agenten bereitstellen. Eingangsgrößen mit geringem Einfluss auf das Anlagenverhalten werden mit Standardparametersätzen abgebildet. Netzlasten werden im System über stochastische Verteilungsfunktionen modelliert die auf der Analyse von anonymisierten Verbraucherlastgängen basieren. Weiterhin können innovative Netzteilnehmer wie Energiespeicher mit variierenden Ladestrategien in das System integriert werden. Durch die Struktur des Agentensystems ist es auch möglich die Aushandlung von optimalen Ladezeitpunkten aus Sicht des Anlagenbetreibers oder aus Netzsicht zu implementieren. Ladezeitpunktoptimierung von Elektrofahrzeugen und eine beliebige Kombination der Strategien ist anlagenspezifisch modellierbar. Notwendige meteorologische Daten werden in der Simulation über Wetteragenten zur Verfügung gestellt, die den untersuchten Netzbereich abdecken. Die Einzelagenten bestimmen über Triangulation aus der geographischen Anlagenposition die nächstgelegenen Wetteragenten, deren Prognose über die Distanz gewichtet wird.

Die einzelnen Agenten können zusätzlich weitere Funktionen, wie beispielsweise Netzdienstleistungen abbilden. So ist es möglich, eine zentrale/dezentrale Optimierung der Anlagenblindleistungseinspeisung ebenso zu berücksichtigen wie ein aktives Engpassmanagement durch Kleinanlagen über Netzsicherheits- oder Marktanreize. Die Abbildung netztechnischer Rahmenbedingungen ist in Abhängigkeit des Anwendungsfalls ein wesentlicher Punkt bei diesen innovativen Regelungsalgorithmen. Durch die komplexe Leistungsflussrechnung wird der Belastungszustand der Netzbetriebsmittel ausgewertet und den regelnden Systemelementen zur Verfügung gestellt. So können die Auswirkungen von verschiedenen Regelungskonzepten für einzelne Netzteilnehmer bewertet sowie interferierende Konzepte erkannt werden.

Zur Validierung und Bewertung von Mechanismen ist es zusätzlich hilfreich, eine grafische Repräsentation für jedes Netzelement zu erhalten um mögliche Überschreitungen der Betriebsgrenzen lokalisieren zu können.

Die Netzbelastung in einem ausgewählten Zeitpunkt ist in der Grafik dargestellt. Durch die farbliche Kennzeichnung können Spannungsbandverletzungen (Spannungen außerhalb der Betriebsgrenzen Blau und Magenta) oder Betriebsmittelüberlastungen kenntlich gemacht werden.

Das Agentensystem kann den Einfluss einer Vielzahl von erneuerbaren Energieumwandlungsanlagen oder Speichern im Verteilnetz anschaulich darstellen und dabei mögliche Interaktionen mit anderen Netzteilnehmern berücksichtigen. Das Ergebnis der Simulation sind Zeitreihen der einzelnen Netzteilnehmer sowie der Betriebsmittelauslastung. In einer anschließenden Analyse werden auftretende Maximalbelastungen und die dazugehörige Auftrittswahrscheinlichkeit eines Szenarios bestimmt und der standardisierten Netzausbauplanung gegenübergestellt. Das Agentensystem eignet sich dadurch für eine detailliertere Verteilnetzplanung und ermöglicht somit vor dem Hintergrund der Anreizregulierung einen bedarfsgerechteren Netzausbau.



Exemplarischer Netzausschnitt mit Verletzung des tolerieren Spannungsbandes

## Generierung von exemplarischen Niederspannungsnetzen auf Basis öffentlicher Kartendaten

### Generating low voltage grids on the basis of public available map data

Jan Kays, André Seack

*Für die Analyse von Niederspannungsnetzen stehen häufig keine Daten zur Verfügung. Seitens der Verteilnetzbetreiber liegen die Netze häufig nur als Kartenmaterial vor und unterliegen Datenschutzrichtlinien. Zusätzlich existieren nur wenige Niederspannungsmodellnetze in der Literatur. Zur Validierung von neuen wissenschaftlichen Untersuchungen im Betrieb und der Planung der Netze werden daher Niederspannungsnetze basierend auf Kartenmaterial von Siedlungsstrukturen generiert. Unter Berücksichtigung von Konstruktionsgrundsätzen können diese Netze auch zur Zielnetzplanung eingesetzt werden.*

*The analysis of low voltage grids lacks quality and availability of data. In many cases, the distribution system operators only have maps of the grids and privacy guidelines have to be respected. Additionally only few low voltage model grids are available in literature. For validating new scientific findings in operation and planning of grids, low voltage grids are constructed based on geographical data of maps. If construction principles are taken into account, these grids can be used for target grid planning processes, too.*

Die Niederspannungsnetze haben in der Vergangenheit auf Grund der dominierenden Versorgungsaufgabe wenig Beachtung erhalten. Während es bei den Verteilnetzbetreibern digitale, rechenfähige Hoch- und Mittelspannungsnetze gibt, liegen die Niederspannungsnetzinformationen häufig nur als einfache Karten vor. Des Weiteren sind insbesondere die Niederspannungsnetze durch Änderungen in der Bebauungsstruktur oder die Ausweisung neuer Wohngebiete immer wieder angepasst worden. Diese historisch gewachsenen Netzstrukturen stehen damit möglicherweise im Widerspruch zu den bei den Verteilnetzbetreibern angesetzten Planungs- und Betriebsgrundsätzen. Im Rahmen einer Zielnetzplanung in der Niederspannung ist somit eine Möglichkeit, auf der Basis von Geodaten ein optimales Netz zu entwickeln, das den Planungsgrundsätzen genügt, eine nützliche Unterstützung.

In diesem Forschungsvorhaben werden öffentlich verfügbare Geodaten auf Basis der OpenStreetMap (OSM) genutzt, um für die vorhandene Siedlungs- und Bebauungsstruktur ein optimales Netz nach vorgegebenen Planungs- und Betriebsgrundsätzen zu erstellen. Der Ablauf der Netzgenerierung läuft wie in der Abbildung dargestellt ab. Je nach Ergebnis des Clusterverfahrens und der Planungsbedingungen variiert bei der Erzeugung die Netztopologie. Über eine Fitnessbewertung der einzelnen entstandenen Netze wird die beste Topologie verwendet. Diese kann im Anschluss auch zur Bewertung und zum

Vergleich mit den vorhandenen Niederspannungsnetzen herangezogen und als Zielnetz verwendet werden.





## 4.2 Mess- und Automatisierungssysteme

### Entwicklung einer interoperablen IKT-Architektur für flexible Stationsautomatisierung

#### Development of an interoperable ICT-architecture for flexible substation automation

Michael Kaliwoda, Björn Keune

*Um die Anpassung von Schutz- und Leittechniksystemen an die sich wandelnden Netzstrukturen effizienter zu gestalten, wird am Institut ie<sup>3</sup> das Potential einer zentralisierten Systemarchitektur auf Basis von Standardgeräten aus der Industrieautomatisierung untersucht. Im Rahmen dieses Projekts wird der Stationscontroller mit Schutz- und Leitfunktionen ausgestattet. Die Entwicklung berücksichtigt die Datenmodell-Struktur nach IEC 61850 und befindet sich aktuell in der Implementierungsphase.*

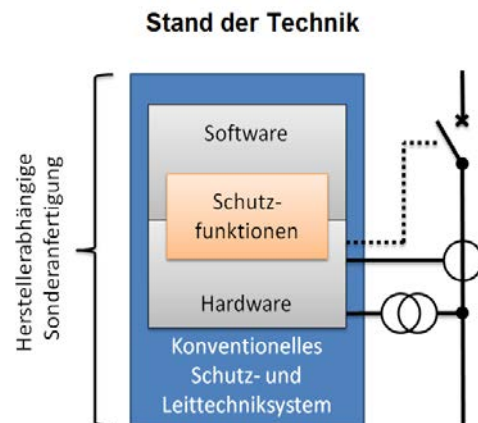
*In order to make the adaption of protection and control systems to changing power structures more efficient, the potential use of a centralized system architecture based on standard devices for industrial automation is examined at the institute ie<sup>3</sup>. In this project, protection and control functions are implemented on the station controller. The development takes the data model's structure according to IEC 61850 into account and is currently in the implementation phase.*

*Diese Entwicklung erfolgte im Rahmen des Projekts „i-Protect“ und wurde vom BMWi gefördert.*

Die Zunahme der dezentralen Einspeisung aus erneuerbaren Energien stellt die elektrischen Energienetze vor neue Herausforderungen. Insbesondere auf der Mittelspannungsebene der Verteilnetze müssen umfassende Netzschutz- und Automatisierungsfunktionen neu entworfen und implementiert werden. Derzeitige Geräte bieten hierfür nur wenig Flexibilität. Auch lassen sich Fehler dort nicht länger durch den Einsatz bisheriger Methoden selektiv erkennen. Denn fluktuierende Leistungsflüsse sowie die variierenden Kurzschlussleistungen nicht deterministisch einspeisender Erzeugungsanlagen stellen eine Herausforderung für ihre starren Konfigurationsmöglichkeiten dar. Die neuen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Mittelspannungsnetzen erfordern somit den Einsatz bewährter Schutzfunktionen aus der Hochspannungstechnik /-ebene.

Die gewöhnliche IKT-Struktur von Mittelspannungs-Stationen eignet sich jedoch nur bedingt für eine Integration weiterer Funktionen in ihre Infrastruktur oder erfordert einen großen Aufwand. Die oftmals festen Kommunikationsverbindungen zwischen verschiedenen Anlagenteilen und Komponenten sowie die Dezentralisierung der wesentlichen Stationsfunktionen ist die Ursache hierfür. Hinzu kommen herstellerabhängige und heterogene Hardwareplattformen. Zwar bietet die IEC 61850 als standardisiertes Protokoll für die Stationskommunikation eine Lösung der grundlegenden Kommunikations- und Konfigurationsproblematik, jedoch nicht für eine Erweiterung der bestehenden Schutz- und Steuerungsfunktionen. Denn diese sind in der klassischen Stations-Architektur innerhalb der Feldebene über feldspezifische Geräte verteilt. Dabei verwenden sie für eine

schnelle Signalverarbeitung dedizierte Hardware, deren Programmierung direkt erfolgt und entsprechende Software benötigt. Die funktionalen Eigenschaften sind somit unmittelbar an die Geräteplattform gebunden. Der Entwicklungsprozess eines neuen Feldgeräts ist aufwändig und langwierig, sodass ein schnelles funktionales Aufrüsten von Stationen nicht möglich ist.

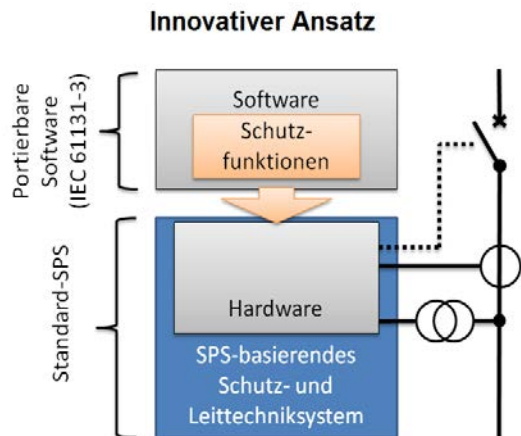


Schematischer Aufbau von konventionellen Schutz- und Leittechniksystemen

Für einen effizienten Übertragungsprozess sind Standardgeräte aus der Industrieautomatisierung als Hardware-Plattform eine geeignete Option. Um deren technisches und wirtschaftliches Potential für die Schutz- und Leittechnik nutzbar zu machen, wird basierend auf diesem Ansatz am Institut ie<sup>3</sup> eine neuartige IKT-Architektur als Prototyp aufgebaut. Diese basiert auf einer standardisierten Programmierung nach IEC 61131-3 und einer Kommunikation nach IEC 61850. Dabei sollen auch die Schutz- und Steuerungsfunktionen



entsprechend der steigenden Ansprüche im Verteilnetz realisiert werden.



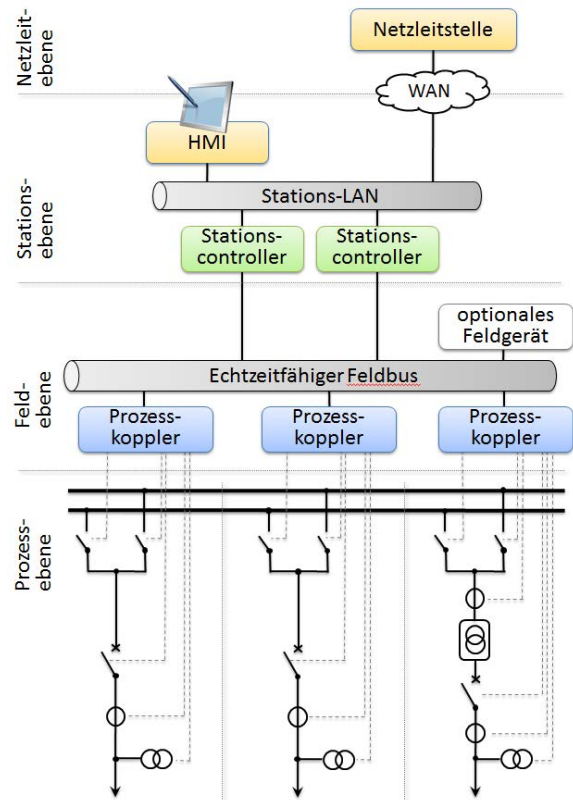
Innovativer Ansatz für Schutz- und Leittechniksysteme auf Basis von standardisiert programmierbarer Automatisierungshardware anstatt spezifischer Hardwareplattformen

Im Gegensatz zur klassischen Stationsarchitektur sieht der neuartige Ansatz einen zentralen Stations-Controller zur Bündelung der Schutz- und Steuerungsfunktionen vor, wie nachfolgend dargestellt. Dieser hat demzufolge eine Sicht auf das gesamte Stationsabbild, sodass auch feldübergreifende Funktionen ohne großen Aufwand zu implementieren sind. Gleichzeitig ermöglicht die Struktur eine vertikale Umverteilung der Funktionen, sodass ein dezentraler Reserveschutz in den Prozesskopplern implementiert werden kann, der bei einem Ausfall der Stationscontroller oder der Kommunikationsverbindung autonom funktioniert.

Die Projektierung und Konfiguration des Stationsautomatisierungssystems erfolgt mittels der „Substation Configuration Language (SCL)“ gemäß IEC 61850-6. Diese ermöglicht eine detaillierte Beschreibung des Stationsautomatisierungssystems. Außer der Sekundärtechnik wird die Primärtechnik der Feldebene als einphasiges Ersatzschaltbild vollständig beschrieben und jeder Messwandler sowie Schalter wird mit einem logischen Knoten verknüpft, sodass die Schutzfunktionen diesen entsprechend adressieren können. Von dieser SCL Datei kann folglich die Struktur für die Automatisierungssoftware inklusive der Datenmodelle abgeleitet werden. Jeder so definierte logische Knoten wird anschließend mit der entsprechenden Implementierung der Funktionalität vervollständigt. Durch eine modulare Programmierweise wird dadurch die Entwicklung eines

Stationsautomatisierungssystems nach dem „Baukasten“-Prinzip ermöglicht. Die Notwendigkeit in die Details der Algorithmen einzugreifen soll dadurch unnötig werden, um so die Implementierungszeit der Funktionen zu minimieren.

Die Algorithmen der Mess- und Schutzfunktionen wurden zuerst in der Simulation erprobt und optimiert. Anschließend wurden bereits einzelne Funktionen, wie z.B. der Überstromschutz und die automatische Wiedereinschaltung, auf die Automatisierungshardware übertragen und mithilfe eines Echtzeitsimulators in einer Hardware-in-the-Loop Anordnung erfolgreich geprüft. Der Echtzeitsimulator erzeugt anhand eines typischen Netzmodells der Mittelspannung analoge Strom- und Spannungssignale, die dem Automatisierungssystem zugeführt werden. Umgekehrt wird das Auslösesignal auf den Echtzeitsimulator zurückgeführt, sodass im Fehlerfall ein Leistungsschalter im Netzmodell geöffnet wird, um den simulierten Fehlerstrom zu klären. Auf diese Weise kann das gesamte System von der Abtastung bis zur Auslösung geprüft werden.



Übersicht der Stationsarchitektur des zentralisierten Schutz- und Leittechniksystems

## Entwicklung eines Anforderungskatalogs an die funktionale Sicherheit von innovativen Schutzsystemen

### Development of a requirements catalog for the functional safety of innovative protective devices

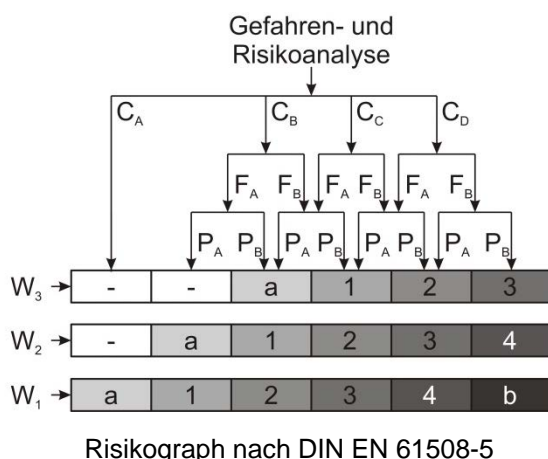
Dominik Hilbrich

Zur Verringerung der Kosten der Schutztechnik im Energieversorgungssystem werden neue Konzepte entwickelt, die das Know-How aus der Prozess- und Automobilindustrie mit den Anforderungen aus der Energiebranche verbinden. Dadurch entsteht die Möglichkeit standardisierte und modulare Schutzsysteme zu entwerfen. Um die Sicherheit dieser Systeme zu gewährleisten, ist es zunächst notwendig, die Anforderungen an die funktionale Sicherheit zu ermitteln.

To reduce the cost of protection technology in the energy supply system, new concepts are developed that combine the know-how of the process and the automotive industry with the requirements of the energy industry. This offers the possibility to develop standardized and modular protection devices. To ensure the safety of these systems, it is necessary to determine the requirements for functional safety.

Dieses Vorhaben wird gefördert durch die RWTÜV Stiftung.

Zur Ermittlung der notwendigen Anforderungen bezüglich der funktionalen Sicherheit von Schutzgeräten auf Basis einer (sicherheits-) speicherprogrammierbaren Steuerung ((S)SPS) muss das Risiko ermittelt werden, das durch einen potentiellen Ausfall der Schutzfunktion entsteht. Zur Ermittlung dieses Risikos wird eine Gefahren- und Risikoanalyse durchgeführt und das so ermittelte Risiko anhand eines Risikographen in eine Anforderung an die Sicherheitsintegrität des Schutzsystems (Safety Instrumented System (SIS)) umgewandelt (siehe Abbildung).



Unter der Voraussetzung, dass die zu bewertende Schutzeinrichtung nicht vorhanden ist, werden die Wahrscheinlichkeit für ein gefährliches Ereignis (W), die Schwere eines möglichen Schadens (C), die Aufenthaltswahrscheinlichkeit von Personen im Gefahrenbereich (F) und die Möglichkeit zur Schadensabwendung (P) berücksichtigt. Für Schutzsysteme sind diese industriespezifischen

Kennwerte noch nicht definiert und müssen festgelegt werden. Aus der Risikoanalyse wird in Verbindung mit dem Risikograph das erforderliche Sicherheitsintegritätslevel (SIL 1-4) ermittelt. Dabei gilt folgende Zuordnung:

Bezeichnung	Anforderung
-	Keine Sicherheitsanforderung
a	Keine speziellen Sicherheitsanforderungen
1, 2, 3, 4	SIL 1-4
b	Einzelne Sicherheitsfunktion nicht ausreichend

Der ermittelte Level der Sicherheitsintegrität gilt für das gesamte SIS. Die zulässigen mittlere Ausfallwahrscheinlichkeit der einzelnen SIL nach DIN EN 61508-1 zeigt die Tabelle unten.

SIL	Mittlere Wahrscheinlichkeit eines gefährlichen Ausfalls bei Anforderung der Sicherheitsfunktion
4	$\geq 10^{-5}$ bis $< 10^{-4}$
3	$\geq 10^{-4}$ bis $< 10^{-3}$
2	$\geq 10^{-3}$ bis $< 10^{-2}$
1	$\geq 10^{-2}$ bis $< 10^{-1}$

Die zulässige Ausfallrate teilt sich auf die Einzelkomponenten der SIS auf: Sensoren, Logik und Aktoren. Die SPS ist die Logikeinheit eines innovativen Schutzgeräts, das die Vorteile von Standardkomponenten aus der Prozessindustrie ausnutzt. In DIN EN 61131-6 wird für die zulässige Ausfallrate der SPS eine Verringerung um 85% empfohlen (Sensor 65%, Aktor 50%). Im nächsten Schritt ist zu prüfen, welches SIL ein (S)SPS-basiertes Schutzsystem erreichen kann und ob dieses Level ausreichend ist.

## Fehlererkennung und Lokalisierung in Mittelspannungsnetzen mittels Fuzzy-Logik

### Fault detection and localization in medium-voltage networks using Fuzzy-Logic

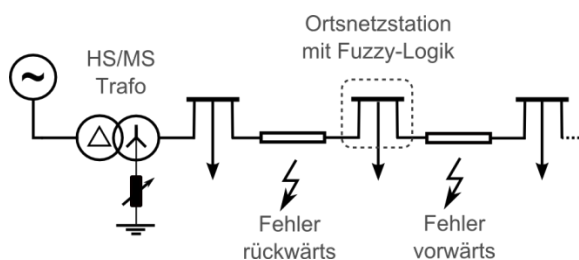
Michael Kaliwoda

*Präzise Messwandler sind in Ortsnetzstationen aufgrund baulicher Einschränkungen und hoher Kosten oftmals nicht verfügbar, sodass eine genaue Fehlerortung mit konventionellen Methoden nicht möglich ist. Eine Fuzzy-Logik kann bei hohen Messungenauigkeiten und Nichtlinearitäten gut eingesetzt werden und wird hier im Rahmen einer intelligenten Ortsnetzstation untersucht.*

*High-accuracy instrument transformers are usually not available in secondary substations because of space requirements and high costs, so precise fault localization is not possible using conventional methods. A Fuzzy-Logic is well suited in case of high uncertainties and occurring non-linearity. This approach is analyzed within the scope of intelligent secondary substations.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird vom BMWi im Rahmen des Projekts „Smart Area Aachen“ gefördert.*

Bisher werden in Ortsnetzstationen in der Regel Kurzschlussanzeiger verwendet, die im Fehlerfall auf die betroffenen Phasen hinweisen und zur Fehlerstelle leiten. Allerdings hängt die korrekte Funktionsweise dieser Anzeiger vom Auftreten hoher Fehlerströme ab. Je nach Topologie des Netzes, der Sternpunktbehandlung, der Lage des Fehlers oder durch hohe dezentrale Einspeisung kann die Anzeige ausbleiben. Die Lokalisierung des Fehlers und eine schnelle Wiederversorgung sind dann erschwert. Mithilfe einer Impedanzmessung könnte die Fehlerdistanz, wie in der Hochspannung üblich, genau ermittelt werden, allerdings sind insbesondere hierfür präzise Messwerte und genaue Leitungskennwerte nötig. Die Parametrierung ist dementsprechend aufwendig. Präzise Messwandler sind außerdem aufgrund baulicher Einschränkungen und hoher Kosten oft nicht verfügbar.

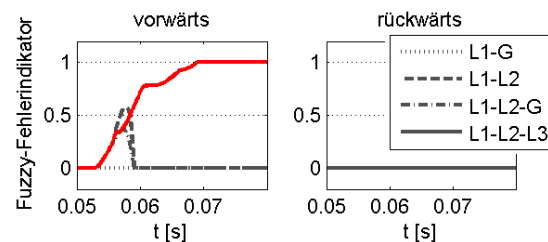


Schema eines typischen Strahlennetzes und definierter Lage eines Fehlers

Die Fuzzy-Logik ist flexibel bezüglich der Eingangsgößen und ihrer Genauigkeit. Außer den Effektivwerten von Strom und Spannung kann beispielsweise auch der Oberschwingungsgehalt als Indikator für das Vorliegen eines Fehlers einbezogen werden. Die Ungenauigkeiten der Messwerte können durch entsprechende Gewichtung und durch die sogenannten unscharfen Mengen

der Fuzzy-Theorie berücksichtigt werden. Anstelle von diskreten Grenzwertüberschreitungen bilden graduelle Zugehörigkeitswerte die Basis für die Fuzzy-Logik. In diesem Sinne können Entscheidungen zum Vorliegen eines Fehlers im Netz unter Berücksichtigung mehrerer Faktoren getroffen werden. Das Ergebnis besteht aus dem Fehlertyp, der Richtung sowie einem Indikator für die Zuverlässigkeit. Wird diese Fuzzy-Logik auch in benachbarten Ortsnetzstationen eingesetzt, kann der Fehlerort genauer eingegrenzt werden.

Die Zuverlässigkeit der Fehlererkennung mittels Fuzzy-Logik wird anhand von Simulationen geprüft. In diesem Zusammenhang wird die Topologie des Netzes, die Sternpunktbehandlung, die Art des Fehlers sowie die Impedanz und Lage berücksichtigt. Die folgenden Simulationsergebnisse zeigen beispielhaft, dass ein dreiphasiger Fehler in Vorwärtsrichtung, der bei  $t=0,05$  s eintritt, zweifellos nach einer transienten Phase erkannt werden kann. Die Indikatoren für die Rückwärtsrichtung zeigen dementsprechend keine Reaktion. In vielen Fällen, sprechen aber auch die Indikatoren für andere Fehler an, da ihre Kriterien ebenfalls erfüllt oder teilweise erfüllt werden. Die Auswertung erfolgt dann durch eine Maximalwertbestimmung.



Erkennung eines dreiphasigen Fehlers (L1-L2-L3) in Vorwärtsrichtung

## Methoden der Signalverarbeitung für zeitsynchronisierte Zeigermesssysteme

### Signal processing methods for time-synchronized phasor measurement

Kay Görner

*In diesem DFG-Projekt wurden Algorithmen für die Berechnung von Phasenwinkel, Frequenz und Betrag mit der zeitsynchronisierten Zeigermessung untersucht. Es wurde dabei ein Algorithmus gefunden, der eine zuverlässige Messung während dynamischer Ausgleichsvorgänge erlaubt.*

*The focus of this DFG-project is the examination of algorithms for the processing of phase-angle, magnitude and frequency with time-synchronized phasor measurement. The result is an algorithm for reliable measurement during transients.*

*Dieses Gemeinschaftsprojekt mit dem Arbeitsgebiet Datentechnik wurde durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert.*

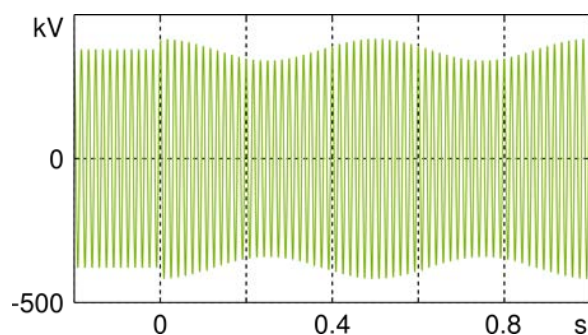
#### Zeitsynchronisierte Zeigermessung

Zur Verhinderung von großflächigen Störungen in elektrischen Energieübertragungsnetzen müssen Netzengpässe rechtzeitig erkannt werden. Die transportierte Leistung wird durch die synchrone Erfassung von Phasenwinkel und Betrag, also zeitsynchronisierte Zeiger von Knotenspannungen und Strömen ermittelt. Dafür werden seit einigen Jahren zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte (engl.: Phasor Measurement Unit, PMU) verwendet. Zur sicheren Erkennung kritischer Systemzustände ist es erforderlich, dynamische und zeitlich schnell veränderliche Vorgänge zuverlässig zu messen und mit Hilfe von Effektivwertzeigern repräsentieren zu können.

#### Berechnung von Signalparametern während dynamischer Ausgleichsvorgänge

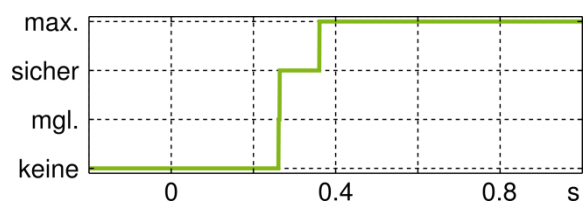
In diesem Projekt wurde ein Algorithmus gefunden, der auf Basis eines vollständigen Signalmodells für sehr schnelle elektro-magnetische als auch elektromechanische Ausgleichsvorgänge die Signalparameter eines Effektivwertzeigers ermittelt. Bei der Synthese des Signalmodells wurden analytische Lösungsverfahren für Modelle aus der Energietechnik untersucht und eine allgemeingültige Lösung erarbeitet. Das sich daraus ergebende Signalmodell war die Grundlage für den Entwurf eines Algorithmus zur Signalverarbeitung für ein zeitsynchronisiertes Zeigermesssystem. Der Algorithmus besteht aus folgenden Verarbeitungsstufen. Zunächst wird der Rang des Unterraums des abgetasteten Signals geschätzt. Anschließend wird die Frequenz der einzelnen Signalanteile ermittelt um danach mit einem Least-Squares-Algorithmus die Signalparameter Betrag und Phasenwinkel genau zu bestimmen. Eine nachfolgende Modifizierung führt zu einer verbesserten Schätzung der Modellordnung und

zu einer statistisch sicheren Ausgabe der momentanen Signalparameter während dynamischer Vorgänge. Diese Sicherheit ermöglicht eine weitere Nachverarbeitung z.B. um weitere Modellparameter wie Dämpfungsparameter oder die potenzielle Modulationsfrequenz zu schätzen. Ein Beispiel ist in den folgenden Abbildungen gegeben.



Plötzlich einsetzende Pendelung resultiert in Modulation von Amplitude und Phase

Die einsetzende Pendelung wird dabei sicher nach 250 Millisekunden erfasst und die Modulationsfrequenz bestimmt.



Erkennung der Modulation

Mit den Erkenntnissen über einen großen Teil der üblichen Signalstörungen, die bisher zu fehlerhaften PMU-Messungen führten, ist man nun in der Lage, das aktuelle Messsignal deutlich genauer zu beschreiben. Somit kann eine deutlich fehlerreduzierte Ausgabe des Synchrophasors erreicht werden.



## Beobachtung von Verteilnetzen durch Anwendung der stationären State Estimation

### Monitoring of distribution grids by application of stationary state estimation

Kay Görner

*Der steigende Anteil fluktuierender Einspeisung erfordert von Verteilnetzbetreibern eine erhöhte Beobachtung der Netze. Zur effizienten Analyse zukünftiger Messsysteme in Verteilnetzen wurde eine grafische Testumgebung für eine Stationäre State Estimation entwickelt.*

*The rising share of fluctuating feed in of renewables requires an increased observation of distribution grids. For efficient analysis of future measurement systems in distribution grids, a graphical test environment of a stationary state estimation has been developed.*

*Diese Arbeit entstand im Rahmen der Helmholtz-Energie-Allianz, gefördert durch die Helmholtz-Gemeinschaft.*

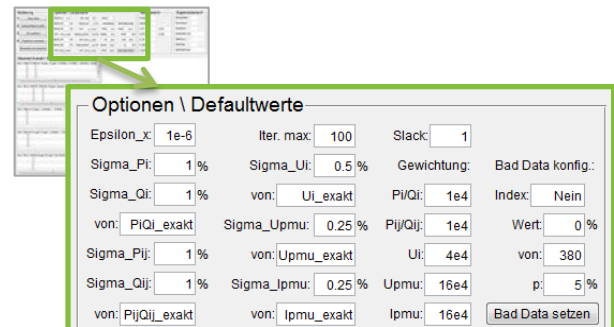
Durch die gestiegene Einspeisung aus erneuerbaren Energien müssen Verteilnetzbetreiber mehr Aufgaben zur Netzbetriebsführung übernehmen. Volatile Lastflüsse, die in der konventionellen Netzplanung nicht berücksichtigt wurden, können zu Überlastung von Betriebsmitteln führen. Eine wesentliche Aufgabe für den Netzbetreiber ist daher eine Lastflussanalyse im Verteilnetz. Hierzu müssen im Vorfeld Messwerte validiert werden. Dies geschieht bislang nur im Übertragungsnetz durch eine State Estimation.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde der Einsatz der State Estimation für Verteilnetze untersucht. Dabei wurden die Besonderheiten aktueller und zukünftiger Verteilnetze berücksichtigt, wie zum Beispiel volatile Einspeisung erneuerbarer Energien als auch die Integration moderner Messtechnik. Des Weiteren wurden Nebenbedingungen wie unzureichende Informationen über die Topologie und inkonsistente Datensätze berücksichtigt.

#### Testumgebung für eine State Estimation

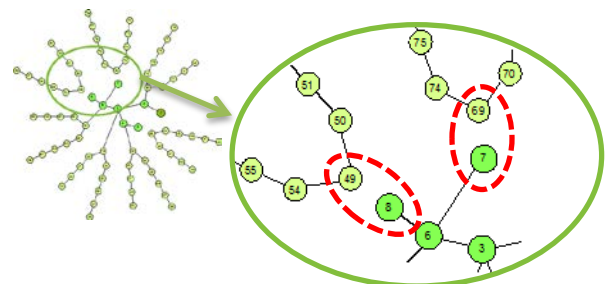
Es wurde eine grafische Benutzeroberfläche in MATLAB® für eine flexible Untersuchung verschiedener Szenarien für unterschiedliche Netzformen erstellt. Die grafische Oberfläche stellt folgende Funktionen bereit:

- Erfassung von Netzgrößen und Messdaten
- Hinzufügen, Entfernen und Bearbeiten ausgewählter Messdaten (siehe Abbildung)
- Beobachtbarkeitsanalyse
- State Estimation
- Anzeige großer Messfehler
- Darstellung von Schätzwerten



Grafische Oberfläche der State Estimation

Die Testumgebung ermöglicht somit die Analyse der Messstellenkonfiguration. Da die optimale Platzierung von Messstellen auch von der Form der Netztopologie abhängt, wurde eine neue Form der Netzdarstellung gewählt. Strahlennetze werden somit automatisch als radiale Netze wie in folgender Abbildung dargestellt, während vermaschte Netze kompakt dargestellt werden. Auf diese Weise können zusätzlich kritische Messstellen identifiziert und die Auftrennung in Teilnetze erkannt werden.



Beispiel zur grafischen Analyse für die optimale Platzierung von Messstellen

Im weiteren Verlauf soll die Testumgebung im Zusammenspiel mit der Lastflussanalyse für den Entwurf von Maßnahmen zum Systemschutz verwendet werden. Ebenso ist ihr Einsatz in der Lehre und für die Weiterentwicklung von Algorithmen geplant.

## Lastabwurfkonzepte in Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an dezentraler Einspeisung

### Load shedding in energy systems containing a high share of distributed generation

Alexander Worgull, Andreas Kubis

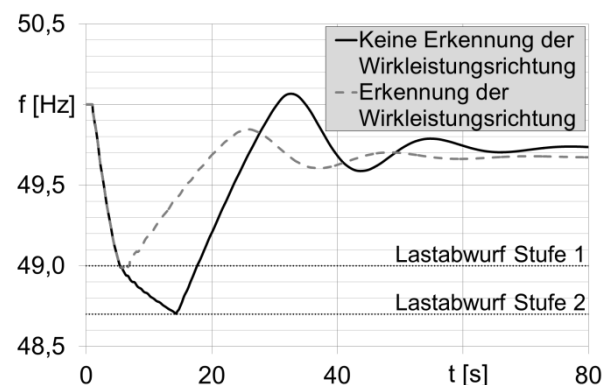
*In dieser Studie werden Verfahren zur Frequenzentlastung im Unterfrequenzfall miteinander verglichen und hinsichtlich ihrer Effektivität bei einer hohen Durchdringung von dezentraler Einspeisung analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass konventionelle Lastabwurfkonzepte ohne Wirkleistungsrichtungserkennung nicht geeignet sind, um eine zuverlässige und planbare Lastabschaltung zu erzielen. Lastabwurfkonzepte mit Wirkleistungsrichtungserkennung trennen erheblich weniger Last und Erzeugung, allerdings werden vermehrt Lasten in höheren Spannungsebenen abgeschaltet.*

*Different methods for automatic under-frequency load shedding (UFLS) are compared in this paper. These concepts are analyzed in terms of their effectiveness in electrical grids with a large share of dispersed generation. The results show that conventional UFLS schemes without recognition of active power flow directions are not suitable to achieve a reliable and predictable load relief in grids with a majority of dispersed generation, while UFLS concepts with active power flow direction recognition shed significant less load and generation. Nevertheless, it has been evaluated that this concept tends to shed more load on higher voltage levels than the conventional approach.*

Bei Großstörungen wird im Unterfrequenzfall ein automatischer und mehrstufiger Lastabwurf basierend auf fest installierten Relais, welche bei Unterschreiten einer definierten Frequenz schalten, durchgeführt, um Wirkleistungsungleichgewichte als Notmaßnahme auszugleichen. In der Regel weisen die heute verwendeten Unterfrequenzrelais keine Wirkleistungsrichtungserkennung auf, weshalb neben Verbrauchern auch Erzeugung, z.B. in Form dezentraler Energieumwandlungsanlagen (DEA) abgeschaltet werden können. Dies kann bei Unterfrequenz ggf. das Leistungsdefizit weiter erhöhen und einer Frequenzstabilisierung entgegenwirken. Durch eine Messung des Abgangsstromes kann die Wirkleistungsflussrichtung detektiert und in Netzgebieten mit Rückspeisung in die überlagerte Spannungsebene die Auslösung des Leistungsschalters bei einem Unterfrequenzereignis blockiert werden. Hierdurch wird die netzseitige Abschaltung von DEA und somit eine ungewollte Verstärkung der Störung verhindert. In der vorliegenden Analyse wurde untersucht, ob das gewünschte Verhalten tatsächlich eintritt und welche weiteren Wechselwirkungen dadurch entstehen.

In der folgenden Abbildung ist das Systemverhalten im Schwachlastfall und einer hohen dezentralen Einspeisung mit Rückspeisung exemplarisch dargestellt. Es ist zu erkennen, dass ohne Erkennung der Wirkleistungsrichtung mehr Lastabwurfstufen ausgelöst werden. Die Simulationsergeb-

nisse zeigen weiterhin, dass ein Lastabwurfkonzept ohne Wirkleistungsrichtungserkennung der Relais nicht angemessen ist, um in Netzen mit viel dezentraler Erzeugung einen zuverlässigen, planbaren und selektiven Lastabwurf durchzuführen. Die effektive Lastreduktion ist hierbei stark wetterabhängig und nur schwer vorhersagbar. Bei Lastabwurfkonzepten mit Wirkleistungsrichtungserkennung wird im Fall einer Rückspeisung die Auslösung blockiert, wodurch in Summe weniger Last und Erzeugung abgeworfen wird. In einem solchen Fall werden allerdings vermehrt Lasten in höheren Spannungsebenen getrennt. Dies stellt neue Anforderungen an die Grundsätze der Parametrierung und Umsetzung des Lastabwurfes hinsichtlich der Gewährleistung der Diskriminierungsfreiheit und zeigt tendenziell, dass der Bedarf an selektiven Abschaltmethoden, wie z.B. Direktabschaltungen, mit steigendem DEA-Anteil steigt.



Systemantwort nach Großstörung

## Test- und Entwicklungsumgebung für geregelte Ladestationen und Implementierung eines fuzzy-basierten Regelalgorithmus

### Development environment for feedback controlled charging stations with a fuzzy based control algorithm

Jonas Maasmann

Laderegler können die CO<sub>2</sub> Bilanz von Elektrofahrzeugen (EV) erhöhen, indem lokale regenerativ erzeugte Energie zum Laden genutzt wird. Hierzu wurde eine Test- und Entwicklungsumgebung geschaffen, die es ermöglicht Ladealgorithmen, wie zum Beispiel fuzzy-basierte Regelalgorithmen zu implementieren und zu testen.

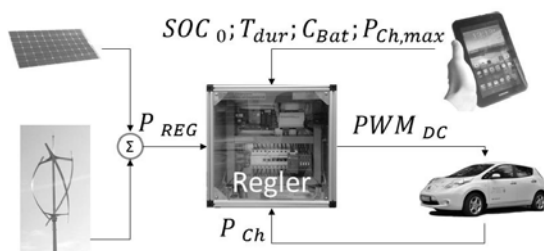
For charging electric vehicles, the CO<sub>2</sub> emission can be reduced by using local regenerative energy. The new developed test- and development environment enables testing charging algorithms such as fuzzy based feedback control and the examination of prototyping.

Dieses Forschungsvorhaben wird von der europäischen Union (EFRE) und dem Land Nordrhein Westfalen im Rahmen des Projekts ZAESAR gefördert.

#### Erhöhung des CO<sub>2</sub> Bilanz durch Laderegler

Ziel dieses Forschungsvorhabens ist es durch Optimierung der lokalen Einspeiseleistung regenerativer Erzeuger  $P_{reg}$  und der Ladeleistung  $P_{ch}$  die CO<sub>2</sub> Bilanz von EV zu verbessern. Die Eigenutzung regenerativen Energie zum Laden hat für den Anlagenbetreiber auch finanzielle Vorteile. Außerdem kann so eine Verstetigung des Leistungsverlaufs des optimierten Subsystems erfolgen, was eine Systemdienstleistung darstellen kann.

Um verschiedene Regelalgorithmen zu untersuchen wurde eine Entwicklungsumgebung geschaffen. Grundlage ist eine Mikrocontroller gesteuerte Ladestation, die alle zum Laden notwendigen Funktionen der IEC 61851 umsetzt. Zusätzlich kann ein Algorithmus implementiert werden, der die maximale Ladeleistung regelt.



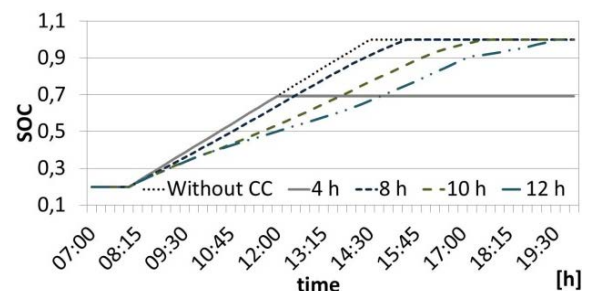
Ladestationsregler Entwicklungsumgebung

Wie in der Abbildung zu sehen, wird der geregelten Ladestation die aktuelle regenerative Leistung übermittelt. Außerdem können Fahrzeug- und Nutzerdaten, wie z.B. Batteriekapazität  $C_{Bat}$  oder Standzeit  $T_{dur}$  über eine Smartphone Applikation eingelesen und dargestellt werden. Um die tatsächlich ladende Leistung zu ermitteln ist ebenfalls eine Leistungsmessung integriert. Hieraus

kann beispielsweise der aktuelle Ladestand (eng. State of charge SOC) ermittelt werden.

#### Fuzzy basierter Regelalgorithmus

Ansatz dieser Optimierung ist eine lokale Anpassung zwischen Lade- und regenerativ erzeugter Leistung unter Berücksichtigung des Nutzerkomforts. Diese wird durch einen Fuzzy-Regler umgesetzt. Die Eingangsgrößen des Reglers sind der SOC, die Restladezeit und Leistungsdifferenz zwischen  $P_{ch}$  und  $P_{reg}$ . Durch die Regeltabelle werden Kriterien definiert, so dass der Ladevorgang ohne große Nutzereinschränkungen erfolgt. Das EV sollte schnell auf einen annehmbaren SOC geladen werden und die Batterie sollte am Ende der Standzeit vollgeladen werden.



SOC mit verschiedenen max. Standzeiten

Die Simulationsergebnisse im Diagramm zeigen, dass der Regelalgorithmus den SOC bei allen vorgegebenen Ladezeiten die maximal mögliche Ladeenergie einlädt. Bei einer erhöhten Standzeit variiert die Steigung des SOC, also die Ladeleistung. Das bedeutet, dass der Regler die Ladeleistung anpasst, wenn eine annehmbare Energiemenge geladen ist. In der Untersuchung konnte so die geladene regenerative Energiemenge von 52 % auf 75 % erhöht werden.

## Leistungsverstärkersteuerung für eine Prüf- und Entwicklungsumgebung zur Untersuchung von Ladeinfrastruktur und Elektroautos

### Control of amplifiers in a test and development environment for charging stations and electric mobility

Christoph Aldejohann

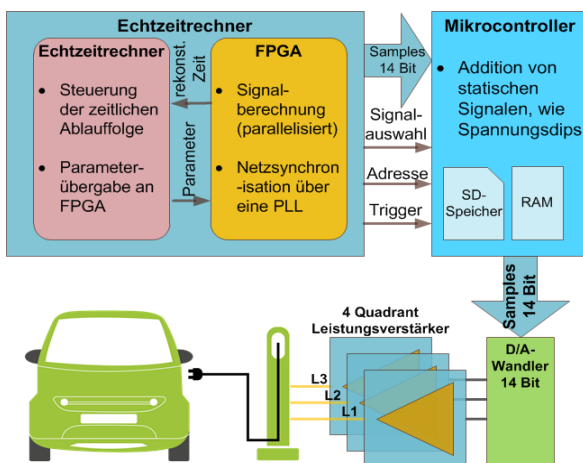
Im Rahmen des TIE-IN Projektes wird eine Test- und Entwicklungsumgebung aufgebaut, die zum Testen von Ladeinfrastrukturkomponenten und Elektroautos gedacht ist. Ein wesentlicher Bestandteil der Prüfumgebung sind lineare Vierquadrant-Leistungsverstärker, die beliebige Netzsituationen darstellen können. Die Ansteuerung der Leistungsverstärker erfolgt über ein Echtzeitsystem, auf dem die Signalsamples nach Nutzervorgaben ausgegeben werden können. Nachfolgend werden die Funktionsweise sowie die Möglichkeiten der Signalgenerierung näher erläutert.

A test and development environment is set up for the investigation of charging stations and vehicles. Main parts of the testing platform are amplifiers which can emulate user-defined situations in power networks. The control of the amplifiers is done by a real time system. The signal generation technique is explained below.

Dieses Forschungsvorhaben wird von der nordrhein-westfälischen Landesregierung im Rahmen des Ziel-2-Programms (TIE-IN-Projekt) gefördert.

Eine grafische Bedienoberfläche (GUI) gestattet einem Nutzer unterschiedliche Signalzusammenstellungen zu erzeugen und diese auch mit den Grenzwertvorgaben für Harmonische z.B. nach DIN EN 50160 an Netzanschlusspunkten in Niederspannungsnetzen abzugleichen. Die Nutzervorgaben werden über ein XML-Protokoll an das Echtzeitsystem weitergegeben. Dort erfolgt eine Auswertung der Parameter. Die zeitliche Abfolgenkontrolle übernimmt ebenfalls das Echtzeitsystem.

liegt in der Parallelisierbarkeit der Berechnungen und der damit erst möglichen hohen Samplerate von 140 kHz je Phase. Die Berechnung übernehmen DDS-Blöcke (direkte digitale Synthese), wobei jeder DDS-Block eine Frequenzkomponente berechnen kann. Die Samples der Ausgabe werden addiert und anschließend an ein Mikrocontrollersystem geleitet, womit zeitabhängige Signale hinzugefügt werden. So lassen sich Störereignisse überlagern, die sich im Zeitbereich am besten beschreiben lassen. Beispiele sind kurzzeitige Spannungseinbrüche, wie sie u.a. durch Schalthandlungen entstehen können. Ein Vorteil des Aufbaus liegt in der Möglichkeit die Signalausgabe netzsynchron zu betreiben. Dazu wird die Netzspannung gemessen und über eine parametrierbare Filterung im FPGA dem Echtzeitrechner zugeführt. Die Netzsynchonisierung ermöglicht zwei Betriebsarten, zum einen kann ein Prüfling mit einer einstellbaren Wirk- und Blindleistung belastet werden. Zum anderen kann ein Prüfling mit einer hohen Netzanschlussleistung, wie zum Beispiel eine DC-Ladesäule (Nennleistung ca. 50 kVA) angeschlossen und unter gestörten Netzbedingungen getestet werden. Durch die Rückkopplung der Spannungs- und Strommesswerte auf den Echtzeitrechner lassen sich zudem Hardware-in-the-Loop Systeme realisieren. Beispielsweise können hiermit Algorithmen für Netzdienstleistungen getestet werden, wie Frequenz- und Spannungshaltung durch Ladeinfrastruktur.



Struktur Signalgenerierung

Die aktuellen Frequenzparameter werden an ein integriertes FPGA (Field Programmable Gate Array) weitergeleitet, auf dem die Berechnung der Signalsamples erfolgt. Der Vorteil des FPGAs



## Horizontal und vertikal integriertes Energiemanagement mit Hilfe von elektronischen Marktplätzen

### Horizontally & vertically integrated energy management based on electronic markets

Sebastian Ruthe

*Elektronische Marktplätze sind ein bewährtes Mittel zur effizienten, skalierbaren Optimierung komplexer Systeme. In der Energietechnik finden sie Anwendung bei der Einsatzplanung von Kraftwerken und steuerbaren Lasten. Darüber hinaus postulieren sie eine dezentrale Informationsarchitektur sowie eine lokale Entscheidungsfindung, wodurch sie sich besonders für eine systemübergreifende Optimierung von miteinander konkurrierenden Akteuren eignen.*

*Market based optimization frameworks are a common tool for optimizing practical sized scheduling problems. Within the energy domain they can be used to optimize the unit commitment of distributed generation units and controllable loads. Furthermore due to their support for local decision making and protection of private user data, they are especially suitable to be applied in liberalized market systems.*

#### Beschreibung des Anwendungsfalls

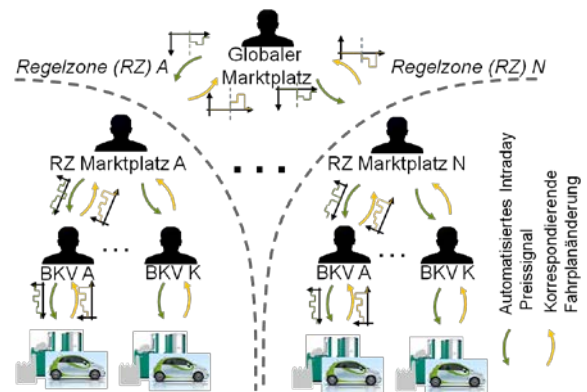
Die Einsatzplanung (engl. Unit Commitment Problem - UCP) d.h. die Erstellung kostengünstiger Fahrpläne für steuerbare Lasten und Erzeuger beinhaltet eine der grundlegendsten Problemstellungen in der Energietechnik. Neben der steigenden Anlagenanzahl ( $10e^6$ ), mit spezifischen Restriktionen und heterogenen Kostenstrukturen, ergeben sich Herausforderungen in der Berücksichtigung und Abbildung der wechselseitigen und teilweise miteinander konkurrierenden Markttrollen und Stakeholdern. Des Weiteren muss der heutige Aufbau sowie die damit verknüpften Prozesse und deren zeitliche Restriktionen der Betriebsführung von Energieversorgungssystemen berücksichtigt werden.

Dadurch ergeben sich Anforderungen, die nicht nur einzig auf die Güte des berechneten Optimierungsergebnisses bezogen sind, sondern darüber hinaus auch nicht-funktionale Anforderungen wie den Schutz von (betriebsinternen) sensiblen Informationen, die Skalier- und Erweiterbarkeit, generische interoperable Schnittstellen sowie eine möglichst lokale Entscheidungsgewalt und eine damit verbundene verursachungsgerechte Abrechnung der resultierenden Fahrplanabweichungen.

#### Lösungsansatz: Elektronische Marktplätze

In diesem Kontext stellt das Konzept der elektronischen Marktplätze einen bewährten Lösungsansatz dar. Elektronische Marktplätze finden ihren Ursprung in der Lagrange Relaxation des UCPs. Diese ermöglicht die geschickte Zerlegung des UCPs in einzelne Teilprojekte, die nur lose untereinander gekoppelt sind. Die Kopplung geschieht

dabei durch den Marktpreis, der die Energieerzeugungsgrenzkosten aller beteiligten Akteure widerspiegelt.



Architektur der elektronischen Marktplätze

Anders als bei dem heute bestehenden Marktsystem, ergibt sich der Marktpreis für die aktuelle Viertelstunde sowie für die folgenden 95 Viertelstunden, durch einen vollautomatisierten iterativen Verhandlungsprozess zwischen allen Marktteilnehmern. Die Verhandlungen werden dabei von Softwareagenten geführt, die als Stellvertreter die Interessen ihrer technischen Einheiten bzw. Stakeholder vertreten.

Im Rahmen dieser Arbeit wurde das Konzept der elektronischen Märkte um folgende Schwerpunkte erweitert:

- Integration verschiebbarer Lasten sowie binärer Erzeugungseinheiten
- Abbildung stochastischer Unsicherheiten innerhalb der Fahrplanerstellung
- Kostensoptimale Vorhaltung von Flexibilitäten zur Deckung der Unsicherheiten

### 4.3 Energieeffizienz

#### Oberschwingungsbelastungen in zukünftigen elektrischen Infrastrukturen

##### Harmonic content in electrical infrastructures of the future

Anna Sophia Fölting

*Auf Grund des erwarteten zunehmenden Einsatzes von nichtlinearen, Oberschwingungserzeugenden Geräten in elektrischen Energieversorgungsnetzen, gewinnen Netzzrückwirkungen in Form von Oberschwingungen immer mehr an Bedeutung. Sie werden vor allem von Verbrauchern und Erzeugern mit leistungselektronischen Schnittstellen verursacht und führen sowohl an Netzbetriebsmitteln als auch an angeschlossenen Geräten beim Kunden zu Überbeanspruchungen, Fehlfunktionen und Minderungen von Wirkungsgraden. Das Ziel dieser Studie ist es, die Oberschwingungsproblematik detailliert zu analysieren und geeignete Simulationsmodelle zu entwickeln, um die zu erwartenden Belastungen abzuschätzen.*

*Due to an expected increasing use of harmonic producing devices in electrical infrastructures, the harmonic content attracts more and more attention. Primarily, harmonics are caused by loads and decentralized supply units which are connected by power electronic interfaces. The harmonic currents and voltages lead to electrical overstresses, malfunctions and reduced efficiency in grid equipment and consumer devices. The objective of this study is to analyze possible harmonic problems in detail and to develop suitable simulation models in order to estimate the expected harmonic stresses.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird im Auftrag der RWE Deutschland AG durchgeführt.*

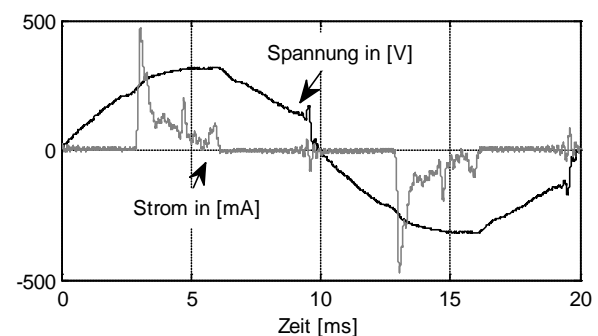
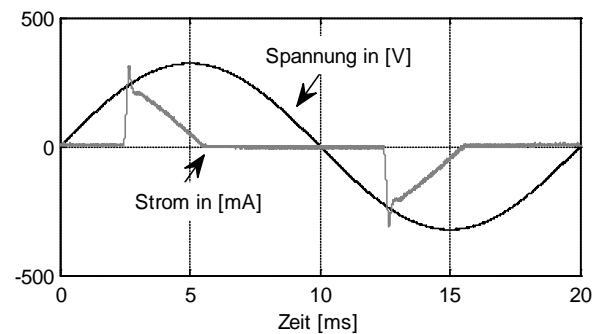
Auf Grund der vielschichtigen Wechselwirkung von harmonischen Strömen und Spannungen im elektrischen Netz, werden verschiedene Oberschwingungserzeuger zunächst unter Laborbedingungen hinsichtlich ihres harmonischen Verhaltens untersucht. Dadurch ist es möglich, die Stromverzerrungen bei definierten Spannungsformen (z.B. einer reinen Sinusform) zu analysieren. Folgende Abbildung zeigt beispielhaft die Auswirkungen einer starken, aber zulässigen Spannungsverzerrung auf die Stromform einer Energiesparlampe. Dabei wird deutlich, dass Harmonische der Netzspannung einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Ausprägung von Oberschwingungsströmen haben.

Des Weiteren wird sowohl das harmonische Verhalten einzelner Geräte als auch deren Zusammenwirken detailliert betrachtet. Dabei können abhängig von der Gerätekonstellation deutliche Kompensationseffekte auftreten.

Durch die Beteiligung an einer internationalen Datenbank der TU Dresden (PANDA - equipment hArmonic DAtabase), in der harmonische Messungen aus verschiedenen Laboren zusammengetragen werden, kann bei der Analyse auf eine größere Stichprobe an unterschiedlichen Haushaltsgeräten zurückgegriffen werden.

Es zeigt sich, dass ein Großteil der im Haushalt gebräuchlichen elektrischen Verbraucher das typische Verhalten einer Brückengleichrichterschaltung mit einer begrenzten Stromflussdauer auf-

weist (vgl. zum Beispiel Stromform der Energiesparlampe). Diese Geräte sind durch einen besonders hohen Oberschwingungsgehalt gekennzeichnet, der durch verschiedene Zusatzbeschaltungen (Power Factor Correction) so begrenzt wird, dass die entsprechenden Grenzwerte nach IEC 61000-3-2 eingehalten werden.



Stromform einer Energiesparlampe bei sinusförmiger Spannung (oben) und bei einer verzerrten Spannung (unten)

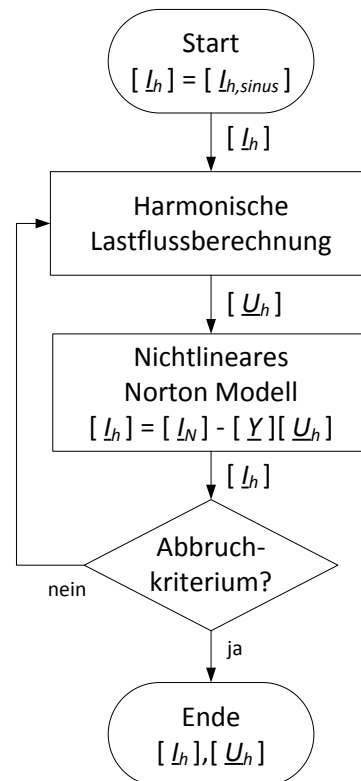
Über Netzimpedanzen führen Oberschwingungsströme zu Oberschwingungsspannungen. Daher werden parallel zu den Laboruntersuchungen Feldmessungen im Nieder- und Mittelspannungsnetz an ausgewählten Netzknoten durchgeführt. Besonders Netzbereiche mit dezentraler Einspeisung über leistungselektronische Schnittstellen (Wind oder Photovoltaik) werden dabei betrachtet. Bei der Auswertung und der Beurteilung der aktuellen Spannungsqualität ist zu beachten, dass die jeweiligen Belastungen stark von weiteren Faktoren wie den angeschlossenen Lasten, der Tageszeit und der Netzstruktur abhängen. Insgesamt zeigt sich, dass die Spannungsqualität hinsichtlich 50 Hz-Harmonischer weniger von Einspeisern als vielmehr von nichtlinearen Verbrauchern beeinflusst wird.

Aufbauend auf der messtechnischen Analyse werden Simulationsmodelle entwickelt, die in harmonischen Studien zur Abschätzung der Oberschwingungsproblematik in verschiedenen Netz-, Last- und Einspeiseszenarien dienen soll. Dabei liegt der Fokus auf dem niederfrequenten Bereich der 50 Hz Harmonischen. Basierend auf den verschiedenen leistungselektronischen Schaltungen, lassen sich die relevanten Geräte in Gruppen einteilen, deren harmonisches Verhalten individuell nachgebildet wird.

Eine Analyse bestehender Modellansätze zeigt, dass der messungsbasierte Norton Ansatz, der das harmonische Verhalten im Frequenzbereich beschreibt, das größte Potential hinsichtlich Genauigkeit und entstehendem Aufwand bietet. Neben der Berücksichtigung von Spannungsverzerrungen zeigt sich, dass auch die Kopplung zwischen verschiedenen Frequenzen (Strom und Spannung) ein nicht zu vernachlässigender Faktor für die Modellbildung ist. Ein erweiterter theoretischer Ansatz des Norton Modells bietet diese Möglichkeit (coupled Norton approach). Zur praktischen Berechnung der Modellparameter dienen Messreihen bei unterschiedlichen Spannungsverzerrungen an einem Referenzgerät. Die Anforderungen an diese Messreihen werden auf Basis theoretischer Überlegungen und Vergleichsmessungen sowie –berechnungen spezifiziert. Es wird deutlich, dass die Wahl der Messbasis für die Qualität der Modellergebnisse entscheidend ist.

Zur Anwendung der entwickelten Modelle ist auf Grund der Spannungsabhängigkeit der harmoni-

schen Ströme eine iterative harmonische Lastflussberechnung notwendig. Diese wird in einem Netzberechnungsprogramm implementiert. Die folgende Abbildung zeigt dazu ein Ablaufdiagramm, in dem die Integration des nichtlinearen Norton Modells in den Iterationsvorgang verdeutlicht wird. Die harmonische Ströme bei sinusförmiger Spannung ( $\underline{I}_{h,sinus}$ ) dienen als Startwert und werden in Abhängigkeit der harmonischen Spannungen solange neu berechnet bis ein Abbruchkriterium erfüllt ist.



Integration des nichtlinearen Norton Modells in eine iterative harmonische Lastflussberechnung

Für den Fall, dass mehrere ähnliche nichtlineare Geräte durch die gleichen Modellparameter beschrieben werden, müssen harmonische Kompensationseffekte durch Phasenverschiebungen jeweils über Faktoren berücksichtigt werden. Diese werden in Abhängigkeit der jeweiligen Gerätegruppe und der Anzahl der Geräte für jede harmonische Ordnung bestimmt. Damit bietet die entwickelte Simulationsumgebung mit den entsprechenden nichtlinearen Modellen die Möglichkeit in harmonischen Studien verschiedene Netz-, Last- und Einspeiseszenarien zu berechnen und zukünftige Belastungen abzuschätzen.

## Entwurf und Aufbau einer leistungselektronischen Entwicklungsumgebung

### Development platform for power electronics

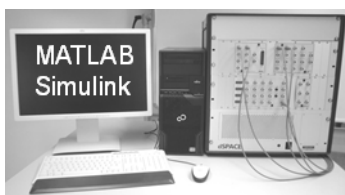
Thomas Wohlfahrt

*Leistungselektronik ist die Schlüsseltechnologie für zukünftige hocheffiziente Elektrofahrzeuge, zur netzfreundlichen Integration regenerativer Energiequellen, zur Verbesserung der Netzstabilität, des Lastflussmanagements und der Qualität des Netzes, wie auch für die Entwicklung hocheffizienter Geräte und Applikationen für den Endverbraucher. Die in der Abteilung für Energieeffizienz und regenerative Energiequellen aufgebaute leistungselektronische Entwicklungsumgebung ermöglicht eine schnelle Entwicklung und Verifizierung neuartiger Hard- und Softwarekomponenten für verschiedenste leistungselektronische Lösungen.*

*Power electronic is the key technology for high efficient E-mobility, for grid conform integration of renewables, for improvements in grid stability, load flow management and Power Quality as well as for the development of high efficient devices and applications. In the department of Energy Efficiency and Renewable Energy Sources of the ie<sup>3</sup> a development platform for power electronics is realized which enables the development and verification of new hard- and software components for various power electronic solutions.*

*Dieses Entwicklungsvorhaben wird von der nordrhein-westfälischen Landesregierung im Rahmen des Ziel-2-Programms (TIE-IN-Projekt) gefördert.*

Die leistungselektronische Entwicklungsumgebung besteht aus leistungsstarken Komponenten, die sowohl für die Simulation, Entwicklung, Programmierung, Ansteuerung und Verifizierung von leistungselektronischer Hardware genutzt werden kann. Für die Softwareerstellung und Ansteuerung der Komponenten stehen ein echtzeitfähiges dSPACE-System und verschiedene digitale Signal-Controller zur Verfügung. Unterschiedliche, programmierbare Gleichspannungsquellen- und Senken, ein Netzsimulator, sowie modernes Messequipment komplettieren die Entwicklungsumgebung. Die unten stehende Abbildung zeigt das dSPACE-System, welches als echtzeitfähige Entwicklungsumgebung dient.

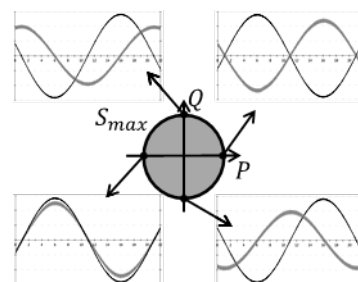


dSPACE-System

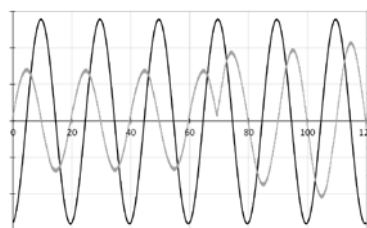
Die leistungselektronische Entwicklungsumgebung bietet eine Vielzahl möglicher Anwendungsfelder. Über die zahlreichen analogen und digitalen Schnittstellen können kommerzielle Umrichter Systeme oder zur Verfügung gestellte Prototypen in Betrieb genommen und getestet werden. Durch die Möglichkeit des direkten Zugriffs auf die Umrichterhardware können eigene Regelalgorithmen und -verfahren implementiert und getestet werden. Dadurch können verschie-

dene Hardwareplattformen mit den gleichen Umgebungsbedingungen verglichen werden. Ein Field-Programmable-Gate-Array (FPGA) komplettiert die Entwicklungsumgebung und schafft ein leistungsfähiges Komplettsystem.

Die untenstehenden Abbildungen zeigen die Messergebnisse eines mit der leistungselektronischen Entwicklungsumgebung aufgebauten „active-front-end“, welches Wirk- und Blindleistungsregelung am Netz bietet. Die flexibel gestaltete Software ermöglicht die Einstellung von beliebigen Kombinationen aus Wirk- und Blindleistung sowie die Umsetzung von schnellen und präzisen Leistungssprüngen am Netz.



4-Quadranten-Betrieb



Leistungssprung

## Modellierung und Analyse eines Mittelspannungsreglers im Verteilnetz

### Modelling and analysis of a medium voltage regulator in the distribution network

Lena Robitzky, Thomas Wohlfahrt

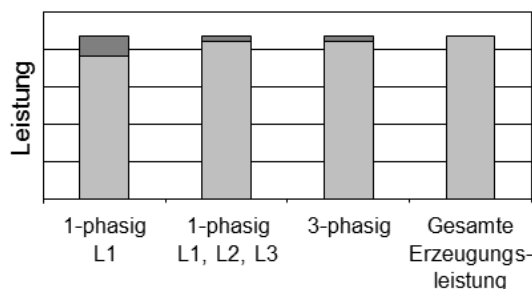
*Die immer größer werdende Anzahl erneuerbarer Energiequellen, welche zu einem Großteil in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen angeschlossen werden, führt zu neuen Problemen und Fragestellungen in der Planung und dem Betrieb der Netze. Im Rahmen des Forschungsprojekts „Netze für die Stromversorgung der Zukunft / Zukunftsnetze“ wurde in der Eifel ein Mittelspannungsregler installiert, welcher das Spannungsband und die Symmetrie im unterlagerten Netz regelt. Im Rahmen dieser Studie wurde eine Datenauswertung, Modellierung und Simulation des Spannungsreglers durchgeführt.*

*The increasing number of renewables that are connected to low and medium voltage grids leads to new problems and questions in grid planning and operation. As part of the research project “Networks for the power supply of the future” a medium voltage regulator was installed for controlling the voltage range and solving unbalances in the connected grid. This study includes an analysis of measured data, as well as the modelling and the simulation of the medium voltage regulator.*

*Diese Studie wurde im Auftrag der RWE Deutschland AG durchgeführt.*

#### Spannungsunsymmetrien in Verteilnetzen

Der Netzanschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) erfolgt in der Niederspannung einphasig. Da derzeit keine Regeln für eine homogene Verteilung auf die unterschiedlichen Phasen existieren, kann dies zu unsymmetrischen Belastungen des Niederspannungsnetzes führen. Die stärkste Belastung tritt dabei auf, wenn alle einphasigen DEA in einem Netzgebiet an dieselbe Phase angeschlossen werden. Für die Netzbetreiber ist von besonderem Interesse, welche Netzverluste hierdurch entstehen und welche Kosten dadurch zu erwarten sind. Die Abbildung zeigt hierzu die erwarteten Netzverluste bei ausschließlich einphasiger Einspeisung auf Phase L1 im Vergleich zu homogener Verteilung der einphasigen DEA über alle Phasen und zu symmetrischer dreiphasiger Ausführung.

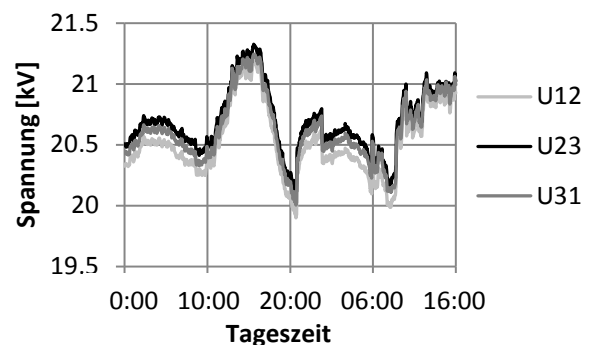


#### Netzverluste durch unsymmetrische Belastung

Die Analyse der Messdaten und die Simulation von verschiedenen Szenarien haben gezeigt, dass in der Mittelspannung nicht mehr pauschal eine symmetrische Last bzw. Einspeisung angenommen werden kann.

#### Einsatz des Spannungsreglers in der Eifel

Der in der Eifel installierte Spannungsregler ist in der Lage über leistungselektronische Komponenten eine Längsspannung auf die Übertragungsleitung einzuprägen und so die Ausgangsspannung zu regeln. Weiterhin ist eine Symmetrierung von unterschiedlichen Eingangsspannungsamplituden möglich, welche durch dezentrale Einspeiser erzeugt werden können. Der gewählte Netzabschnitt ist durch dezentrale Einspeiser wie Windenergie-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen geprägt, welche zumeist eine Rückspeisung in dem angeschlossenen Strang hervorrufen. Die Abbildung zeigt den Eingangsspannungsverlauf des Mittelspannungsreglers, welcher eine deutliche Korrelation zur rückgespeisten Leistung zeigt.



#### Spannungsverlauf in Abhängigkeit der Tageszeit

Die Analyse der aufgenommenen Messdaten hat gezeigt, dass der Spannungsregler eine gute Alternative zum klassischen Netzausbau darstellt und die durch hohe Einspeisung geprägten Spannungsbandverletzungen vermeiden kann.

## Agentenbasiertes Management von elektrischen Energiespeichern in zukünftigen Verteilungsnetzstrukturen

### Agent based management of electrical energy storage devices in future distribution network structures

Dennis Unger

*Der Anteil von dezentralen und erneuerbaren Energieumwandlungsanlagen wird auf Grund von nationalen und internationalen Klimaschutzziele in Zukunft weiter ansteigen. Durch die Volatilität von erneuerbaren Energiequellen ergibt sich jedoch das Problem einen Ausgleich zwischen Einspeisung und Energiebedarf zu schaffen. In diesem Zusammenhang können elektrische Energiespeicher eingesetzt werden, um eine nachhaltige Energieversorgung gewährleisten zu können. Mit dem Konzept des Virtuellen Energiespeichers kann der Einsatz dieser Anlagen effizient koordiniert werden.*

*The share of distributed and renewable energy resources will increase, due to national as well as international climate goals. However, the volatility of renewable energy resources results in the problem of ensuring the balance between energy supply and energy demand. In this context, electrical energy storage devices can be used, to guarantee a reliable energy supply in the future. By the concept of Virtual Energy Storages, the operation of these devices can be coordinated efficiently.*

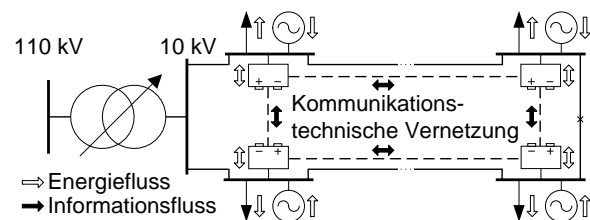
Der flächendeckenden Integration von Energiespeichern kommt in Zukunft eine immer größere Bedeutung zu, damit eine effiziente Energieversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien gewährleistet werden kann. Dezentral angeordnete Batteriespeicher können eingesetzt werden, um elektrische Energie möglichst dort zu verbrauchen, wo sie erzeugt wird. Dabei ist eine gezielte Koordinierung der dezentralen Speicher erforderlich, damit die Effizienz des Gesamtsystems maximiert werden kann.

Analog zum Begriff des Virtuellen Kraftwerks wird hier der Begriff des Virtuellen Energiespeichers definiert. Ein Virtueller Energiespeicher stellt demnach eine kommunikationstechnische Verbindung zwischen mehreren physischen Batteriespeichern dar. Diese dezentral im elektrischen Netz verteilten Speicher können so koordiniert werden, dass ein effizienter Betrieb des Virtuellen Speichers erreicht wird. Der Virtuelle Speicher kann dann dazu genutzt werden, die Schwankungen zwischen Energieeinspeisung und -bedarf, welche durch den volatilen Charakter erneuerbarer Energiequellen verursacht wird, möglichst effektiv auszugleichen. Dabei erfolgt die Koordinierung des Speichereinsatzes mit dem Ziel einer Minimierung von Netzverlusten und einer Maximierung der nutzungsbedingten Lebensdauer der Speicher.

Die Steuerung der dezentralen Speicher erfolgt auf der Basis eines Multiagenten Systems, das die Möglichkeit bietet, eine Vielzahl dezentraler Elemente zu steuern und somit ihre Interaktion zu optimieren. Durch das aufgebaute System kann

der Kommunikationsaufwand minimiert werden, wodurch die Gesamteffizienz des Systems erhöht werden kann.

Die folgende Abbildung zeigt schematisch das Konzept des Virtuellen Speichers. Neben dem energietechnischen System des elektrischen Netzes ist auch die kommunikationstechnische Vernetzung der einzelnen Energiespeicher zu einem Virtuellen Energiespeicher dargestellt.



Konzept des Virtuellen Energiespeichers

Damit die dynamischen Prozesse innerhalb der einzelnen Batterien abgebildet werden können, erfolgt die Implementierung eines Energiespeichermodells, das die wesentlichen elektrochemischen Prozesse abbildet, die in Batteriespeichern beim Laden bzw. Entladen auftreten.

Das aufgebaute Agentensystem kann neben dem effizienten Management von elektrischen Energiespeichern auch zu Netzplanungszwecken herangezogen werden. So kann zum Beispiel die optimale Position von elektrischen Energiespeichern sowie die benötigte Anzahl und deren Dimensionierung, unter Berücksichtigung der vorhandenen Verteilungsnetzstruktur und der vorhandenen Durchdringung von dezentralen Energieumwandlungsanlagen, ermittelt werden.



## Analyse der Systemeffizienz beim Lastmanagement von Wärmeerzeugern im Wohngebäudesektor

### Analysis of the system efficiency of residential heating systems used for load shifting applications

Lukas Spitalny

*Der fokussierte Ausbau der regenerativen Energieerzeugung macht einen vermehrten Einsatz von Speichern notwendig. Hierbei können durch die Kombination von Wärmeerzeugern mit thermischen Speichern effektive Synergien zwischen den Sektoren Wärme und Strom erzielt werden. Zur Ermittlung des Potentials zur Speicherung verbrauchernah bzw. verbraucherfern erzeugter regenerativer Energie durch Lastverschiebung wurde ein Simulationsmodell in TRNSYS entwickelt, um das Zusammenwirken von Wärmeerzeugern, thermischen Speichern und Gebäuden dynamisch abzubilden.*

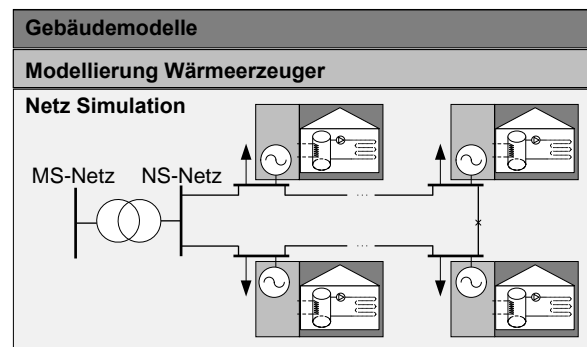
*The expansion of renewable energies leads to a higher demand of energy storages. Thereby, effective synergies between the sectors heat and power can be achieved by the combination of heat generators with thermal storage devices. To determine the potential for load shifting measures for storing renewable energy, a TRNSYS simulation model was developed to map the interaction of residential heating systems, thermal storage devices and buildings dynamically.*

Mit der Nutzung volatiler dezentraler Energiequellen geht eine Beeinflussung der Versorgungsnetze einher, welche ein aktives Management elektrischer Verteilungsnetze bedingt. Dezentrale Speicher sowie eine aktive Verschiebung dezentraler Lasten sind probate Mittel um eine Systemstabilität auch in Zukunft zu gewährleisten. Insbesondere wird dezentralen Wärmeerzeugern, wie Wärmepumpen (WP), Mikro-BHKW Anlagen und Brennstoffzellen-Heizsystemen (BZ) in Verbindung mit thermischen Speichern ein großes Potential zum Lastmanagement zugeschrieben.

Während fixe Sperrzeiten einer Netzbelastung durch einen hohen elektrischen Bedarf von WP entgegenwirken sollen, bietet die Lastverschiebung von WP ein Potential zur aktiven Verschiebung des Betriebs in Zeiten hoher volatiler Einspeisung. Des Weiteren können flexible Sperrzeiten für Mikro-BHKW und BZ Anlagen einer Netzbelastung entgegenwirken.

Die aktive Verschiebung des Betriebs kann aus Sicht der Netzbetreiber zu einer optimalen Betriebsführung von elektrischen Verteilnetzen genutzt werden. Aus Anwendersicht sind allerdings Nachteile bezüglich der Systemeffizienz und der Betriebsweise zu erwarten. Dabei wirken sich insbesondere höhere Speicher- sowie Ein- und Ausschaltverluste auf die Effizienz der Anlagen aus. Des Weiteren sind eine höhere Einschalthäufigkeit sowie verkürzte Betriebszeiten zu erwarten, welche sich auf die Lebensdauer der Anlagen negativ auswirken.

Für eine genaue Analyse des Einsatzes im Rahmen eines Lastmanagements ist eine gekoppelte Simulation notwendig, bei der zum einen die Auswirkungen auf die Effizienz des WP-Systems und zum anderen die Wirkung im elektrischen Verteilnetz untersucht wird. Die folgende Abbildung zeigt das Konzept der Simulationsumgebung, welche sich in die drei Teilbereiche Gebäudemodelle, Modellierung Wärmeerzeuger und Netzsimulation unterteilen lässt.



Konzept des Simulationsaufbaus

Die Untersuchungen sollen Aufschluss darüber geben, welches Potential die einzelnen Technologien zur Lastverschiebung bieten und wie sich innovative Technologien, wie leistungsgeregelte WP oder steigende Anforderungen an den Gebäudeenergiebedarfs aus der Energieeinsparverordnung, auf das Potential auswirken. Insbesondere sollen Auswirkungen auf die Effizienz der Anlagen dargestellt und Grenzen des Lastmanagement aufgezeigt werden.

## Fachkooperation für Klima- und Ressourcenschutz zwischen der Technischen Universität 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 the Kwame Nkrumah University of Science and Technology (KNUST – Kumasi/Ghana)

Lukas Spitalny

*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 resources protection.*

Im Jahr 2012 hat sich im Rahmen eines von der Deutschen Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH initiierten Projekts mit dem Titel „Umstellung der Stromversorgung der Universität KNUST auf Erneuerbare Energien“ die Möglichkeit ergeben, die Kooperation mit der KNUST über die bestehende Zusammenarbeit hinaus auszubauen. Das GIZ Vorhaben umfasste zwei Workshops in Ghana und in NRW, an denen neben Vertretern der KNUST auch die TU Dortmund und Vertreter der Westfälischen Hochschule teilnahmen. Bei den Workshops konnte das Fundament für eine entsprechende institutionalisierte Fachkooperation geschaffen und ein Memorandum of Understanding zwischen den Kooperationspartnern als Grundlage für die künftige Zusammenarbeit entwickelt werden. 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 aber auch von gemeinsamen Forschungsprojekten.

Dabei erfolgen alle Aktivitäten in enger Abstimmung mit der Universität KNUST sowie der Westfälischen Hochschule.

Im Rahmen der Fachkooperation fand eine Vorbereitungsmission vom 23.-28. September 2013 statt, bei der erste Maßnahmen ausgearbeitet wurden. Es wurden zwei Gebäude der Fakultät für Ingenieurwissenschaften auf dem Campus der KNUST identifiziert, welche als Pilot- und Demonstrationsvorhaben für ein intelligentes Energiemanagement und zur Integration von erneuerbaren Energien dienen sollen.



Teilnehmer der Vorbereitungsmission (Sep. 13)

Unter anderem wird eine bestehende PV-Anlage umgerüstet, um eine unabhängige Spannungsversorgung auf Basis erneuerbarer Energien zu verwirklichen.

## Netzintegration von dezentralen Erzeugern und Wärmepumpen

### Integration of distributed generation and heat pumps into the low voltage grid

Mark Arnold

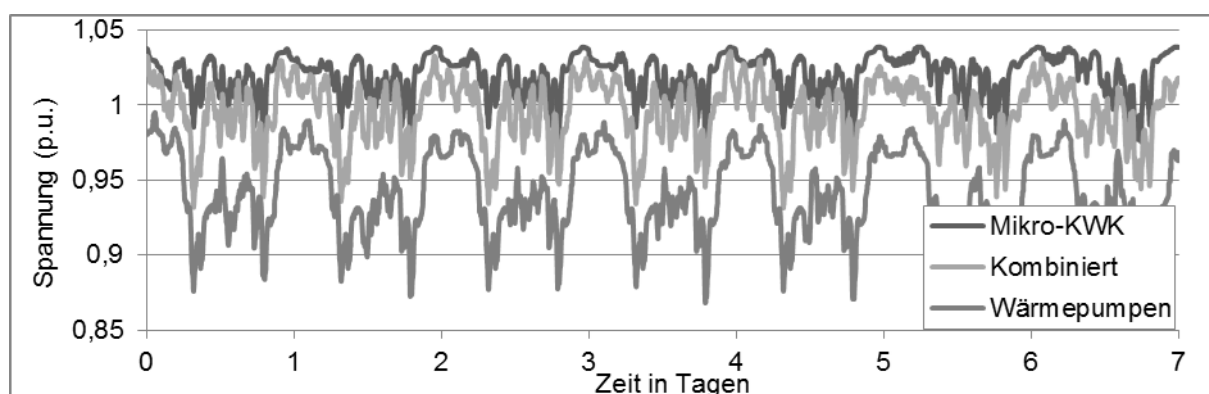
*Die vermehrte Installation von Mikro-KWK Anlagen und Wärmepumpen in deutschen Niederspannungsnetzen führt zu einer unerwünschten Beeinflussung des Spannungsniveaus. Der charakteristische Einfluss dieser Geräte wird daher untersucht.*

*The increased connection of micro-CHP systems and heat pumps to the German low voltage grid leads to an undesirable influence on the voltage level. The characteristic influence of those devices is therefore evaluated.*

*Diese Forschungsarbeit wird durch die Bosch Thermotechnik GmbH gefördert*

Im Rahmen der Energiewende werden immer mehr Mikro-KWK Anlagen und Wärmepumpen installiert. Diese Systeme können Heizungswärme effizienter bereitstellen als klassische Gas- oder Ölheizungen. In dieser Forschungsarbeit wird daher zunächst ihr Einfluss auf das Stromnetz untersucht um anschließend Lösungen für mögliche Probleme zu entwickeln. Der Anschluss dieser Geräte an das elektrische Niederspannungsnetz bedarf der Zustimmung des lokalen Netzbetreibers. Dieser ist dafür verantwortlich dass die Spannungsqualität überall im Netz die Anforderungen der europäischen Normung erfüllt (EN 50160). Der Anschluss von Mikro-KWK Anlagen führt auf Grund des Einspeisens von Strom in das elektrische Netz zu einer Erhöhung der Spannung am Anschlusspunkt, während der Anschluss einer Wärmepumpe auf Grund des Strombezugs zu einer Spannungsabsenkung führt. Um zu beurteilen inwiefern der Anschluss dieser Geräte die Spannungsqualität und insbesondere das Spannungsniveau beeinflusst und eventuell die Einhaltung der Grenzwerte gefährdet, ist es wichtig die Spannungscharakteristik von Mikro-KWK Anlagen und Wärmepumpen zu kennen.

In der Grafik unten sind die Spannungsverläufe eines Beispielnetzes (166 Häuser) mit Mikro-KWK Anlagen, Wärmepumpen und einer Kombination der beiden dargestellt. Der Spannungsverlauf mit Mikro-KWK Anlagen liegt durchschnittlich über der Nennspannung (1 p.u.). Der obere Spannungsgrenzwert von 1,1 p.u. wird nicht erreicht. Der Spannungsverlauf mit Wärmepumpen zeigt tiefe Spannungsabsenkungen. Der untere Spannungsgrenzwert von 0,9 p.u. wird unterschritten. Im Falle einer kombinierten Installation der gleichen Anzahl von Mikro-KWK Anlagen und Wärmepumpen gleichmäßig über das Netz verteilt kann eine deutliche Reduzierung der Spannungsabsenkungen verglichen mit der reinen Wärmepumpeninstallation beobachtet werden. Im Vergleich zur reinen Mikro-KWK Installation kann eine leichte Absenkung des Spannungsniveaus beobachtet werden. Der Einfluss von Mikro-KWK Anlagen und Wärmepumpen auf das Spannungsniveau ist gegenläufig, hat aber eine ähnlichen Charakteristik auf Grund der wärmegeführten Betriebsweise. Daher kann eine Installation beider Wärmeerzeuger in einem Niederspannungsnetz zu einem verbesserten Spannungsverhalten führen.



Spannungsverlauf mit 136 Mikro-KWK Anlagen, 34 Wärmepumpen und einer Kombination.

## 4.4 Energiewirtschaft

### Technische, rechtliche und raumplanerische Aspekte der Stromnetzplanung

#### Technical, legal and regional aspects of transmission system planning

Jonas von Haebler

*Die Energiewende erfordert einen umfangreichen Netzausbau. Langwierige Verfahren und Widerstände in der Vergangenheit erfordern die Entwicklung transparenter und akzeptanzfördernder Planungsabläufe. In diesem interdisziplinär angelegten Forschungsprojekt werden Planungsabläufe unter technischen, rechtlichen und raumplanerischen Gesichtspunkten disziplinübergreifend analysiert und optimiert. Ein neuartiger, integrierter Stromnetzplanungsprozess kann Planungsabläufe effizienter gestalten und so den Stromnetzausbau beschleunigen.*

*The German energy turnaround requires significant grid expansions. Lengthy procedures and oppositions in the past require the development of transparent and acceptance oriented planning processes. This research project focusses on interdisciplinary analysis and optimization of technical, legal and spatial planning aspects. A novel and integrated power system planning process can make planning processes more efficiently and accelerate the current power system expansion.*

*Diese Forschung wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gefördert.*

Der Planungsprozess von Stromnetzen ist mehrstufig strukturiert und erfordert die Berücksichtigung interdisziplinärer Fragestellungen in der Planung. Neben der rein technisch-wirtschaftlichen Bestimmung und Bewertung der Ausbaualternativen spielen raumplanerische Randbedingungen bei der Identifikation und Auswahl von Trassen eine zentrale Rolle in der Netzplanung. Darüber hinaus stellen die rechtlichen Anforderungen den gesetzlichen Rahmen für das Planungsverfahren dar.

Die Bildung von Entwicklungsszenarien ist durch energiewirtschaftliche und politische Zielgrößen bestimmt und bildet die Grundlage der Netzentwicklungsplanung (NEP). Die Bestimmung des zukünftigen Netzbedarfs ist vorrangig technisch-wirtschaftlich motiviert. Das Ergebnis sind notwendige Netzausbau- bzw. Ausbaumaßnahmen zwischen Netzverknüpfungspunkten, die im Bundesbedarfsplangesetz (BBPIG) verbindlich festgelegt werden. Hierdurch entsteht bereits in dieser Planungsstufe ein Raumbezug. Die nachfolgende Bundesfachplanung hat zum Ziel, Trassenkorridore für die spätere Realisierung von Leitungsneubauten bei Minimierung von Raumwiderständen zu entwickeln. Diese Planungsstufe ist vorrangig ein Aufgabenfeld der Raumplanung. Mit dem Planfeststellungsverfahren (PlfV) beginnt das konkrete Umsetzungsverfahren. Dies beinhaltet die endgültige Technologiefestlegung sowie die Feintrassierung (Festlegung der konkreten Maststandorte bzw. Kabelstreckenverläufe). Daneben geht es um Fragestellungen des Besitz- und Eigentumsübergangs.

Die Wechselwirkung aller Fachdisziplinen lässt sich am Beispiel der bereits im BBPIG verbindlich festgelegten Netzverknüpfungspunkte anschaulich darstellen. Besondere Relevanz erlangt dies bei den geplanten HGÜ-Vorhaben. Die zur Einbindung ins vorhandene Drehstromnetz erforderlichen Konverterstationen stellen besonders raumwirksame Anlagen dar. Nach aktueller Gesetzeslage (BBPIG) ist es erforderlich, die HGÜ-Verbindung an fest vorgeschriebenen Netzverknüpfungspunkten in das Drehstromnetz einzubinden. Die konkrete Standortsuche für den erforderlichen Konverter im Rahmen des PlfV kann jedoch zu einem Ergebnis führen, bei dem der raumplanerisch optimale Standort raumverträglicher an einem alternativen Netzverknüpfungspunkt angebunden werden kann, der netztechnisch gleichwertig ist. Diese Realisierungsmöglichkeit wird jedoch durch die aktuelle Rechtsprechung unterbunden. Durch die konkrete Anbindungspflicht werden Handlungsspielräume in der Standortsuche eingeschränkt, die zu einem technisch gleichwertigen aber raumverträglicheren Gesamtergebnis für die Konverteranlage und deren Netzanbindung führen können.

Das Beispiel verdeutlicht, dass ein interdisziplinär abgestimmter Planungsablauf notwendig ist. Mehr Flexibilität im Verfahrensverlauf führt zu einem optimalen Gesamtergebnis, indem fachliche Zielgrößen an der richtigen Stelle berücksichtigt werden. Die Einbindung und Verzahnung der beteiligten Disziplinen an der richtigen Stelle erhöht die Transparenz des Verfahrens und führt i.d.R. zu einer Verfahrensbeschleunigung.

## **Integrierte Optimierung zur Netzentwicklung und zum Übergang in neue Stromnetzstrukturen (IO.Netz)**

### **Integrated optimization of distribution system planning and transition into new grid structures**

Jonas von Haebler, Marc Osthues

*Die Zunahme dezentraler Erzeugungsanlagen, eine kritische Altersstruktur des bestehenden Netzes sowie sinkenden Netzbudgets stellen Verteilnetzbetreiber vor erhöhte Anforderungen bezogen auf eine langfristige kosteneffiziente Ausrichtung des Netzgeschäfts. Die integrierte Optimierung der Erneuerung und Erweiterung des Asset-Bestands unter Berücksichtigung von Unsicherheiten in der zukünftigen Versorgungsaufgabe ist das Ziel des vorgestellten Forschungsprojekts IO.Netz.*

*The increase of renewable energy sources, a critical aging structure of the present grid and declining budgets are strengthening the requirements on distribution system operators in terms of a long-term strategic direction of their business. An integrated optimization of renewal and expansion planning of the physical assets under uncertainties in the supply task represents the objective of the research project IO. Netz.*

*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) gefördert.*

Ziel des Projektes IO.Netz ist die Entwicklung einer integrierten Optimierung zur Planung von Verteilnetzen, die eine optimale Berücksichtigung der Anforderungen aus dem Asset-Management und der strategischen Netzentwicklung ermöglicht.

Die Sicherstellung eines langfristig kostengünstigen, effizienten und sicheren Netzbetriebs ist die Aufgabe der Netzplanung. Eine optimale Netzentwicklung erfordert die Berücksichtigung des gegenwärtigen Anlagenbestands, des zukünftigen Modernisierungsbedarfs und der unsicheren Entwicklung der Versorgungsaufgabe. Erneuerungs- und Erweiterungsinvestitionen werden dabei maßgeblich durch den alterungsbedingten Austausch bestehender Betriebsmittel und den notwendigen Bedarf zusätzlicher Betriebsmittelkapazität bestimmt.

Einen erhöhten Einfluss auf die Kapazitätsanforderungen des Netzes hat der Ausbau der erneuerbaren Energien. Zum einen führen die Einspeisungen dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen zu einer Umkehrung der Lastflussverhältnisse und erfordern eine geeignete Berücksichtigung in der Netzplanung, zum anderen bestehen Unsicherheiten in der mittel- bis langfristigen Prognose der zeitlichen und örtlichen Entwicklung der installierten Leistungen für das jeweilige Versorgungsgebiet.

Darüber hinaus besteht in vielen Verteilnetzen ein signifikanter Bedarf an Ersatzinvestitionen aufgrund der Altersstruktur der Betriebsmittel. Ferner

erfordern begrenzte Investitionsbudgets eine betriebswirtschaftliche Optimierung der Netzinvestitionen.

Diese Einflussgrößen führen zu einer hohen Komplexität der Optimierungsaufgabe. Die manuelle Suche nach optimalen Lösungen, die bei minimalem Kapitaleinsatz den veränderten Rahmenbedingungen der Nachfrage- und Erzeugungsentwicklung Rechnung trägt, ist nahezu unmöglich. Daher ist der Kernbestandteil von IO.Netz die Entwicklung einer integrierten Optimierungsumgebung, um Synergien zwischen den einzelnen Handlungsanforderungen (kapazitätsbedingte Erweiterung und zustandsbedingte Erneuerung) zu nutzen und optimale Ausbaustrategien zur Erreichung langfristig effizienter Netzstrukturen zu entwickeln.

Das Bild zeigt die entwickelte Zielarchitektur der integrierten Optimierung. Den Ausgangspunkt des Modellansatzes bildet die Definition wahrscheinlichkeitsgewichteter Szenarien zur Abbildung der Einspeise- und Lastentwicklung. Zur Ableitung der Szenarien werden dabei primär bekannte Studien verwendet. Die Szenarien beschreiben den Zustandsraum zukünftiger Versorgungsaufgaben und bilden die Grundlage zur Bestimmung der Anforderungen an den zukünftigen Handlungsbedarf.

Zukünftige Engpässe werden durch Lastflussberechnungen ermittelt und durch entsprechende

Maßnahmen beseitigt. Diese kapazitätserweiternden Maßnahmen sind in einem Regelwerk zur Netzerweiterung abgelegt. Gleichzeitig werden Regeln zur Netzerneuerung durch die Alters-Simulation im Rahmen des Asset-Managements formuliert.

Der Optimierer bedient sich der beiden Regelwerke in einem dynamischen Simulationsmodell, um ein potentielles Zielnetz als Realisierung von Maßnahmen innerhalb des Planungszeitraums vorzuschlagen. Er bewertet diesen sog. Zielnetz-kandidaten anhand der Zielfunktion und unter Berücksichtigung von Restriktionen. Zur Bewertung werden technische und finanzielle Kennzahlen, wie z. B. CAPEX, OPEX und Altersstrukturen, ermittelt.

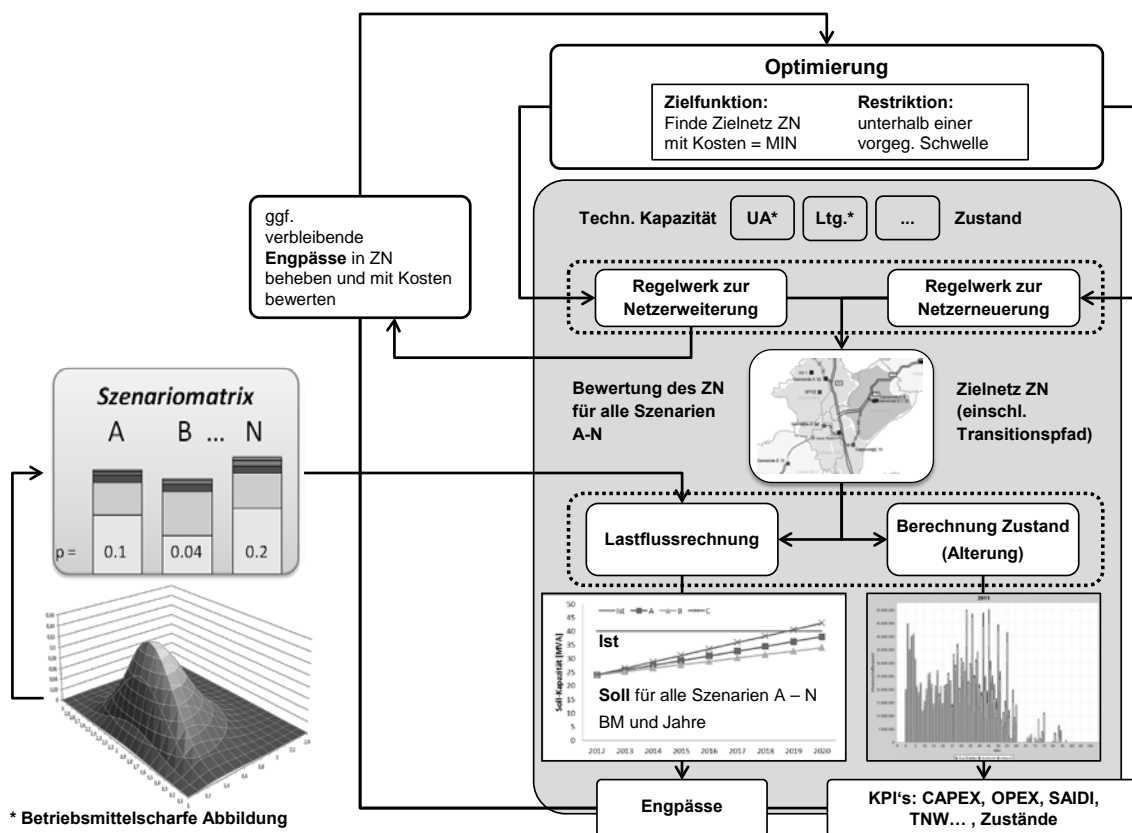
Der Suchraum ist durch die Kombination der Dimensionen Zeit, Ort, Betriebsmittel (definiert im Regelwerk) und Szenario komplex. Der prinzipielle Ablauf der Optimierung lässt sich wie folgt beschreiben:

In einem ersten Schritt erzeugt der Optimierer durch stochastische Anwendung des Regelwerks potentielle Zielnetz-kandidaten. Diese werden

durch die zeitliche Fortschreibung der Altersstruktur auf erforderliche zustandsbasierte Erneuerungen überprüft. Die Bewertung findet für alle Zeitschritte eines Szenarios statt.

Im zweiten Schritt wird jeder Zielnetz-kandidat für alle Zeitschritte eines Szenarios anhand von Lastflussrechnungen auf Engpässe überprüft. Vorhandene Engpässe in einem Szenario werden durch zusätzliche Maßnahmen in dem Jahr des eintretenden Engpasses beseitigt. Diese szenario-abhängigen Maßnahmen werden anhand ihrer Kosten in der Bewertung des Zielnetz-kandidaten mit der Eintrittswahrscheinlichkeit des Szenarios berücksichtigt. Dieses Vorgehen ermöglicht unwahrscheinliche Anforderungen eines Szenario bei der Netzauslegung zu berücksichtigen und mit in die Bewertung eines Zielnetz-kandidaten einfließen zu lassen.

Die prinzipielle Methodik des Ansatzes wurde bereits in diversen Publikationen veröffentlicht. Derzeit befindet sich der entwickelte Prototyp in der Testphase. Ferner wurden erste Untersuchungen an einem Verteilnetz der 30- und 110-kV-Ebene durchgeführt.



Zielarchitektur der integrierten Optimierung



## Ansatz zur wirtschaftlichkeitsbasierten Kraftwerksparkentwicklung

### A profitability-based generation-system-development approach

Niklas Poier

Die wirtschaftlichkeitsbasierte Kraftwerksparkentwicklung ist eine Methode, um die Entwicklung der Erzeugungsseite eines Elektrizitätswirtschaftssystems zu simulieren und zu untersuchen. Vorteil dieses Ansatzes ist, dass diese Entwicklung basierend auf der Wirtschaftlichkeit der bestehenden und neu zu errichtenden Erzeugungsanlagen modelliert wird. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen wird damit in dieser Methode im Modell berücksichtigt und nicht als exogen gegeben angenommen.

The Profitability-Based Generation-System-Development approach is a simulation method focused on the generation units of an electricity industry. The advantage of this approach is that it displays the installation and deconstruction of the generation units based on their profitableness. Therewith the cost-effectiveness of the generation units is considered in this approach and not given exogenous.

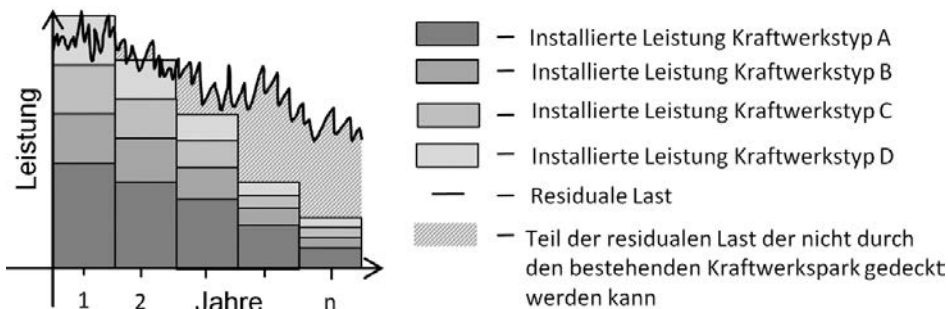
#### Motivation und Anwendung der wirtschaftlichkeitsbasierten Kraftwerksparkentwicklung

Die Wirtschaftlichkeit der Erzeugungstechnologien ist der entscheidende Einflussfaktor auf die Entwicklung des Kraftwerksparks. Markt-Design-Maßnahmen sind eine Möglichkeit diese Wirtschaftlichkeit und damit die Entwicklung des Kraftwerksparks gezielt zu beeinflussen. Um die Auswirkungen von Markt-Design-Maßnahmen auf diese Entwicklung abbilden zu können, ist deshalb ein Modell notwendig, welches die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen im Zeitverlauf bei dem Zu- und Rückbau von Anlagen berücksichtigt. Auf diese Weise können die Auswirkungen verschieden Änderungen des Marktdesigns auf die Kraftwerksparkentwicklung untersucht werden. Zu diesen Änderungen gehören z.B. die Einführung eines Kapazitätsmarktes oder von Bonus-Malus-Systemen. Folgende Forschungsfragen sind in diesem Zusammenhang zu untersuchen:

- Wie entwickelt sich der Kraftwerkspark in Deutschland?
- Wie beeinflussen verschiedene Marktdesigns diese Entwicklung?
- Welche Akteure können neben fossilen Kraftwerken für den sicheren Lastausgleich sorgen?

#### Modellierung der wirtschaftlichkeitsbasierten Kraftwerksparkentwicklung

Für diesen Zweck wird das Modell der wirtschaftlichkeitsbasierten Kraftwerksparkentwicklung entwickelt. Dieses geht von einem bestehenden Kraftwerkspark (Rechtecke in der Abbildung) und der residualen Last (schwarze Funktion in der Abbildung) aus und stellt deren Entwicklung im Zeitverlauf dar. Der Rückbau bestehender Kraftwerke basiert, bei gegebener Wirtschaftlichkeit, auf deren technischen Betriebsdauer. Die Wirtschaftlichkeit aller Kraftwerke wird in einem iterativen, zweistufigen Prozess bestimmt. Im ersten Schritt werden, mit Hilfe eines Kraftwerkseinsatzes der Bestandskraftwerke, Einsatzzeiten und Preisniveau berechnet. Diese Ergebnisse zeigen auf, ob Bestandskraftwerke aus Gründen der Wirtschaftlichkeit stillgelegt werden. Können die bestehenden Kraftwerke die residuale Last nicht decken, ergibt sich eine Energiemenge, auf deren Basis Neubauten bewertet werden (schraffierte Flächen). Diese Bewertung von Neubauten entspricht dem zweiten Schritt des Prozesses. Die Wirtschaftlichkeitsbewertung erfolgt für jede Erzeugungstechnologie mit Hilfe einer Gesamtkostenbetrachtung, der die Einnahmen über die Lebensdauer gegenübergestellt werden.



Exemplarisches Vorgehen bei der Wirtschaftlichkeitsbewertung von Bestandskraftwerken und Neubauten im Rahmen der wirtschaftlichkeitsbasierten Kraftwerksparkentwicklung

## Einfluss starker Wind- und PV-Flanken auf den Bedarf an Regelleistung

### Influence of increasing power gradients of wind energy on control reserves

Stefan Kippelt, Thorsten Schlüter

*Durch die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen kommt es in Zukunft vermehrt zu starken Leistungsgradienten fluktuierender Erzeuger. Diese führen im Stromnetz zu Störungen der Leistungsbilanz, können somit den Einsatz von Regelleistung bedingen und beeinflussen möglicherweise die zukünftig benötigte Menge an Regelreserve.*

*The increasing share of renewable energy sources leads to higher power gradients in power production. These gradients can cause disturbances of the system's power balance and thus the activation of control reserves. Consequently, the potential influence of increasing power gradients on the demand for control reserves has to be examined.*

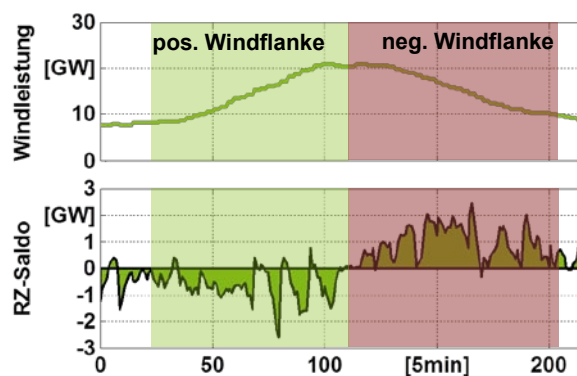
Die Dimensionierung von Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserve erfolgt heute auf Basis eines faltungs-basierten Ansatzes. Dieser berücksichtigt die Wahrscheinlichkeitsverteilungen von Saldoabweichungen, bedingt durch verschiedene Unsicherheitsfaktoren in der Regelzonenbilanzierung. Hierzu zählen Kraftwerksausfälle, Lastrauschen und Prognosefehler, insbesondere von PV- und Windenergieanlagen.

Durch den Ausbau von fluktuierenden Erzeugungseinheiten steigen neben den absoluten Prognosefehlern auch die Leistungsgradienten. Da diese kurzfristigen Leistungsänderungen („Flanken“) nur in einem diskreten Zeitintervall von 15 Minuten durch den Energiemarkt abgebildet werden können, entsteht ein kurzfristiges Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch elektrischer Energie. Zum Ausgleich dieses Leistungssaldos kommt die Sekundärregelleistung zum Einsatz. In den Stunden mit einer stark zu- oder abnehmenden Einspeisung fluktuierender Erzeugungsanlagen ist daher ebenfalls mit einem Einfluss auf die benötigte Sekundärregelleistung zu rechnen. Dieser kurzfristige Mehrbedarf kann durch das heutige Dimensionierungsverfahren (konstante Ausschreibung über 3 Monate) nicht oder nur durch eine generelle Erhöhung der Ausschreibungsmenge berücksichtigt werden. Eine wichtige Fragestellung ist somit, inwiefern der Einfluss von Wind- und PV-Flanken auf den Bedarf an Sekundärregelleistung schon heute beobachtet werden kann, und ob dieser zukünftig bei der Regelleistungsdimensionierung Berücksichtigung finden sollte.

Um den heutigen Einfluss des Effektes von Einspeiseflanken zu verdeutlichen, werden zunächst die historischen Verläufe von Wind- und PV-Einspeisung mit dem zeitgleichen Verlauf des Regel-

zonensaldos des deutschen Netzregelverbundes des Jahres 2012 verglichen. Der Regelzonensaldo stellt dabei die Sollwertvorgabe für den Sekundärregler dar (Modifikationen durch den internationalen Netzregelverbund etc. vernachlässigt). Die Analyse einzelner Windflanken (siehe Abbildung) zeigt einen deutlichen Einfluss auf den Regelzonensaldo: Während der positiven Windflanke zeigt sich eine verstärkte Tendenz zu negativen Salden (Überspeisung), wohingegen negative Windflanken tendenziell zu einer Unterspeisung führen.

Dieser Effekt kann bei Betrachtung des gesamten Jahres 2012 bestätigt werden: Im Vergleich zum Jahresmittelwert des RZ-Saldos von -73 MW zeigt sich bei starken negativen Flanken ein durchschnittlicher Regelzonensaldo von +220 MW und bei stark positiven Flanken von -650 MW. Diese Werte liegen in einer Größenordnung, die für die Dimensionierung der SRL (in 2012 durchschnittlich ca.  $\pm 2100$  MW) relevant sind. Entsprechend sollte dieser Effekt weiter beobachtet und ggf. bei der zukünftigen Dimensionierung der SRL berücksichtigt werden.



Windstromeinspeisung und RZ-Saldo vom  
06.10.2012

## Regionenmodell – Leistungsnachfrage und –angebot in Deutschland

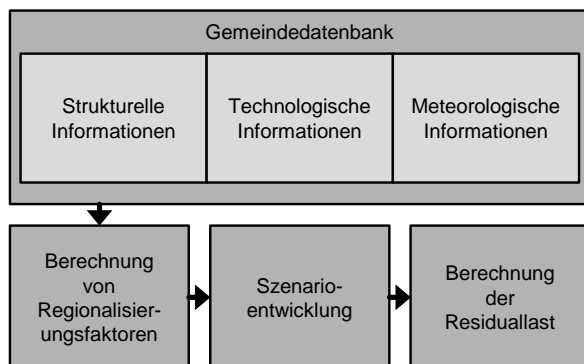
### Regionalization model – power demand and production in Germany

Jan Teuwsen, Volker Liebenau

*Die regionale Verteilung der Leistungsnachfrage und des -angebots hat entscheidenden Einfluss auf die Planung von Energieversorgungssystemen. Daher ist eine Untersuchung der Auswirkungen verschiedener Verteilungen notwendig, um eine qualitative Einordnung der Ergebnisse diverser Studien vornehmen und bei zukünftigen Studien das zugrunde liegende Szenario bewerten zu können.*

*The regional distribution of power demand and production influences the development process of energy supply systems significantly. An analysis of the effects of different distributions is therefore necessary to benchmark the results of past studies and to evaluate the chosen scenario in future studies.*

Zur Untersuchung des Einflusses der regionalen Verteilung der Leistungsnachfrage und des Leistungsangebots (Regionalisierung) wird am ie<sup>3</sup> ein Regionenmodell eingesetzt. Mithilfe dieses Regionenmodells können aktuelle und zukünftige Szenarien der Energieversorgung auf Gemeindeebene simuliert werden. Im Fokus steht dabei der Sektor der elektrischen Energieversorgung. Funktion und Aufbau des Regionenmodells sind in der folgenden Abbildung dargestellt.



#### Funktion und Aufbau des Regionenmodells

Grundlage des Modells ist die Gemeindedatenbank. In dieser Datenbank sind strukturelle und meteorologische Daten für jede Gemeinde in Deutschland zusammengetragen, hauptsächlich Daten des Statistischen Bundesamts, der Statistischen Landesämter und des Deutschen Wetterdienstes. Zudem sind technologische Informationen über die Komponenten des Energieversorgungssystems enthalten. Die Gemeindeebene ist die niedrigste, strukturelle Ebene, auf der die Zusammenstellung der Daten sinnvoll möglich ist. All diese Daten werden zur Definition und Berechnung von Regionalisierungsfaktoren verwendet.

Ein Regionalisierungsfaktor beschreibt allgemein für jede Gemeinde den Anteil an der Gesamtleistung oder der Anzahl zugebauter Anlagen, der ihr

zugeordnet wird. Ein eindimensionaler Regionalisierungsfaktor wird nur auf Basis einer einzigen Einflussgröße gebildet. Er ergibt sich bspw. bei der Verteilung von Windenergieanlagen in Relation zur landwirtschaftlichen Fläche der deutschen Gemeinden. Mehrdimensionale Regionalisierungsfaktoren bieten die Möglichkeit, mehrere Einflussgrößen zu berücksichtigen. So kann bei Windenergieanlagen die Verteilung bspw. in Relation zur landwirtschaftlichen und forstwirtschaftlichen Fläche, des standortabhängigen Energieertragspotenzials und weiteren Einflussgrößen durchgeführt werden. Zudem kann das Leistungszuwachspotenzial durch Repoweringmaßnahmen basierend auf der heutigen Verteilung der Anlagen berücksichtigt werden.

Mithilfe der Regionalisierungsfaktoren können bereits definierte Szenarien, bspw. der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan, auf Gemeindeebene dargestellt werden. Gleichfalls können Szenarien in Abhängigkeit von definierten Zielen berechnet werden, bspw. den Ausbauzielen der Erneuerbaren Energien nach §1 EEG. In beiden Fällen ist eine vergleichende Auswertung der regionalisierten Szenarien für verschiedene Regionalisierungsfaktoren möglich.

Für ein regionalisiertes Szenario wird im letzten Schritt die Zeitreihe der residualen Last jeder Gemeinde berechnet. Die residuale Last beschreibt die Last abzüglich der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Alle residualen Lastzeitreihen lassen sich bei Bedarf auf übergeordnete Ebenen aggregieren, bspw. auf Kreise, Bundesländer oder Versorgungsgebiete eines Netzbetreibers sowie Netzknoten von Netzmodellen. Die Residuallastreihe für ganz Deutschland ist ein Teil der Eingangsdaten, der im Anschluss folgenden Simulation des Elektrizitätsmarkts.

## Analyse des regionalen Bedarfs und der Bereitstellung von Flexibilität in Deutschland

### Analysis of the regional need and provision of flexibility in Germany

Jan Teuwsen

*In diversen Studien wird ein steigender Bedarf an Flexibilität im elektrischen Sektor bei einem steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien an der Deckung des Energiebedarfs ausgewiesen. In diesem Vorhaben werden die regionalen und saisonalen Unterschiede des Bedarfs und der Bereitstellung von Flexibilität sowie der Einfluss des zugrunde gelegten Szenarios der Energieversorgung auf die Ergebnisse untersucht.*

*Many studies identify a growing need of flexibility in the electricity sector in Germany based on an increased share of renewable energy sources in energy production. This research project will investigate the regional and seasonal differences of the need and provision of flexibility as well as the influence of the chosen scenario of the energy supply system on the simulation results.*

Grundlage der Untersuchung sind stundengenaue Zeitreihen der residualen Last jeder deutschen Gemeinde für verschiedene Szenarien. Berechnet werden die Zeitreihen mit dem Regionenmodell, welches in einem vorangegangenen Beitrag näher beschrieben wird. Die betrachteten Szenarien unterscheiden sich dabei bspw. hinsichtlich des Wetterjahres, der Regionalisierungsmethodik oder der Energieversorgungsstruktur. Anhand der Energieversorgungsstruktur werden an dieser Stelle auch Technologieszenarien einbezogen, die sektorübergreifende Technologien wie Wärmepunkten oder Elektrofahrzeuge als Verbindung der Sektoren Strom, Wärme und Mobilität berücksichtigen.

#### Flexibilitätsbedarf

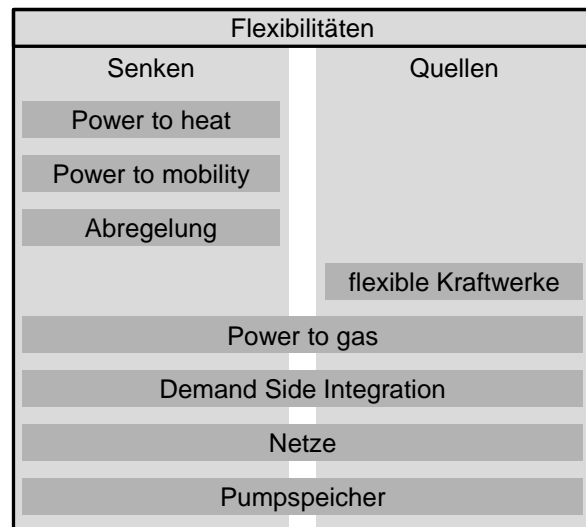
Zunächst wird je Szenario der Bedarf nach Flexibilität auf Gemeindeebene bestimmt. Ein regionaler Flexibilitätsbedarf ist immer dann vorhanden, wenn die residuale Last negativ ist – wenn also die regionale Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen die regionale Last übersteigt. Die Charakterisierung des Bedarfs wird je Gemeinde und Szenario anhand verschiedener Parameter vorgenommen. Im Fokus stehen dabei Häufigkeit, Dauer und Höhe des Flexibilitätsbedarfs.

Vorteil der regionalen Differenzierung ist die Möglichkeit der Auswertung der regional und saisonal auftretenden Gleichzeitigkeit des Flexibilitätsbedarfs. Hier wird gezeigt, ob und in welchem Umfang Gemeinden gleicher Charakteristik regional existieren und inwieweit sich diese Charakteristik im Jahresverlauf ändert. Analysen basierend auf der Residuallast für Deutschland unterstellen bereits den Einsatz der elektrischen Verteil- und Übertragungsnetze als Flexibilität, weisen daher

regionale Unterschiede nicht aus und erlauben keine alternativen Ansätze.

#### Bereitstellung von Flexibilität

Für die verschiedenen Szenarien des Flexibilitätsbedarfs wird anschließend die Bereitstellung modelliert. Ein Überblick über die dabei einsetzbaren Flexibilitätsoptionen ist in der folgenden Abbildung gegeben.



Übersicht über die Flexibilitätsoptionen

Basierend auf einer Priorisierung und regionalen Potenzialabschätzung der Flexibilitätsoptionen wird anhand eines Entscheidungsmodells der Einsatz der Flexibilitäten gemeindegau bestimmt. Dabei wird hergeleitet, welche Flexibilitätsoptionen sich in welchem Entwicklungsszenario besonders zur Deckung des Bedarfs eignen. Anhand der Priorisierung wird untersucht, welche Folgen eine gezielte Bevorzugung einer Flexibilität hat. Diese kann sich bspw. aus einer politischen Förderung für Power to gas, Power to heat oder Demand Side Integration ergeben.

## Batteriespeicher in Verteilnetzen – eine Alternative zum Netzausbau?

### Battery storages for the prevention of grid expansions

Stefan Kippelt

*Batteriespeichersysteme werden seit einigen Jahren als mögliche Alternative gehandelt, nötige Netzausbauten, insbesondere in der Nieder- und Mittelspannung zu ersetzen. In einer Studie werden je zwei Netzgebiete der Mittel- und Niederspannung bezüglich zukünftiger Netz-Überlastungen analysiert. Anschließend werden die zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen benötigten Speichergrößen bestimmt und zusammen mit anderen Handlungsoptionen wirtschaftlich bewertet.*

*The installation of battery storage systems are one opportunity of handling congestions in power grids. In a study, the future penetration of RES in two low- and medium-voltage grids each is analyzed. The occurring congestions are subsequently corrected by the installation of storage systems. An economic evaluation afterwards compares the investment in storages with traditional grid expansion and other approaches like feed-in curtailment or voltage control.*

Der Zubau erneuerbarer Energieträger erfolgt, insbesondere im Falle der Photovoltaik, in den unteren Netzebenen. Deutschlandweit werden ca. 60 % der PV-Anlagen in der Niederspannung und ca. 90 % in Nieder- und Mittelspannung installiert. Auch nach dem rasanten Zubau in den letzten Jahren wird bis zum Jahre 2023 noch immer mit einer stark steigenden Zahl von PV-Anlagen gerechnet. Dieser Trend bleibt für die Verteilnetze nicht ohne Folgen: Besonders in ländlichen Gebieten ist in den nächsten Jahren mit einem erheblichen Netzausbaubedarf zu rechnen. Moderne Batteriespeicher bieten jedoch die Möglichkeit, die Einspeisespitzen von PV-Anlagen zu speichern und somit einen Netzausbau zu begrenzen.

In einer Studie werden deshalb je zwei Netzgebiete der Mittel- und Niederspannung in einer Netzberechnungsmethode abgebildet und regionale Prognosen über den zukünftigen Zubau von Wind- und PV-Anlagen integriert. Anschließend werden in den Strängen der Niederspannung sowie den offenen Ringen der Mittelspannung Batteriespeicher platziert. Die Speicher werden so dimensioniert, dass keine Netzausbaumaßnahmen nötig werden.

Zusätzlich zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen kann ein Speicher im Verteilnetz jedoch auch weitere Aufgaben übernehmen. Mögliche Anwendungsfälle liegen hier in Arbitragegeschäften oder der Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie bspw. der Minutenreserve. Für eine

wirtschaftliche Bewertung des Einsatzes eines Batteriespeichers müssen diese zusätzlichen Nutzenpotentiale daher ebenfalls betrachtet werden. Zu diesem Zweck wird der Betrieb der zuvor dimensionierten Batteriespeicher nun mit Hilfe eines linearen Optimierungsansatzes im Jahresverlauf simuliert. Die betrachteten Zielfunktionen der Optimierung sind hierbei ein rein netzdienlicher Betrieb, der zusätzliche Handel an Spotmärkten sowie die Bereitstellung von Minutenreserve. Die Ergebnisse der Optimierung geben Auskunft über mögliche zusätzliche Einnahmen eines Speicherbetreibers.

Neben Batteriespeichern gibt es weitere innovative Ansätze zur Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen. Hierzu zählen eine dynamische Netzbetriebsführung sowie der Einsatz von regelbaren Ortsnetzstationen in der Niederspannung oder einer Spannungsregelung in der Mittelspannung. Diese Konzepte stellen Alternativen zur Investition in ein Speichersystem dar und können für einen Speicherbetreiber ein Risiko darstellen.

In einer anschließenden wirtschaftlichen Analyse wird die Investition in einen Energiespeicher unter Beteiligung an verschiedenen Märkten nun sowohl mit einem konventionellen Netzausbau als auch mit dem Einsatz innovativer Betriebsmittel verglichen. In Variantenrechnungen kann zudem der Einfluss eines geänderten Rechtsrahmens (z.B. gezielte PV-Abregelung, Begrenzung der max. PV-Einspeiseleistung) auf die Investition in einen Speicher dargestellt werden.

## Untersuchungen zur Einsatzoptimierung in einem virtuellen Energiespeicher

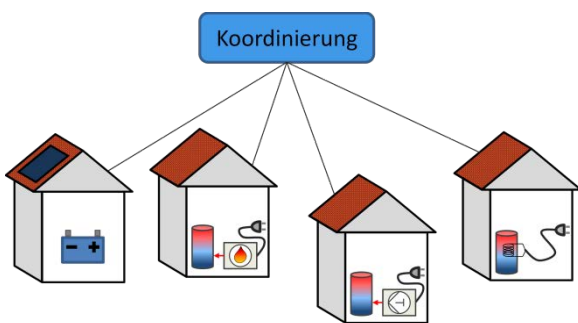
### Investigations on optimized resource scheduling in a virtual energy storage

Benjamin Haase

*Im Rahmen der Forschungsarbeit wird ein Einsatzoptimierungsmodell entwickelt, welches die Möglichkeit eröffnet, den Einsatz dezentraler Energieanlagen auf Gebäudeebene in einem virtuellen Speicher unabhängig von Marktbedingungen vergleichbar zu machen. Weiterhin soll die Optimierung im Spannungsfeld zwischen zentraler und dezentraler Optimierung näher untersucht werden.*

*In this research work an optimization model for resource scheduling of distributed energy systems will be developed. This enables comparison of the use of these energy systems in a virtual energy storage under different market conditions. Furthermore, investigations will focus on centralized versus decentralized optimization.*

Dezentrale Energieanlagen in Gebäuden bieten große Potenziale, um zur Integration fluktuierender erneuerbarer Einspeiser beizutragen. Insbesondere Anlagen zur Wärmeversorgung in Kombination mit der Erzeugung oder dem Verbrauch elektrischer Energie, wie BHKWs, Wärmepumpen oder elektrische Boiler, bieten hier nutzbare Potenziale. Auch Batterien, welche vermehrt zur Optimierung des PV-Eigenverbrauchs in Gebäuden installiert werden, können hier einen zusätzlichen Beitrag leisten. Hierzu ist jedoch eine koordinierte Fahrweise dieser verteilten und heterogenen Anlagen notwendig, wobei jedoch stets gewährleistet sein muss, dass die eigentliche Versorgungsaufgabe der Anlagen erfüllt werden kann. Untenstehende Abbildung zeigt beispielhaft eine Wohnsiedlung mit dem hier beschriebenen heterogenen Anlagenpool.



Wohnsiedlung mit heterogenem Anlagenpool

Eine rein marktorientierte Fahrweise der Anlagen ist zwar für die Umsetzung kurzfristig am interessantesten, für längerfristige Betrachtungen jedoch nicht geeignet, da das aktuelle Strommarktdesign durch den steigenden Anteil an EE-Strom nicht dauerhaft bestehen bleiben kann. Daher soll im Rahmen des hier vorgestellten Forschungsvorhabens ein Einsatzoptimierungssystem entwickelt werden, welches von aktuellen Marktbedingungen losgelöst funktioniert. Als Gütekriterium der

Optimierung gilt hier vor allem das nutzbar gemachte Leistungsverschiebepotenzial des Anlagenpools. Es soll insbesondere der Einfluss verschiedener Randbedingungen der Optimierung auf dieses Kriterium untersucht werden.

Über diesen Ansatz sollen auch Möglichkeiten gefunden werden, andere wiederum marktorientiert betriebene Systeme trotz wechselnder Randbedingungen untereinander vergleichbar zu machen. Dies wäre auf alleiniger Grundlage der Gewinnmaximierung nicht möglich.

Die koordinierte Fahrweise der Anlagen, wie sie hier betrachtet wird, soll Leistungsverschiebepotenziale auf Niederspannungsebene als virtuellen Speicher für übergeordnete Ebenen verfügbar machen. Wird also eine Leistungsänderung für den virtuellen Gesamtspeicher angefordert, so muss diese durch die Einsatzplanung auf die teilnehmenden Anlagen aufgeteilt werden.

Als Referenz für die bestmögliche Aufteilung kann hier ein virtuelles Kraftwerk mit absoluter Kenntnis über und direktem Zugriff auf die Einzelanlagen dienen. Da diese direkte Art der Steuerung jedoch durch den Verbraucher nicht unbedingt gewollt ist und die zentrale Datenverarbeitung und Optimierung bei steigender Anlagenzahl sehr aufwendig wird, werden hier andere Lösungen angestrebt. Eine dezentrale Optimierung kann jedoch aufgrund unvollständiger Informationen nicht mehr das globale Maximum erreichen. In der hier vorgestellten Arbeit soll also auch untersucht werden, wie sehr sich die optimierte Einsatzplanung durch Reduktion der verfügbaren Informationen verschlechtert, d.h. welche Einbußen in Kauf genommen werden, um die Autonomie der hausinternen Anlagen und den Datenschutz zu stärken.



## **E-DeMa: Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy Marktplatz der Zukunft**

**E-DeMa: Development and demonstration of decentralised energy systems there to the E-Energy marketplace of the future**

Dieter König, Hans-Jörg Belitz, Sabine Winter

*Ziel des E-DeMa-Projektes war die Einführung eines E-Energy-Marktplatzes, der die Integration von Privatkunden in den elektronischen Handel mit Energie ermöglicht. E-DeMa war eine von sechs Modellregionen im Rahmen des E-Energy Projekts, die sich mit der Kundenakzeptanz von neuer Kommunikationstechnologie auseinandersetzte. In der Modellregion Rhein-Ruhr wurden fast 700 Haushaltskunden mit neuen Stromprodukten und erweiterter Kommunikationsinfrastruktur ausgestattet.*

*The focus of E DeMa is the electricity consumption of the household sector. E-DeMa is one of the six E-Energy projects carrying out research activities regarding the customers' acceptance of advanced smart grid technologies. Prosumer (electricity producer and consumer) were connected to an open electronic marketplace through ICT gateways. The model region was located in the Western part of Germany and nearly 700 customers in the household sector were provided with new electricity products and advanced inhouse communication systems.*

*Dieses Forschungs- und Entwicklungsvorhaben wurde gefördert durch das BMWi.*

Nach nunmehr vierjähriger Forschungs- und Entwicklungsarbeit und einem umfassenden Feldtest in den Modellregionen Mülheim und Krefeld konnte das E-DeMa-Projekt, dass im Rahmen des von BMWi und BMU gemeinsam geförderten Programms eEnergy die Entwicklung und Demonstration dezentral vernetzter Energiesysteme hin zum E-Energy-Marktplatz der Zukunft zum Ziel hatte, erfolgreich abgeschlossen werden. Das übergeordnete Projektziel war die Verknüpfung zwischen den Bereichen Energietechnik und Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) und damit die Schaffung von E-Energy. Eine ähnliche Verknüpfung wurde bereits in den verschiedensten Bereichen wie beispielsweise E-Commerce, E-Government oder E-Administration erfolgreich umgesetzt.

Die Verknüpfung von Energie und IKT zu E-Energy bildete die Grundlage für das technische Projektziel des Projektkonsortiums – den E-Energy-Marktplatz 2020: Prosumer (vormals passive Stromkunden agieren als Stromproduzenten und -konsumenten) wurden auf einem offenen elektronischen Marktplatz mittels IKT-Infrastruktur mit Energiehändlern, Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteuren innerhalb einer Modellregion im Rhein-Ruhr Gebiet verbunden, wodurch sich neue Geschäftsmodelle für eine aktivere Marktteilnahme der Akteure ergeben.

Hierfür hat E-DeMa zwei Lösungen entwickelt: der Anschluss eines intelligenten Zählers (Smart Meter) als Brückenkopf zum elektronischen Markt-

platzsystem ermöglicht dem Kunden die Visualisierung des Energieverbrauchs. Der Kunde kann daraufhin seine Verbrauchsgewohnheiten manuell selbst anpassen. Technisch unterstützt ihn bei der Komfortlösung eine smarte Box (Gateway). Sie übernimmt die Steuerung ausgewählter Geräte ganz nach seinen Vorgaben und koordiniert den Einsatz automatisch mit dem elektronischen Marktplatz. Diese Komfortlösung eignet sich allerdings eher für Haushalte mit höherem Stromverbrauch oder Eigenproduktion aus  $\mu$ KWK-Anlage, aber auch für energieintensivere Kunden im Gewerbebereich.

Durch die systemische Entwicklungsarbeit des Projektkonsortiums, bestehend aus den Unternehmen RWE, SWK, Siemens, ProSyst, Miele sowie den Hochschulen der Ruhrregion Dortmund, Bochum und Duisburg-Essen, wurden Aspekte der Netzbetriebsführung, Inhouse-Anwendungen, zeitnahe Verbrauchsdatenerfassung und -bereitstellung berücksichtigt und es wurde ein innovatives Modell für die intelligente Integration der Akteure im Markt für elektrische Energie entwickelt, um den zukünftigen Ansprüchen der dezentralen Einspeiser in einem stärker fragmentierten Markt begegnen zu können. Dieser E-Energy-Marktplatz wurde im Rhein-Ruhr-Gebiet in einem groß angelegten Modellversuch demonstriert und evaluiert.

Durch das vorliegende Projekt wurde ein entscheidender Beitrag für eine vergleichbare Umsetzung im Energiesektor geleistet, die detaillierten Ergebnisse können dem Abschlussbericht unter [www.e-dema.de](http://www.e-dema.de) entnommen werden.

## Modellierung von Verbraucherlasten auf Basis von Zeitbudgetdaten

### Modeling customer loads based on time-use-data

Michael Metz

*Um energietechnische Probleme simulativ abzubilden, werden oft Verbraucherlastmodelle benötigt. Mit dem entwickelten „aktivitätsbasierten Lastmodell“ können die zeitlichen Schwankungen in der Stromnachfrage einzelner oder mehrerer Haushalte adäquat abgebildet werden. Als Grundlage dienen Aktivitätsprofile der deutschen Zeitbudgeterhebung 2001/2002 sowie Messungen an Haushaltsgeräten. Die Methode ist geeignet, um Versorgungsprobleme auf der Ebene von einzelnen Haushalten oder Wohnsiedlungen zu untersuchen.*

*For the simulation of energy supply issues load models are essential. With the “activity based load model”, fluctuations in the electricity consumption over time can be modeled for single or various households. The model is based on activity profiles from the German time-use survey 2001/2002 as well as on load metering of household appliances. The method is useful for the examination of supply problems on the level of single households or settlements.*

#### Vorbetrachtung

Die zeitlichen Fluktuationen der elektrischen Last stellen hohe Anforderungen an das Energieversorgungssystem. Stets muss gewährleistet sein, dass Ein- und Ausspeisung im Gleichgewicht sind – bei einer zunehmenden stochastischen Erzeugung aus Wind- und Photovoltaikanlagen. Um Energiesysteme simulativ abzubilden, werden wiederum *Lastmodelle* benötigt, die die scheinbar zufälligen Schwankungen im Stromverbrauch einzelner Haushalte und zugleich die Verstetigung bei der Überlagerung vieler Lastprofile darstellen.

#### Verbraucherlastmodelle

Bislang werden überwiegend zwei Verfahren eingesetzt, um den Haushaltsstromverbrauch zu modellieren: die Standardlastprofilmethode sowie synthetische, gerätebasierte Methoden.

Die Grundlage der *Standardlastprofilmethode (SLP)* ist ein aggregierter und somit geglätteter Verbraucherlastgang, der entsprechend den lokalen Bedingungen auf die Anzahl der Verbraucher skaliert werden kann. Oft werden SLP auch eingesetzt, um elektrische Lastprofile einzelner Haushalte oder kleinräumiger Siedlungen abzubilden. Die Fluktuationen gehen dabei jedoch verloren, sodass dieses Verfahren für eine Haushaltsanzahl unter 100 als ungeeignet erachtet wird.

*Gerätebasierte Lastprofile* werden nach dem Bottom-Up-Prinzip erstellt, indem durchschnittliche Einschaltzeitpunkte und Nutzungshäufigkeiten für die relevanten Endgeräte der Haushalte zugrunde

gelegt werden. Auf deren Basis können stochastische Lastprofile erzeugt werden. Obwohl mit diesen Verfahren bei entsprechender Umsetzung die Fluktuationen einzelner Haushalte sowie ganzer Versorgungsgebiete gut abgebildet werden, werden die logischen Verknüpfungen verschiedener Anwendungen ignoriert.

#### Aktivitätsbasiertes Lastmodell

Bei den zuvor genannten Methoden werden die Haushalte und Geräte stets auf Basis des elektrischen Lastverhaltens modelliert. Die eigentliche Ursache der Last wird hingegen nicht abgebildet. Zu diesem Zweck wurde ein *aktivitätsbasiertes Lastmodell (ABL)* entwickelt, in welchem die zeit aufgelösten Aktivitäten und Zustände der Haushaltsmitglieder als Auslöser elektrischer Leistungsabrufe eingehen.

Die Aktivitätsprofile entstammen der *Zeitbudgeterhebung 2001/2002*. Darin wurden etwa 35.000 Datensätze von Haushalten ermittelt, wobei nach Haushalts- und Tagtyp abgegrenzt wurde. Im ABL wurde jeder Aktivität eine Sequenz aus Endgeräten zugeordnet. Beispielsweise kann die Aktivität „Mahlzeit zubereiten“ elektrischen Küchengeräten wie dem Herd, Wasserkocher, Mikrowelle u.a. zugeordnet werden. Deren Lastgänge, die zuvor über eigene Messungen ermittelt und in eine Datenbank überführt wurden, werden somit über der Zeit aufgetragen.

Durch ABL werden Lastprofile erzeugt, die Privathaushalte hinsichtlich der Struktur der Energieanwendungen, des fluktuierenden Verlaufes und des Überlagerungsverhaltens adäquat abbilden.

## Gestaltung von innovativen Belieferungskonzepten für Haushaltskunden mit steuerbaren Lasten, dezentralen Energieumwandlungsanlagen und Speichern

Design of innovative supply concepts for domestic customers with electric vehicles, decentralized energy resources and storages

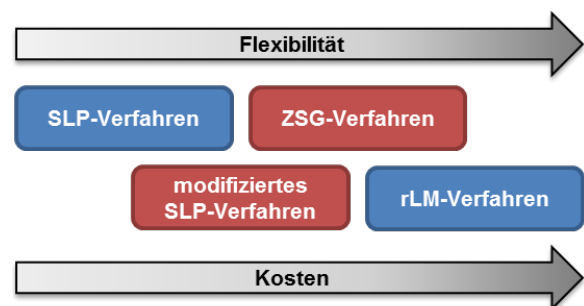
Malte Bolczek

*Ein Belieferungskonzept beschreibt die Art der Messung, der Lastprofilierung und der Bilanzierung von Stromkunden. Im Rahmen des Zubaus von dezentralen Energieumwandlungsanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und der damit verbundenen Zunahme des Eigenverbrauchs nimmt die Gestaltung von innovativen Belieferungskonzepten eine bedeutende Rolle ein: einerseits können die zunehmenden Bilanzierungsprobleme im Zusammenhang mit der Eigenverbrauchsregelung gelöst werden; andererseits werden neue Geschäftsmodelle für Energieversorger ermöglicht.*

*A delivery concept describes the manner of metering, load profiling and balancing of household customers. In the course of the increasing capacity additions of decentralized energy conversion plants and controllable loads and the associated increase of private consumption, the design of innovative delivery concepts plays a decisive role: on the one hand the increasing balancing problems related to private consumption can be solved; on the other hand new business models can be enabled.*

Haushalte werden derzeit fast ausschließlich im Rahmen des Standardlastprofilverfahrens beliefert. Der Vorteil dieses Belieferungskonzepts sind die geringen Kosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung (ca. 30 €/a) im Gegensatz zur registrierenden Leistungsmessung für Industriegesellschaften (bis zu 1000 €/a). In Bezug auf Haushaltskunden, die mit Eigenerzeugung und steuerbaren Lasten einen Beitrag zur Energiewende leisten wollen, hat die typisierte Profilierung und Bilanzierung über Standardlastprofile/ Standardeinspeiseprofile durch den Anreiz zum Eigenverbrauch verzerrt und erzeugen Ungleichgewichte in den entsprechenden Bilanzkreisen. Andererseits erfordern neue Geschäftsmodelle die Abbildung des tatsächlichen Last-/Einspeiseprofiles zur Transformation von Last- und Einspeiseverschiebungen in verschiedene Produkte und Dienstleistungen.

Das Ziel der Gestaltung neuer Belieferungskonzepte ist es, den beteiligten Marktpartnern zu ermöglichen, auf die Dynamik der Elektrizitätsmärkte und regulatorischen Maßnahmen zur Laststeuerung zu reagieren ohne dabei die volle Komplexität und Kosten einer registrierenden Leistungsmessung (rLM) zu generieren. Abhilfe kann einerseits die Modifizierung des Standardlastprofilverfahrens (SLP) oder die Einführung einer Zählerstandgangmessung (ZSG) schaffen, bei der viertelstündlich der Arbeitswert der eingesetzten Zähler erfasst wird und in einen Zählerstandgang überführt wird (Abbildung).



### Einordnung innovativer Belieferungskonzepte

Das Belieferungskonzept für derartige Haushaltskunden muss hinsichtlich der drei Ebenen Messung, Belieferung und Bilanzierung aufeinander abgestimmt werden. Dazu sind folgende Aspekte auszugestalten:

- Art, Anzahl und Position von Messeinrichtungen und Zählpunkten
- Last- und Einspeiseprofile und deren Zuordnung zu Zählpunkten
- Zuordnung von Profilen zu Bilanzkreisen
- Vermarktungsoptionen der Einspeisungen und Flexibilitäten
- Regelungen zur Abrechnung von Profil- und Mengenabweichungen
- Datenaustauschprozesse unter Berücksichtigung regulatorischer Prozessfestlegungen (GPKE, MaBiS, etc.)

Anschließend können die entwickelten Belieferungskonzepte hinsichtlich der verursachten Kosten und dem Nutzen für die involvierten Marktteilnehmer bewertet werden. Dazu sind entsprechende Business Cases zu erstellen.

## Individuelle Prognose von Lastprofilen für Elektrofahrzeuge

### Individual load forecast for Plug-In Electric Vehicles

Thorsten Schlüter, Volker Liebenau

*Ziel des Projekts „open ECOSPhERE“ ist die Verknüpfung des Energiemarktes mit den Anforderungen der Nutzer von Elektrofahrzeugen. Das ie3 entwirft, analysiert und bewertet Strategien zur Erbringung von Systemdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge vor dem Hintergrund der gezielten Nutzung fluktuierender Erneuerbarer Energieträger zur Ladung von Elektrofahrzeugen.*

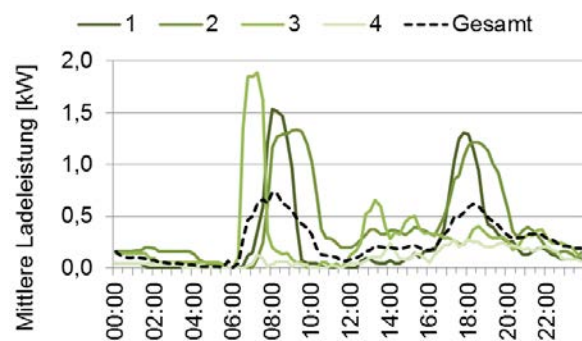
*The goal of the project „open ECOSPhERE“ is to link the energy market to the requirements of Electric Vehicle Users. The ie3 creates, analyses and evaluates strategies to provide e-services. These e-services consider the specific use of fluctuating renewable energies for EV charging.*

*Das Projekt „open ECOSPhERE“ wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) im Rahmen des Technologiewettbewerbs „IKT für Elektromobilität 2“ gefördert.*

Im Rahmen des Projekts „open ECOSPhERE“ soll das individuelle Nutzungsverhalten von Elektrofahrzeugen (EV = Electric Vehicles) anhand von Prognosen vorhergesagt werden. Diese Prognosen erleichtern die Koordination der EV und ermöglichen Poolkonzepte für die Erbringung von Systemdienstleistungen. Neben Systemdienstleistungen wie Regelleistung werden im Projekt auch Optionen wie das CO<sub>2</sub>-arme Laden oder der Ausgleich von PV-/ Windprognosefehlern im Praxistest untersucht.

In einem ersten Schritt wurden konventionelle Pkw von acht Probanden über einen Zeitraum von drei Monaten mit Datenloggern ausgestattet. Die Datenlogger zeichneten geo- und zeitreferenzierte Fahrprofile der jeweiligen Teilnehmer auf. Die gewonnenen Daten von über 1.300 Fahrten wurden anonymisiert und hinsichtlich der gefahrenen Strecke und des jeweiligen Aufenthaltsorts des Fahrzeugs als Status „Zuhause“, „Arbeitsplatz“ bzw. „Sonstwo“ ausgewertet.

Um aus den Fahrdaten der konventionellen Pkw die Arbeitsverfügbarkeit der EV abzuleiten, wurden Annahmen zum Verbrauch, zur Batteriekapazität sowie zu Verfügbarkeit und Leistung einer Ladeinfrastruktur getroffen. Wird bei einer ungesteuerten Ladung unterstellt, dass der Nutzer sein EV am Arbeitsplatz und Zuhause mit der Ladeinfrastruktur verbindet und der Ladevorgang unmittelbar beginnt, ergeben sich verschiedene Lastprofile (siehe nebenstehende Abbildung). Dargestellt ist beispielhaft der mittlere Tagelastverlauf von vier Probanden sowie der aggregierte Lastverlauf aller acht Probanden („Gesamt“) für drei Monate. Die Lastprofile geben somit Auskunft über das Gleichzeitigkeitsverhalten ungesteuert ladender EV.



Lastprofile unterschiedlicher Probanden bei 3,7 kW Ladeleistung

In einer zweiten Phase des Feldtests zeichnen einige der Probanden aus der ersten Phase drei weitere Monate geo- und zeitreferenzierte Fahrdaten auf. Darauf aufbauend wird untersucht inwiefern sich das Nutzungsverhalten einzelner Probanden auf Basis der zuvor erstellten Fahrprofile prognostizieren lässt.

Anschließend werden die synthetisch ermittelten mit den tatsächlichen Ladeprofilen verglichen. Dazu werden einige der Probanden ein EV zur Datensammlung im Feldtest nutzen. Die Auslesung und Übermittlung der Ladedaten des EV wird über die ISO/IEC 15118 und IEC 61851 Kommunikation umgesetzt. Somit steht eine Vehicle-to-grid-Kommunikation zur Verfügung, die als *Hardware-in-the-loop* realitätsnah Daten des EV übermittelt und eine Anpassung von Ladefahrplänen ermöglicht. In einem Prüffeld wird dazu das Leitsystem eines Poolbetreibers nachgestellt, wie es für einen Anbieter von Regelleistung als Anbindung an den Übertragungsnetzbetreiber umzusetzen ist. Durch die Anpassung der Ladefahrpläne werden neben der Aktivierung von Regelleistung auch weitere Services in der Laborumgebung getestet.

## Softwaregestützte Ermittlung von optimalen Ladeprofilen einer E-Flotte im Hinblick auf Kosten- und CO<sub>2</sub>-Reduktion

### Software-based determination of optimized charging profiles for an e-fleet with respect to cost- and CO<sub>2</sub>-reduction

Ewa Plota

*Gewerbliche E-Fahrzeugflotten können sich aufgrund der guten Prognostizierbarkeit ihrer Nutzungsprofile als besonders geeignet für eine Lastverschiebung erweisen. Im Rahmen dieses Vorhabens wird zur Bewertung einer Ladesteuerung ein Optimierungsmodell entwickelt, mit dem Ladeprofile zur Kosten- und CO<sub>2</sub>-Minimierung ermittelt werden können. Die Bewertung erfolgt anhand der Ergebnisse einer täglichen Optimierung über einen Zeitraum von einem Jahr bei differenzierten Eingangsdaten.*

*Commercial electric vehicle fleets may prove to be particularly suitable for a load shift due to the good predictability of their user profiles. In the research study an optimization model is developed for the evaluation of controlled charging by determining charging profiles in order to minimize costs and CO<sub>2</sub> emissions. The assessment is based on the results of a daily optimization over a period of one year with differentiated input data.*

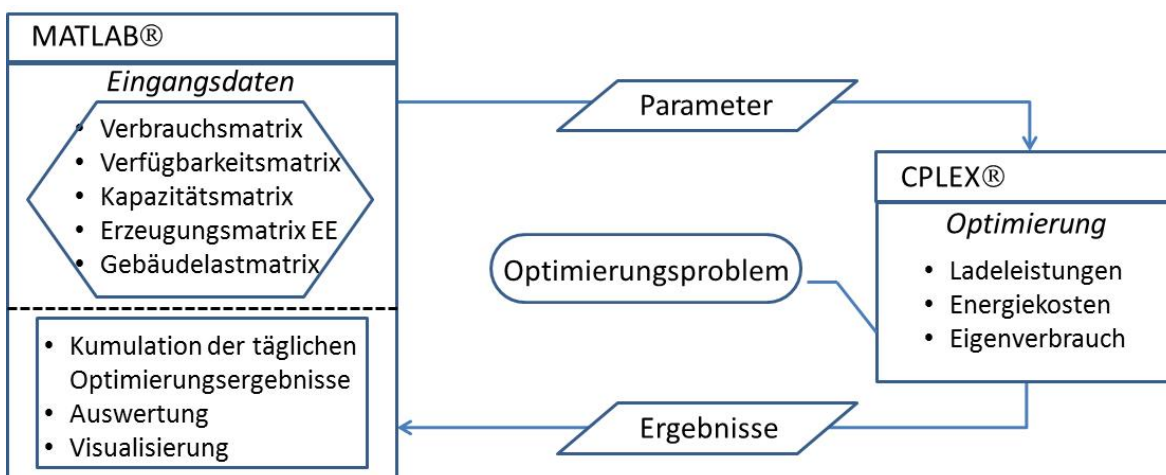
*Dieses Forschungsvorhaben wird durch das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung im Rahmen des Projekts metropol-E gefördert.*

Bei einer angestrebten Beeinflussung der Fahrzeugladung von gewerblich genutzten Kfz stellt die häufig gute Prognostizierbarkeit der Fahrten aufgrund von bekannten Fahrprofilen oder bei Nutzung einer Reservierungssoftware einen Vorteil dar. Im Projekt *metropol-E* wird das Substitutionspotential zur Elektrifizierung sowie das Lastverschiebungspotential der konventionellen Flottenfahrzeuge der Dortmunder Stadtverwaltung untersucht. Projektziele sind u. a. wirtschaftliche Effizienz bei der Elektrifizierung sowie eine Kostenreduktion und möglichst hohe Integration von lokalen erneuerbaren Energien (PV-Anlagen, Mini-Windräder) durch Anwendung von Ladestrategien. Eine gesteuerte Ladung wird u.a. bei Ladung auf dem Betriebsgelände der Stadt Dortmund untersucht, bei der Ladepunkte und erneuerbare Energie (EE) an das Hausnetz angeschlossen sind. Zur Ermittlung des Nutzungsverhaltens der Kfz und darauf aufbauend von potentiellen Ladekurven dienen Fahrtenbücher und aufgezeichnete Fahrdaten mindestens eines Jahres von 40 Datenloggern, die in den städtischen Fahrzeugen eingesetzt werden. Die große Datenbasis erlaubt die Betrachtung von realitätsnahen Szenarien, auf denen unternehmerische Entscheidungen basieren, anstelle einer für betriebswirtschaftliche Zwecke unzureichenden Worst-Case/Best-Case Betrachtung. Für die Analyse wird ein Optimierungsmodell entwickelt, welches bei Nutzung von historischen Eingangsdaten die Bewertung einer Lastverschiebung für ein gesamtes Jahr erlaubt.

Kern des Analysemodells ist eine lineare Optimierung, basierend auf dem Simplex-Algorithmus. Unter der Zielfunktion *Kostenminimierung* werden die Ladeleistungen der Fahrzeuge für jede Viertelstunde im Intervall von 24 h ermittelt. Die betrachteten Kosten sind Bezugskosten für den Strombedarf der Elektrofahrzeuge (EV) und des Verwaltungsgebäudes. Aufgrund der Einspeisung von EE sind weitere Entscheidungsvariablen die Menge des Eigenverbrauchs sowie der Netzeinspeisung zu jeder Viertelstunde. Aufgrund der finanziellen Vorteilhaftigkeit des Eigenverbrauchs in Relation zur Versorgung durch einen Lieferanten, kann auf eine Mehrzieloptimierung (Kosten- und CO<sub>2</sub>-Reduktion), die zur Projektzielerfüllung notwendig wäre, verzichtet werden. Als Nebenbedingung wird u.a. gefordert, dass Grenzwerte für die Gesamtbezugsleistung am Anschlusspunkt eingehalten werden. Dies dient der Minimierung der Netzentgelte sowie der Netzausbaukosten bei Überschreitung der technischen Anschlussleistung. Ebenfalls werden aus technischen Gründen die Werte für minimale und maximale Ladeleistungen begrenzt sowie die Batteriekapazität berücksichtigt. Des Weiteren wird eine Vollladung bis zur ersten Fahrt des nächsten Tages angestrebt. Zur Simulation der Lastverschiebung eines Jahres wird die Optimierung für 365 Tage mit variierenden Eingangsdaten durchgeführt. In der zur Optimierung genutzten Software CPLEX® werden die Modellierung des Optimierungsproblems und die Eingangsdaten in getrennten Dateien hinterlegt. Durch Nutzung einer geeigneten Schnittstelle zu

MATLAB® werden die Eingangsdateien im entsprechenden Format erzeugt und an CPLEX® übergeben (vgl. Abbildung), wodurch eine automatisierte Simulation der Lastverschiebung für das gesamte Jahr ermöglicht wird. Die einzelnen Optimierungsergebnisse werden anschließend an MATLAB® zurückgegeben, aufbereitet und visualisiert. Als Ergebnis stellt MATLAB® die Gesamtkosten eines Jahres, Ladeleistungen der Fahrzeuge, die Gesamtlast am Anschlusspunkt, und den CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei gesteuertem und ungesteuertem Laden dar. Weitere Anwendungszwecke sind durch Erweiterungen möglich, wie bspw. eine optimale Auslegung der Batteriekapazität bei gegebenem Nutzungsprofil. Relevante Eingangsdaten für die Optimierung, die mit MATLAB® aus den Fahrt-Datensätzen erstellt werden, sind die Verfügbarkeitsmatrix und die Verbrauchsmatrix zur Beschreibung der Ladeverfügbarkeit und des Verbrauchs der betrachteten Fahrzeuge zu jeder Viertelstunde. Die Verbrauchswerte werden in Abhängigkeit der Witterung, des Transportgewichts und der Fahrstrecke für verschiedene Fahrzeugtypen differenziert. Dazu wurden zum einen für einen Kleinwagen empirische Untersuchungen vorgenommen. Bei Variation der oben genannten Parameter wurden Testfahrten mit Messung und Aufzeichnung von Strom und Spannung zur Bestimmung der Gesamtlast des EVs direkt an der Batterie durchgeführt. Nach der Fahrt wurde die nachzuladende Energie an Batterie und Ladeanschluss gemessen, um den Wirkungsgrad des Ladesystems ermitteln zu können. Aus den gewonnenen Daten konnten durch Kurvenanpassung Verbrauchsfunktionen ermittelt werden.

Zum anderen wurden im Falle von unterschiedlichen Fahrzeugtypen (Kleinstfahrzeuge bis Transporter) die differenzierten Verbrauchswerte analytisch bestimmt, indem die notwendige Bewegungsenergie unter Berücksichtigung der Fahrzeugbeladung berechnet sowie der Ladewirkungsgrad berücksichtigt wurde. Die Kapazitätsmatrix enthält die in Abhängigkeit der Temperatur und des Streckentyps maximal verfügbare Batteriekapazität jedes Fahrzeugs. Dafür wurden Kapazitätsfunktionen basierend auf Messungen in einer Kältekammer am Batterieforschungszentrum MEET in Münster erstellt. Als Profile für die Batteriebelastung dienten die Lastverläufe der Testfahrten. Die Erzeugungsmatrix enthält Einspeiseleistungswerte für PV-Anlagen und Mini-Windräder. Diese werden aus historischen Wetterdaten des DWD zur PV-Einstrahlung und Windezeugung ermittelt. Im Falle von PV erfolgt die Umrechnung der Globalstrahlungswerte in Leistungswerte konkreter Anlagen anhand eines am *ie*<sup>3</sup> erstellten PV-Prognosemodells. Für die Mini-Windräder wird zurzeit ein stadtspezifisches Prognosemodell erstellt. Dazu wird in unmittelbarer Nähe zur Anlage ein Anemometer aufgebaut und die vorliegenden Windgeschwindigkeiten werden über einen längeren Zeitraum aufgezeichnet. Anschließend sollen Rauigkeitslänge und ggf. saison- und windgeschwindigkeitsabhängige Korrelationsfaktoren zur Beschreibung des Zusammenhangs von Windprognose und tatsächlicher Einspeisung anhand von statistischen Auswertungen ermittelt werden. Gebäudelastverläufe wurden von der Stadt Dortmund zur Verfügung gestellt und umfassen die Viertelstundenleistungswerte von mindestens einem Jahr.



Komponenten des Analysemodells zur Optimierung von Ladeprofilen



## 5. Veröffentlichungen und Vorträge

### 5.1 Publikationen

Müller, S. C.; Häger, U.; Georg, H.; Lehnhoff, S.; Rehtanz, C.; Wiefeld, C.; Wedde, H. F.; Zimmermann, T.: „Einbindung von intelligenten Entscheidungsverfahren in die dynamische Simulation von elektrischen Energiesystemen“, Informatik Spektrum, vol. 36, Issue 1, pp 6-16, 01. Februar 2013

Spieker, C.; Müller, S. C.; Schwippe, J.; Rehtanz, C.: „Kombinierte Markt- und Netzmodellierung zur Analyse von Engpassmanagementverfahren“, IEEE PESS 2013, Bielefeld, Januar 2013

Franz, V.; Kubis, A.; Rehtanz, C.: „Modellierung eines witterungsabhängigen Überlastschutzes auf Basis eines thermischen Freileitungsmodells“, Tagungsband des Power and Energy Student Summit (PESS), S. 63-68, PESS 2013, IEEE Student Branch Bielefeld, 23. - 25. Januar 2013

Fischer, S.; Kubis, A.; Greve, M.; Rehtanz, C.: „Macro-Economic Calculation of the Value of Lost Load and the Costs per Hour of Blackouts in Germany“, Tagungsband des Power and Energy Student Summit (PESS), S. 91-94, PESS 2013, IEEE Student Branch Bielefeld, 23. - 25. Januar 2013

Rolink, J.; Rehtanz, C.: „Large-Scale Modeling of Grid-Connected Electric Vehicles“, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 28, Issue 2, pp. 894-902, Januar 2013

Poier, N.: „Configuration and Possible Use of Capacity-Markets in the German Energy Turnaround“, Proceedings of the IEEE PESS 2013, ISBN 978-3-923216-76-5, Bielefeld, January 2013

Maasmann, J.; Myrzik, J.M.A.; Thiemann, A.: „Effizienzsteigerung von Photovoltaik-Modulen durch hochreflektierende Untergrundbeschichtungen auf Flachdächern“, Tagungsband: 5. Anwenderforum Bauwerkintegrierte Photovoltaik, OTTI, Regensburg, 5. März 2013

Worgull, A.; Horenkamp, W.; Kaliwoda, M.; Rehtanz, C.: „Selektiver dezentraler Unterfrequenzschutz“, ew, Jg. 112, Heft 5, März 2013

Arnold, M.; Friede, W.; Myrzik, J.M.A.: „Challenges in Future Distribution Grids - A Review“, International Conference on Renewable Energies and Power Quality - ICREPQ'13, Renewable Energy & Power Quality Journal, No.11, ISSN 2172-038X, March 2013

Spitalny, L.; Unger, D.; Maasmann, J.; Schwerdt, P.; van Reeth, B.; Thiemann, A.; Myrzik, J.M.A.: „Evaluation of Renewable Energy Technologies in a net Zero Energy Office Building in Germany“, International Conference on Renewable Energies and Power Quality - ICREPQ'13, Renewable Energy & Power Quality Journal, No.11, ISSN 2172-038X, March 2013

Spitalny, L.; Myrzik, J.M.A.; Mehlhorn, T.: „Technische und wirtschaftliche Potentiale zur Substitution konventioneller Energieträger durch den Energieträger Strom im Bereich der Haushaltskunden und der Kleinindustrie“, VDI-Expertenforum "Wie managen wir smarte Energie wirklich?" Karlsruhe, 19.-20. März 2013

Aguilar, R.; Perez, F.; Orduna, E.; Rehtanz, C.: „The Directional Feature of Current Transients, Application in High-Speed Transmission-Line Protection“, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 28, No. 2, pp. 1175-1182, April 2013

Spitalny, L.; Myrzik, J.M.A.; Mehlhorn, T.: „Estimation of the Economic Addressable Market of Micro-CHP and Heat Pumps Based on the Status of the Residential Building Sector in Germany“, International Conference on Microgeneration and Related Technologies MICROGEN III, Neapel, Italy, April 15-17, 2013

Müller, S. C.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „Integrated Coordination of AC Power Flow Controllers and HVDC Transmission by a Multi-Agent System“, IEEE MSCPES 2013, Berkeley, CA, May 2013

Liebenau, V.; Teuwsen, J.; Rehtanz, C.: „Impact of Regionalization Methods on Network Development Planning“, IEEE Energy Tech, Cleveland, USA, May 29- 31, 2013

Unger, D.; Myrzik, J.M.A.: „Agent Based Management of Energy Storage Devices within a Virtual Energy Storage“, IEEE Energy Tech, Cleveland, USA, May 29-31, 2013

Gördes, S.; Myrzik, J.M.A.; Preckwinkel, H.: „Development and Analysis of a Multiple Phase Bidirectional DC/DC Converter for Ripple Reduction and Inductor Optimization“, 14th International Scientific Conference Electric Power Engineering, 28.-30. Mai 2013

- Müller, S. C.; Kubis, A.; Brato, S.; Rehtanz, C.; Götze, J.: „Schutz- und Leitsysteme zur zuverlässigen und sicheren elektrischen Energieübertragung - Interdisziplinäre Forschung im Rahmen der DFG-Forschergruppe 1511“, ETG-Mitgliederinformation 2013, Nr. 2, Juni 2013
- Klatt, M.; Meyer, J.; Schegner, P.; Koch, A. S.; Myrzik, J.M.A.; Körner, C.; Darda, T.; Eberl, G.: „Emission Levels Above 2 kHz - Laboratory Results and Survey Measurements in Public Low Voltage Grids“, 22th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Stockholm, Sweden, June 10-13, 2013
- El-Hadidy, A.; Rehtanz, C.: „Early Detection of Tree Faults“, 22th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Stockholm, Sweden, June 10-13, 2013
- von Haebler, J.; Osthuus, M.; Rehtanz, C.; Blanco, G.: „Investment Strategies as a Portfolio of Real Options for Distribution System Planning under Uncertainty“, IEEE PowerTech, Grenoble, France, June 16-20, 2013
- Kippelt, S.; Schlüter, T.; Rehtanz, C.: „Flexible dimensioning of control reserve for future energy scenarios“, IEEE PowerTech, Grenoble, France, June 16-20, 2013
- Schwippe, J.; Seack, A.; Rehtanz, C.: „Pan-European market and network simulation model“, IEEE PowerTech, Grenoble, France, June 16-20, 2013
- Koch, A. S.; Myrzik, J.M.A.; Wiesner, T.; Jendernalik, L.: „Evaluation and Validation of Norton Approaches for Nonlinear Harmonic Models“, IEEE PowerTech, Grenoble, France, June 16-20, 2013
- Liebenau, V.; Schwippe, J.; Kuch, S.; Rehtanz, C.: „Network Extension Planning Considering the Uncertainty of Feed-in from Renewable Energies“, IEEE PowerTech, Grenoble, France, June 16-20, 2013
- Spitalny, L.; Unger, D.; Teuwsen, J.; Liebenau, V.; Myrzik, J.M.A.; van Reeth, B.: „Effectiveness of a Building Energy Management System for the Integration of net Zero Energy Buildings into the Grid and for Providing Tertiary Control Reserve“, IEEE PowerTech, Grenoble, France, June 16-20, 2013
- Cao, Y.; Tan, Y.; Li, C.; Rehtanz, C.: „Chance-Constrained Optimization-Based Unbalanced Optimal Power Flow for Radial Distribution Networks“, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 28, No. 3, pp. 1855-1864, July 2013
- Görner, K.: „A Method for Adaptive Time-Synchronized Measurement during Transients“, International Conference on Power Systems Transients (IPST2013), Vancouver, Canada July 18-20, 2013
- Müller, S. C.; Osthuus, M.; Rekowski, C.; Häger, U.; Rehtanz, C.: „Techno-Economic Evaluation of Corrective Actions for Efficient Attainment of (N-1)-Security in Operation and Planning“, IEEE PES General Meeting, Vancouver, Canada, July 21-25, 2013
- Görner, K.; Kolosok, I.; Mutule, A.; Rehtanz, C.; Korkina, E.; Brinkis, K.; Glazunova, A.; Kochukov, O.; Voropai, N.: „Coordinated monitoring of large scale interconnected power systems“, IEEE PES General Meeting, Vancouver, Canada, July 21-25, 2013
- Kling, W. L.; Myrzik, J.M.A.: „Energy Efficiency in Smart Cities“, IEEE PES General Meeting, Vancouver, Canada, July 21-25, 2013
- Arnold, M.; Friede, W.; Myrzik, J.M.A.: „Investigations in low voltage distribution grids with a high penetration of distributed generation and heat pumps“, 48th Universities' Power Engineering Conference UPEC 2013, Dublin, Ireland, September 2-5, 2013
- Arnold, M.; Friede, W.; Myrzik, J.M.A.: „Challenges in Future Distribution Grids - A Review“, Sun and Wind Energy, Ostrava, Czech Republic, September 2013
- Spitalny, L.; Diekerhof, M.; Myrzik, J.M.A.: „Potential und Effizienzbetrachtung beim Lastmanagement von Wärmepumpen im Sektor der privaten Haushalte“, Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung, Tagungsband ISBN-Nr. 978-3-86818-043-5, Hamburg, 2013
- Kays, J.; Seack, A.; Rehtanz, C.: „Accurate and realistic regional forecast of renewable infeed in power systems“, Cigré Symposium, Auckland, New Zealand, 15.-18. September 2013
- Seack, A.; Kays, J.; Jendernalik, L.: „Agent based approach to model photovoltaic feed-in in distribution network planning“, Cigré Symposium, Auckland, New Zealand, 15.-18. September 2013
- Georg, H.; Müller, S. C.; Dorsch, N.; Rehtanz, C.; Wietfeld, C.: „INSPIRE: Integrated Co-Simulation of Power and ICT Systems for Real-Time Evaluation“, IEEE SmartGridCom 2013, Vancouver, Canada, October 2013

*Li, Y.; Saha, T.; Krause, O.; Cao, Y.; Rehtanz, C.:* „An Inductively Active Filtering Method for Power-Quality Improvement of Distribution Networks with Nonlinear Loads“, IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 28, No. 4, October 2013

*Schlüter, T.; Liebenau, V.; Rehtanz C.:* „Technical Potential and Revenue Chances of Flexible Electricity Generation and Load Devices“, 4th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Copenhagen, Denmark, October 6-9, 2013

*Teuwsen, J.; Liebenau, V.; Rehtanz, C.:* „Comparison of Regionalization Methods for Network Development Planning“, IEEE ISGT Europe, Copenhagen, Denmark, October 6-9, 2013

*Belitz, H.-J.; Winter, S.; Ebert, A.; Giese, P.:* „Anreizsysteme zur Verbrauchsverlagerung im E-DeMa-Projekt“, ew - Magazin für die Energiewirtschaft, Ausgabe 15/2013, S. 51-53, November 2013

*Worgull, A.; Kubis, A.; Friese, A.; Rehtanz, C.:* „Vergleichsstudie der automatischen Frequenzentlastung unter Berücksichtigung einer veränderten Erzeugungssituation“, VDE ETG-Kongress 2013, Berlin, 5.-6. November 2013

*Gwisdorf, B.; Unger, D.; Rehtanz, C.; Myrzik, J.M.A.:* „Netztechnische und energetische Bewer-

tung des Netzverstärkungsbedarfs in den deutschen Verteilnetzen“, VDE ETG-Kongress 2013, Berlin, 5.-6. November 2013

*Kays, J.; Seack, A.; Rehtanz, C.:* „Detaillierte Einspeiseprognosen für Wind- und Photovoltaikanlagen auf Basis eines Multiagentensystems“, VDE ETG-Kongress 2013, Berlin, 5.-6. November 2013

*Li, Y.; Liu, F.; Luo, L.; Rehtanz, C.; Cao, Y.:* „Enhancement of Commutation Reliability of an HVDC Inverter by Means of an Inductive Filtering Method“, IEEE Transactions on Power Electronics, Vol. 28, Issue 11, pp. 4917-4929, November 2013

*Yang, D.; Rehtanz, C.; Li, Y.:* „A hybrid method and its applications to analyze the low frequency oscillations in the interconnected power system“, IET Generation, Transmission and Distribution, Vol. 7, Issue 8, pp. 874-884, 2013

*Ruthe, S.; Rehtanz, C.; Lehnhoff, S.:* „A market-oriented stochastic optimization framework and its application in the energy domain“, to be published in 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON), 2013 IEEE IES, Wien, Nov. 2013

## 5.2 Beiträge zum Kolloquium der Fakultät für Elektro- und Informationstechnik

*Dr.-Ing. J. Rolink:* „Modellierung und Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung“, TU Dortmund, 22.02.2013

*Dr.-Ing. T. Hammerschmidt:* „Entwicklung und Bewertung effizienter Netzkonzepte für Stromverteilnetze auf der Basis einer systematischen Analyse der Versorgungsaufgaben bis 2030“, TU Dortmund, 26.04.2013

*Dr.-Ing. A. El-Hadidy:* „Design of New Synchronphasor-Based Functions for Protection of Electric Power Systems“, TU Dortmund, 05.07.2013

*Dr.-Ing. A. Kanngießer:* „Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen“, FhG Umsicht, 16.09.2013

## 5.3 Wissenschaftliche Veranstaltungen des Instituts

### NRW Kongress Infrastruktur und Netze, Dortmund, 30.09.2013 - 01.10.2013

*Dr. Matthias Dürr, Forschungszentrum Jülich, Projektträger ETN, NRW-Kompetenzzentren Elektromobilität:* „Forschungslandschaft der Elektromobilität in NRW“, 30.09.2013

*Dr. Fritz Rettberg, ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Elektromobilität, Energiewende und überhaupt...“, 30.09.2013

*Dr. Andreas Gutsch, Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe:* „Wirtschaftlichkeit neuer Batterietechnologie in mobilen und stationären Anwendungen“, 30.09.2013

*Peter Gresch, Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V.:* „Elektromobilität – Ende des Hypes oder Realität“, 30.09.2013

*Carsten Busch, ABB Automation Products GmbH:* „Schnellladestandard Combined Charging System/CCS –erste Realisierungsprojekte im Rahmen der Schaufenster „Bayern-Sachsen“ und „Berlin“, 30.09.2013

*Claus Fest, RWE Effizienz GmbH:* „IKT für die Elektromobilität - Ansätze im Projekt open ECOSPHERE“, 30.09.2013

*Prof. Friedbert Pautzke, Hochschule Bochum, Institut für Elektromobilität:* „Sicheres Arbeiten in der Elektromobilität“, 30.09.2013

*Prof. Benedikt Schmülling, Bergische Universität Wuppertal – Arbeitsgebiet Elektromobilität:* „Induktive Ladestationen im öffentlichen Raum – Schwierigkeiten und Chancen der Technologieeinführung“, 30.09.2013

*Michaela Bonan, Stadt Dortmund:* „Dortmund auf dem Weg zur Metropole der Elektromobilität“, 30.09.2013

*Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz, ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Innovationen in Verteilnetzen zur Integration erneuerbarer Energien“, 01.10.2013

*Heinz Werner Gottlob, Bundesnetzagentur:* „Verteilernetzausbau und Anreizregulierung“, 01.10.2013

*Prof. Uwe Schneidewind, Wuppertaler Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH:* „Die Energiewende braucht soziale Innovationen“, 01.10.2013

*Prof. Albert Moser, RWTH Aachen, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft:* „Verteilnetzstrukturen bei hoher Durchdringung mit Erneuerbaren Energien und Elektromobilität“, 01.10.2013

*Dr. Jonas Danzeisen, Venios GmbH:* „Intelligentes Netzmanagement als Enabler zukunftsfähiger Verteilnetze“, 01.10.2013

*Prof. Andreas Hoffjan, TU Dortmund, Lehrstuhl für Unternehmensrechnung und Controlling:* „Regulierungsmanagement in der Energiewirtschaft“, 01.10.2013

*Prof. Christian Rehtanz, TU Dortmund, DFG-Forscherguppe 1511:* „Verbundsystem im Wandel - neue Möglichkeiten und Herausforderungen von zukünftigen Schutz- und Leitsystemen“, 01.10.2013

*Prof. Christian Wietfeld, TU Dortmund, DFG-Forscherguppe 1511:* „Echtzeitfähige und hochverfügbare IKT-Infrastrukturen“, 01.10.2013

*Jun. Prof. Uwe Ligges, Andreas Kubis, TU Dortmund, DFG Forschergruppe 1511:* „Neuartige Applikationen für Überwachung, Schutz und Regelung als Ergebnis interdisziplinärer Forschung“, 01.10.2013

### **ZEDO / ie<sup>3</sup>-Workshop „Innovationen im Energiesystem und praktische Erfahrungen“, 15.11.2013**

*Dr.-Ing. Michael Heine, PSI AG:* „Neue Anforderungen an die Netzberechnungen im Leitsystem durch die Energiewende“

*Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann, TU Ilmenau:* „Energieforschung in Ilmenau“

*Dr.-Ing. Joachim Pestka, Westnetz GmbH:* „Innovationsprojekte im Gebiet der Westnetz“

*Dr.-Ing. Frank Uphaus GE Wind Energy:* „Technische Herausforderung bei der Umsetzung europäischer Windpark-Projekte“

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

*M. Sc. Lukas Spitalny, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Analysis of the system efficiency of residential heating systems used for load shifting applications“, 08.01.2013

*Dipl.-Inf. Sebastian Ruthe, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Stochastic control for large scale power plants“, 12.03.2013

*Dr.-Ing. Amr El Hadidy, Instiut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Protection of Electric Power System; A probabilistic Approach“, 26.03.2013

*Dipl.-Wirt.-Ing. Thorsten Schlüter, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Future provision of control reserves - Technical potential and market needs“, 14.05.2013

*John Armando Morales García, Universidad Nacional des San Juan, Argentinien:* „Features Recognition for Lightning Stroke Transmission Lines Protection“, 28.05.2013

*Yi Tan, Hunan University, Changsa, China:* „A point estimate method based OPF approach for

robust operation of distribution networks under simple probabilistic information“, 11.06.2013

*Dipl.-Wirt.-Ing. Sabine Winter, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Impact of Market-orientated Demand Side Management on Distribution Networks“, 13.08.2013

*Dipl.-Ing. Kay Görner, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Power System Monitoring of short term dynamics with Time-Synchronized Phases“, 10.09.2013

*Dipl.-Ing. Mark Arnold, Bosch Thermotechnik GmbH:* „Integration of distributed generators and heat pumps into the low voltage grid“, 15.10.2013

*Dr. Nikita Tomin, Energy Systems Institute, Irkutsk, Russia:* „Intelligent System for Pre-venting Large-Scale Emergencies in Power Systems“, 16.10.2013

*Dipl.-Wirt.-Ing. Hans-Jörg Belitz, Institut ie<sup>3</sup>, TU Dortmund:* „Business Models for Load Flexibility in Households“, 12.11.2013

#### 5.4 Vorträge von Mitgliedern des Instituts

*L. Spitalny:* „Studie zu einem Energieverbrauchs-atlas 2030 für Dortmund“, Masterplan Energiewende – Arbeitspaket „ENERGIE“, Dortmund, 24.01.2013

*N. Poier:* „Verwendungsmöglichkeiten von Kapazitätsmärkten in der deutschen Energiewende“, IEEE Power and Energy Student Summit 2013, Bielefeld, 24.01.2013

*C. Rehtanz:* „Beitrag intelligenter Netze zur Energiewende“, Zukunft durch Industrie, IHK, Düsseldorf, 25.01.2013

*L. Spitalny:* „Fachliche Beurteilung der Eignung der Kleinwasserkraftwerksnutzung auf die Stabilität der Stromversorgung“, Workshop zum Erfahrungsbericht EEG 2012, Bereich Wasserkraft, Berlin, 31.01.2013

*C. Rehtanz:* „Ausbau- und Innovationsbedarf der elektrischen Verteilnetze für die Energiewende (dena-III-Verteilnetzstudie)“, Fachkongress Zukunftsenergien, e-World, Essen, 05.02.2013

*C. Rehtanz:* „Energiewende: Herausforderungen an eine zukunftsfähige Energieversorgung“, Sozialwissenschaftlicher Arbeitskreis der Kommende, katholische Akademie, Schwerte, 15.02.2013

*J. F. Rettberg:* „Elektromobilität ist mehr als Autofahren“, ZukunftWerkStadt „Elektromobilität wird real“, Bottrop, 16.02.2013

*M. Kaliwoda:* „Grid Automation and Integration of Renewable Energy“, International Smart Grid Action Network (ISGAN) Workshop, Paris, France, 19.02.2013

*C. Rehtanz:* „Verteilnetzausbau und die Auswirkungen auf Kabelanlagen“, Euroforum, Düsseldorf, 27.02.2013

*C. Aldejohann:* „How much grid is needed for storage systems and what is the added value of storage systems for the grid?“, Kraftwerk Batterie Tagung Aachen, 27.02.2013

*J. F. Rettberg:* „Elektrofahrzeuge als Energiespeicher in intelligenten Gebäuden – Zuverlässige Anbindung in zukünftigen Smart Home Infrastrukturen“, Facility Management Kongress, Frankfurt/M., 27.02.2013

*J. Maasman:* „Effizienzsteigerung von Photovoltaik-Modulen durch hochreflektierende Untergrundbeschichtungen auf Flachdächern“, Bad Staffelstein, 05.03.2013

*J.M.A. Myrzik:* „Power Quality in Distribution Power Supply Systems“, ECPE Workshop on Power Electronics in the Electrical Network, Kassel, 13.03.2013

*J. F. Rettberg:* „Laden von Elektrofahrzeugen – AC oder DC? Schnell oder langsam?“, VDE Energieforum „Life needs Power“, Hannover Messe, Hannover, 11.04.2013

*C. Rehtanz:* „Energy Research in Germany“, Workshop, Hunan University, Changsha, China, 14.04.2013

*C. Rehtanz:* „Das zukünftige Stromnetz als Marktplatz und Integrationsplattform für erneuerbare Energien“, Industrie und Handelskammer, Dortmund, 16.04.2013

*B. Gwisdorf:* „Integration von KWK-Anlagen in zukünftige Netzstrukturen“, DBI-Fachforum Kraft-Wärme-Kopplung 2013, Berlin, 16.04.2013

*C. Rehtanz:* „Die Energiewende - Vom Gesamtsystem bis zum Gebäude“, Innovationstag Handwerkskammer, Dortmund, 17.04.2013

*C. Rehtanz:* „Die Energiewende: Technische Chancen - ökonomische Grenzen“, Sparkassenakademie, Münster, 17.04.2013

*B. Gwisdorf:* „Einbindung von BHKW-Anlagen in NS- und MS-Verteilnetze“, BHKW-Consult Workshop „Technische Einbindung von BHKW-Anlagen“, Fulda, 18.04.2013

*J.M.A. Myrzik:* „Leistungselektronik für zunehmende Einspeisung regenerativer Energien in die Verteilnetze“, Workshop zur Kurzstudie zur bedarfsgerechten Bereitstellung von Bioenergie, Berlin, 22.04.2013

*D. König:* „E-DeMa: Ein Beitrag zum Smart Market der Zukunft“, Öffentliche Präsentation der Ergebnisse des E-Energy-Projekts E-DeMa, Berlin, 24.04.2013

*J. F. Rettberg:* „Masterplan Energiewende – Chancen für die Dortmunder Wirtschaft“, Konferenz „Ökoprotit trifft Ressourceneffizienz“, Dortmund, 13.05.2013

*L. Spitalny:* „Energy Efficient Grids in Germany“, Fact-finding Mission for Energy Experts from Ghana – Efficient Design of the Electricity Grid, Berlin, 13.05.2013

*U. Häger:* „Agent-based real-time Coordination of Power Flow Controllers“, International Workshop on Smart Grid Research: Smart Grid Technologies for Green and Efficient Power, Changsha, China, 17.05.2013

*S. C. Müller:* „Wide-Area Monitoring Protection and Control: Simulation Environments and Development of Selected WAMPAC Applications“, International Workshop on Smart Grid Research: Smart Grid Technologies for Green and Efficient Power, Changsha, China, 17.05.2013

*S. C. Müller:* „Integrated Coordination of AC Power Flow Controllers and HVDC Transmission by a Multi-Agent-System“, IEEE MSCPES 2013, Berkeley, USA, 20.05.2013

*V. Liebenau:* „Impact of Regionalization Methods on Network Development Planning“, Cleveland, Ohio, USA, 22.05.2013

*S. C. Müller:* „The impact of ICT on WAMPAC applications – a new level of detail needed in the development of applications and in dynamic security assessment“, EPCC 2013, Bedford Springs, USA, 03.06.2013

*C. Rehtanz:* „Möglichkeiten und Grenzen von Netzen und Nachfragesteuerung“, Konferenz Energiewende, Europäische Akademie, Bonn 04.06.2013

*S. C. Müller:* „Market clearing under uncertainties: the need for extending OPF to stochastic scenarios and corrective actions“, EPCC 2013, Bedford Springs, USA, 04.06.2013

*J.M.A. Myrzik:* „Zukünftige Perspektiven städtischer und industrieller Energieversorgung“, Belecker Fachtag, Warstein, 05.06.2013

*J. F. Rettberg:* „Elektromobilität in Korea (Republik)–Tendenzen und Entwicklungen“, Informationsveranstaltung Korea, Schwerpunkt Antriebstechnik, E-Mobilität, insbesondere Batterien für Elektro- und Hybridfahrzeuge, BMWI – Markterschließungsprogramm, Berlin, 07.06.2013

*C. Rehtanz:* „Agenten im Netz: Wie intelligent können Stromnetze werden?“, Akademievorlesung, Hamburger Akademie der Wissenschaften, Hamburg, 13.06.2013

*V. Liebenau:* „Network Extension Planning Considering the Uncertainty of Feed-in from Renewable Energies“, Grenoble, France, 18.06.2013

*V. Liebenau:* „Effectiveness of a Building Energy Management System for the Integration of net Zero Energy Buildings into the Grid and for Providing Tertiary Control Reserve“, Grenoble, France, 19.06.2013

*C. Rehtanz:* „Mehr Verteilnetze für die Integration erneuerbarer Energien“, e-day, Dortmund, 20.06.2013

*J. Schwippe:* „Pan-European market and network simulation model“, IEEE Powertech, Grenoble, France, 20.06.2013

*H.-J. Belitz:* „Load Shifting of the Households in the E-Energy Project E-DeMa“, IEEE Powertech, Grenoble, France, 20.06.2013

*J. F. Rettberg:* „Laden von Elektrofahrzeugen – AC oder DC? Schnell oder langsam? Und im Leuchtturmprojekt metropol-E!“, Konferenz Kommunales Infrastruktur Management, Berlin, 21.06.2013

*J.M.A. Myrzik:* „Stromnetze für die Energiewende“, 10. Journalistenreise der Energieagentur NRW, Dortmund, 26.06.2013



- J. F. Rettberg:* „Electric Mobility in Germany and the Role of Electric Vehicles in the Future Power Grid“, ECOGERMA 2013, Sao Paulo, Brazil, 27.06.2013
- D. König:* „Geschäftsmodelle und Wirtschaftlichkeitsberechnungen“, Kick-Off-Veranstaltung im BMU-Förderprojekt „Smart-E Energiewende im Praxistest“, Dortmund, 28.06.2013
- J.M.A. Myrzik:* „Erneuerbare Energien“, Schülervortrag, DLR Schoollab, Dortmund, 01.07.2013
- J.M.A. Myrzik:* „Energy Efficiency in Smart Cities“, IEEE PES General Meeting, Vancouver, Canada, 24.07.2013
- S. C. Müller:* „Techno-economic evaluation of corrective actions for efficient attainment of (N-1)-security in operation and planning“, IEEE PES General Meeting 2013, Vancouver, Canada, 24.07.2013
- H.-J. Belitz:* „The German Use Case-Load Shifting of the Households in the E-Energy Project E-DeMa“, ISGAN Workshop, Paris, France, 30.07.2013
- J. F. Rettberg:* „metropol-E–Leuchtturmprojekt der NPE“, 5. E-Stammtisch Bremer Runde, Bremen, 06.08.2013
- J.M.A. Myrzik:* „Grid related requirements and auxiliary grid service of grid connected RE Systems“, Tutorial, EPE 2013, Lille, France, 02.09.2013
- J.M.A. Myrzik:* „Potential und Energieeffizienz-betrachtung beim Lastmanagement von Wärmepumpen im Sektor privater Haushalte“, NEIS´13, Hamburg, 12.09.2013
- J. F. Rettberg:* Role of Electric Vehicles in the Future Power Grid – Including Testing and Development Environment for interoperable E-Mobility“, Modellregionenkooperation NRW - Wu-Han, Dortmund, 13.09.2013
- A. Seack:* „Agent based approach to model photovoltaic feed-in in distribution network planning“, Cigré Symposium, Auckland, New Zealand, 17.09.2013
- J. Kays:* „Accurate and realistic regional forecast of renewable infeed in power systems“, Cigré Symposium, Auckland, New Zealand, 17.09.2013
- J. F. Rettberg:* „Leuchtturm metropol-E – Ein Projekt zur Elektrifizierung der kommunalen Flotte der Stadt Dortmund“, Konferenz Klima-Mobility 2013, Bozen, Italien, 19.09.2013
- C. Rehtanz:* „Integration von KWK-Anlagen in zukünftige Netzstrukturen und Smart Grids“, BHKW-Tag, TÜV Nord Cert GmbH, Düsseldorf, 25.09.2013
- M. Bolczek:* „Markt- und Geschäftsmodelle für die netzgebundene Energieversorgung von Elektrofahrzeugen“, 2. Innovations-Kolloquium Energiewirtschaft Deloitte, Düsseldorf, 25.09.2013
- C. Rehtanz:* „Research in Energy at ie<sup>3</sup>“, VGB Powertech, Scientific Advisory Board Meeting, Maastricht, Niederlande, 27.09.2013
- A. Shapovalov:* „Network Reduction Algorithm for Smart Grid Applications“, AUPEC Conference 2013, Hobart, Australia, 30.09.2013
- T. Schlüter:* „Technical Potential and Revenue Chances of Flexible Electricity Generation and Load Devices“, IEEE PES ISGT Europe Conference, Copenhagen, 08.10.2013
- E. Plota:* „metropol-E: Untersuchung der Lastverschiebungspotentiale einer kommunalen Elektrofahrzeugflotte“, VDE MINT Akademie Mobilität der Zukunft, München, 10.10.2013
- C. Rehtanz:* „Überfordert uns die Energiewende“, Vortragsveranstaltung, Europäische Akademie Bad Neuenahr Ahrweiler, 14.10.2013
- J. F. Rettberg:* „Ladetechnik - Neues zur Stromtankstelle“, TAK Elektromobilität des ZVEI, München, 14.10.2013
- J.M.A. Myrzik:* „Umsetzung der Energiewende aus Sicht der Netze“, Sitzung des VDI Fachbereichs Energiewandlung und –anwendung, Düsseldorf, 15.10.2013
- C. Rehtanz:* „Beiträge intelligenter Netze zur Energiewende“, Academic Circle Dortmund, 16.10.2013
- C. Rehtanz:* „Innovationen in Verteilnetzen zur Reduzierung des Ausbaubedarfs“, CIGRE / CIRED Informationstag, Wiesbaden, 24.10.2013
- J. F. Rettberg:* „The Role of Electric Vehicles and Batteries in the Future Power Grid“, Electric Vehicle Innovation Forum 2013, Peking, China, 25.10.2013
- B. Keune:* „Design of an interoperable ICT-architecture for flexible fault protection systems in substation automation“, CSU, SISE, Young Scientists

& Engineers Forum, Changsha, VR China, 31.10.2013

*U. Häger:* „Distributed autonomous control of electric power transmission systems“, 8th Japanese-German Frontiers of Science Symposium, Kyoto, Japan, 01.11.2013

*B. Gwisdorf:* „Netztechnische und energetische Bewertung des Netzverstärkungsbedarfs in den deutschen Verteilnetzen“, Internationaler ETG-Kongress „Energieversorgung auf dem Weg nach 2050“, Berlin, 05.11.2013

*S. Ruthe:* „A market-oriented stochastic optimization framework and its application in the energy domain“, Konferenz Energieinformatik, Wien, Österreich, 13.11.2013

*J.M.A. Myrzik:* „How do universities contribute to resource and energy efficiency“, WACEE´13, Accra, Ghana, 14.11.2013

*J. F. Rettberg:* „Having a Cutting Point - Testing and Development Environment at TU Dortmund University“, Electric Vehicle Summit EVS27, Barcelona, 18.11.2013

*C. Rehtanz:* „Herausforderungen beim Ausbau des deutschen Stromnetzes“, Ringvorlesung, Energiewirtschaftliches Institut der Universität zu Köln (EWI), Köln, 18.11.2013

*D. König:* „Systemintegration regenerativer Energiequellen, Laststeuerung und Smart Markets“, EnAHRgie-Workshop der Europäischen Akademie zur Erforschung von Folgen wissenschaftlich-technischer Entwicklungen, Bad Neuenahr, 22.11.2013

*C. Rehtanz:* „Systemdienstleistungen in zukünftigen Energiesystemen“, Bundesministerium für Umwelt (BMU), Berlin, 28.11.2013

*J.M.A. Myrzik:* „Beiträge intelligenter Netze zur Energiewende, Beiratssitzung "dortmund-project" Wirtschaftsförderung, Dortmund, 28.11.2013

*S. C. Müller:* „The INSPIRE Co-Simulation: Using HLA for Co-Simulating Power System Dynamics, ICT and WAMPAC Systems“, EES-UETP Course on Co-Simulation of Energy and ICT Systems, Stockholm, Schweden, 29.11.2013

*J.M.A. Myrzik:* „Technical overview about conventional energy supply“, RENAC, Berlin, 02.12.2013

*J.M.A. Myrzik:* „Energy efficient production: current development and visions“, RENAC, Berlin, 02.12.2013

*J. F. Rettberg:* „Charging Electric Vehicles – AC od DC? Fast or Slow?“, NextGen Auto International Summit China 2013, Shanghai, China, 10.12.2013

## 6. Studentische Arbeiten

### 6.1 Master- und Diplomarbeiten

*Manyasli, C.:* „Modelling of Electric Vehicles for Innovative Distribution Network Planning“, Januar 2013

*Diekerhof, M.:* „Betrachtung der Systemeffizienz beim Lastmanagement durch Wärmepumpen“, Februar 2013

*Klug, A.:* „Untersuchung der energiewirtschaftlichen Auswirkungen einer Druckspeicherung von Kuppelgasen im Energieverbund eines integrierten Hüttenwerkes“, Februar 2013

*Küch, M.:* „Entwicklung einer Co-Simulation von elektrischen Energieübertragungssystemen sowie Informations- und Kommunikationssystemen“, Februar 2013

*Wohlfahrt, T.:* „Aufbau und Inbetriebnahme eines DSC gesteuerten dreiphasigen Umrichtersystems“, Februar 2013

*Kuch, S.:* „Bestimmung des zukünftigen bedarfsgerechten Netzausbaus unter Berücksichtigung der regionalen fluktuierenden Einspeisung aus erneuerbaren Energien“, Februar 2013

*Lactio, H.:* „Untersuchung des Potentials zur Erhöhung des Wirkungsgrades durch Verwendung von SiC-Leistungsschaltern bei Sperrwandlerschaltnetzteilen“, März 2013

*La Ke:* „Design of a Power Quality Analysis Platform for Power Systems Interfaced with Power Electronics“, März 2013

*Brölz, D.:* „Bewertung alternativer Netzstrukturen in der Hochspannungsebene unter Berücksichtigung der Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit“, März 2013

*Gebauer, M.:* „Optimierung und Bewertung des Verschiebepotentials im Lastmanagement privater Haushalte für den Einsatz regenerativer Energien“, März 2013

*Holz, J.:* „Energieverbrauch in der Automobilindustrie - Hauptverbraucher und Möglichkeiten zur Verbesserung der Energieeffizienz am Beispiel der Lackiererei am Standort Brüssel“, April 2013

*Kemlak, D.:* „Qualifizierung eines PV-Zentralwechselrichters für den STATCOM-Betrieb“, Mai 2013

*Hemb, J.:* „Agentenbasierte Modellierung eines virtuellen Speichers“, Mai 2013

*Grochla, R.:* „Technischer und wirtschaftlicher Vergleich leistungselektronischer Schaltungstopologien für induktive E-Kfz-Ladestationen“, Juni 2013

*Baron, C.:* „Abschätzung der deutschlandweiten Lastentwicklung und ihrer regionalen Verteilung mittels verschiedener Regionalisierungsverfahren“, Juli 2013

*Abid, W.:* „Untersuchung der technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften sowie die Entwicklung einer Verkaufsstrategie von Solarbatterien“, Juli 2013

*Robitzky, L.:* „Beitrag leistungselektronischer Umrichter zur Bereitstellung von Momentanreserve und zur Primärregelung in Drehstromnetzen“, Juli 2013

*Mengue Ngaba, A. J.:* „Topologische Untersuchungen zur Kosten- und Effizienzoptimierung von PV-Wechselrichtern“, Juli 2013

*Matthias, A.:* „Identifikation und wirtschaftliche Bewertung von Flexibilitätspotentialen am Beispiel eines Portlandzementwerks“, Juli 2013

*Tekaya, M.:* „Ermittlung der technisch-wirtschaftlichen Anwendung von SmartGrid Komponenten in Mittel- und Niederspannungsnetzen am Beispiel der geregelten Ortsnetzstation“, Juli 2013

*El-Kouid, M.:* „Programmierung eines Software-Tools zur Entwicklung intelligenter Fehlererkennung für speicherprogrammierbare Steuerungen“, August 2013

*Gökhan, O.:* „Entwicklung und Implementierung geeigneter Failover Strategien für die Erbringung von Regelleistung mit Hilfe von virtuellen Kraftwerken“, August 2013

*Reissaus, A.:* „Technische und wirtschaftliche Bewertung des Einsatzes von Batteriespeichersystemen für verschiedene Anforderungen elektrischer Energieversorgungssysteme“, August 2013

*Sperling, U.:* „Auswirkungen von Nutzungsprofilen und Umgebungsbedingungen auf Stromverbrauch und Batterieverhalten bei Elektrofahrzeugen zur Implementierung in einem Wirtschaftlichkeitsmodell“, September 2013

*Aksoy, A.:* „Einfluss des Ausbaus erneuerbarer Energien auf die Entwicklung der Ausgestaltung des europäischen Strommarktdesigns“, September 2013

*Hilbrich, D.:* „Dynamisches Verhalten von Photovoltaikwechselrichtern am elektrischen Netz“, September 2013

*Sobze, G.:* „Analyse elektromagnetischer Ausgleichsvorgänge zum Entwurf einer adaptiven zeitsynchronisierten Zeigermessung“, Oktober 2013

*Valeri, F.:* „Entwurf einer Testumgebung für eine State Estimation im Verteilnetz“, Oktober 2013

*Fricke, C.:* „Entwicklung eines neuen Konzeptes für einen Lithium-Ionen Batterie Container mit verbesserter Struktur gegenüber bestehenden Lösungen“, Oktober 2013

*Stöckner, M.:* „HGÜ zur Vermeidung kaskadierender Leitungsausfälle“, Oktober 2013

*Friese, A.:* „Implementierung, Vergleich und Bewertung von Lastabwurfkonzepten zur Frequenzentlastung“, Oktober 2013

## 6.2 Bachelor- und Studienarbeiten

*Teufel, D.:* „Funktionalität und Wirtschaftlichkeit eines Home Gateways in Verbindung mit Smart Metering“, Januar 2013

*Dupke, F.:* „Implementierung eines Algorithmus für dynamische Netzoptimierung im Betrieb“, März 2013

*Griwenka, B.:* „Energiespeichereinsatz im Verteilungsnetz zum wirtschaftlichen Netzausbau“, März 2013

*Klein, D.:* „Verifizierung eines reduzierten anhand eines detaillierten Übertragungsnetzmodells“, April 2013

*Brüggemann, A.:* „Modellierung der Gebotsstruktur an einem Kapazitätsmarkt für Erneuerbare Energien“, April 2013

*Messing, R.:* „Analyse von Verfahren zur Modellierung von Szenarien für die Netzberechnung“, April 2013

*Tonnat, B.:* „Aufbau eines agentenbasierten Virtuellen Kraftwerks“, April 2013

*Wiesinger, B.:* „Erstellung eines parametrierbaren Business Case Modells für Microgrids aus Sicht potentieller Anwender“, November 2013

*Mujtaba Ihsan, M.:* „Development of an intelligent charging controller for balancing the power generation of renewables and the charging load“, November 2013

*Batur, E.:* „Analyse und Integration eines Energiemanagementsystems zur Umsetzung von Optimierungsstrategien für den Energieverbrauch“, November 2013

*Kloubert, M.-L.:* „Szenario-basierte Bewertung von Handlungsoptionen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen“, November 2013

*Heider, H.:* „Erbringung von Systemdienstleistungen auf Verteilnetzebene zur Frequenz- und Spannungshaltung“, November 2013

*Kaatz, A.:* „Agentenbasiertes Management von zukünftigen elektrischen Energiespeichersystemen“, November 2013

*Baczewski, S.:* „Implementierung einer standardisierten Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und Endkunde nach DIN 61850“, April 2013

*Baginski, J. P.:* „Analyse und Bewertung möglicher Strategien zur Marktintegration Erneuerbarer Energien“, Mai 2013

*Emler, S.:* „Finanzierungsmöglichkeiten von Netzbetreibern in einem Energiesystem mit sehr hohem Anteil erneuerbarer Energien“, Juli 2013

*Threbank, S.:* „Agentenbasierte Rekonfigurierung von Last und Erzeugung für elektrische Übertragungsnetze“, Juli 2013

*Hagemann, Z.:* „Entwicklung von Regelstrategien zur effizienten Lastverschiebung in TRNSYS“, Juli 2013

*Meißner, M.:* „Detektion von asynchronen Betriebszuständen“, Juli 2013

*Lampret, M.:* „Analyse von individuellen Fahrprofilen im Hinblick auf Lastverschiebungspotentiale der Elektromobilität“, August 2013

*Ilieva, S.:* „Technische und wirtschaftliche Betrachtung von induktiven Ladesystemen“, September 2013

*Albrecht, M.:* „Dynamische Modellierung eines elektrischen Energiespeichers“, September 2013

*Dönges, K.:* „Identifikation und wirtschaftliche Bewertung von Lastverschiebungspotentialen am Beispiel eines Kühlhauses“, September 2013

*Kittl, C.:* „Analyse und Modellierung der Prognoseunsicherheiten bezüglich der Einspeisung von Erneuerbaren Energien“, Oktober 2013

*Waniek, C.:* „Entwicklung eines Energiemanagements für Haushaltskunden unter Berücksichtigung von Elektrofahrzeugen, dezentralen Energieumwandlungsanlagen und Speichern“, Oktober 2013

*Lange, S.:* „Analyse des harmonischen Kompensationseffektes bei nicht-linearen Lasten“, Oktober 2013

*Holt, M.:* „Ermittlung der Leistungskennlinie von Solarmodulen zu deren Regelung außerhalb des MPP“, Oktober 2013

*Rameswaran, P.:* „Entwicklung eines generischen Lastemulators zur physikalischen Nachbildung verschiedener Verbrauchertypen“, Oktober 2013

### 6.3 Projektarbeiten

*Marin, M.; Witkowski, L.; Brüggemann, A.:* „Potentialabschätzung für die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen in Nordrhein-Westfalen für 2020 am Beispiel zweier Modellregionen“, Januar 2013

*Hilbrich, D.; Friese, A.; Batur, E.:* „Home Automation System“, März 2013

*Waniek, C.; Klein, D.; Albrecht, M.; Aajour, A.:* „Einordnung der Forschungsschwerpunkte und Ergebnisse aus E-DeMa in den Kontext der Energiewirtschaft“, März 2013

*Schmidt, F.:* „Rohstoffsituation für eine zukünftige regenerative Energieversorgung“, März 2013

*Baginski, P.; Broll, R.; Greve, R.; Hirsch, L.:* „Kosten und Erlöspotenzial von aggregierten Kapazitäten am Regelleistungsmarkt“, März 2013

*Pohl, O.:* „Analyse der durch die Einführung von Handelszonen in den deutschen Elektrizitätsmarkt entstehenden Preiseffekte“, Oktober 2013

*Henkel, L.:* „Implementierung von dynamischen Gebäudemodellen in DIGSILENT PowerFactory“, Oktober 2013

*Kars, Z.:* „Entwicklung eines Personen- und Anlagenschutzverfahrens für bidirektionale AC-Ladepunkte“, Oktober 2013

*Klaes, M.:* „Analyse und Klassifizierung von Betriebsdaten verschiedener KWK-Anlagen mit Hinblick auf einen Verbundbetrieb mit einem elektrischen Batteriespeicher“, November 2013

*Iskandarov, R.:* „Modellierung und Entwicklung einer elektronischen Last für standardisierte Prüfverfahren in der Elektromobilität“, Dezember 2013

*Schipp, F.:* „Softwarebasierte Strompreisprognose bis zum Jahr 2030 und Bewertung der Kompatibilität des Merit-Order Prinzips mit steigendem Marktanteil an Erneuerbaren Energien“, Dezember 2013

*Wiesinger, B.:* „Untersuchung des regulatorischen Rahmens und der technischen Anforderungen an einen stationären Stromspeicher zur Teilnahme am Markt für Regelenergie“, April 2013

*Dönges, K.; Klaes, M.; Pohl, O.; Pöschel, S.:* „Auswertung des deutschlandweiten Zubaus von Photovoltaik- und Windenergieanlagen“, Mai 2013

*Heliosch, D.; Lampret, M.:* „Erlöspotentiale von Elektrofahrzeugen am Regelleistungsmarkt bei unterschiedlichen Poolstrategien“, Mai 2013

*Dalhues S.; Bilgin, B.; Schmitt, J.; Topolewski, T.; Vogelsang, L.; Westkamp, F.; Rolle, M.; Smirek, T.; Maitz, M.; Menke, J.; Kowalski, R.:* „Hardware-in-the-loop simulator for Smart Grid applications“, Oktober 2013

## 7. Promotionen

### **Modellierung und Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung**

Dr.-Ing. Johannes Rolink

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz  
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Zbigniew Styczynski  
Mündl. Prüfung: 22.02.2013

Elektrofahrzeuge können künftig einen Beitrag zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrssektor leisten. Wesentliche Voraussetzung hierfür ist, dass die Fahrzeuge mit CO<sub>2</sub>-armem Strom geladen werden. Aus Sicht der elektrischen Energieversorgung stellen Elektrofahrzeuge zusätzliche elektrische Verbraucher dar, die bei der Planung und dem Betrieb der Versorgungsnetze bislang nicht berücksichtigt werden. Dies wird sich ändern, wenn Elektrofahrzeuge in großen Stückzahlen den Markt durchdringen. Bei der Integration der Fahrzeuge in das elektrische Versorgungssystem besteht die Herausforderung darin, dass sie im Gegensatz zu üblichen Verbraucherlasten nicht nur ein zeitliches, sondern auch ein örtlich stochastisches Verhalten aufweisen. Ferner bieten die Fahrzeuge ein gewisses Speicherpoten-

zial, das für diverse Anwendungen genutzt werden kann. Die Arbeit beschäftigt sich daher mit der Modellierung und der Systemintegration von Elektrofahrzeugen aus Sicht der elektrischen Energieversorgung. Sie umfasst drei Themenschwerpunkte. Zu Anfang wird ein analytisches Verfahren zur Modellierung des Fahr- und Ladeverhaltens von Elektrofahrzeugen vorgestellt. Darauf aufbauend wird analysiert, wie sich Elektrofahrzeuge in das elektrische Versorgungsnetz integrieren lassen. Dazu wird das Lastverhalten der Elektrofahrzeuge untersucht. Als Letztes wird ein probabilistisches Lastmanagementverfahren vorgestellt, mit dem sich die Ladevorgänge großer Anzahlen von Elektrofahrzeugen koordinieren lassen.

### **Entwicklung und Bewertung effizienter Netzkonzepte für Stromverteilnetze auf der Basis einer systematischen Analyse der Versorgungsaufgaben bis 2030**

Dr.-Ing. Torsten Hammerschmidt

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz  
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Constantinos Sourkounis  
Mündl. Prüfung: 26.04.2013

Die Integration zunehmender dezentraler Erzeugung erfordert effiziente, an die jeweilige Versorgungsaufgabe angepasste Konzepte für Verteilnetze. Daher wurde zunächst eine universelle Beschreibungssystematik für Versorgungsaufgaben entwickelt, die für unterschiedliche Zeitpunkte und Gebietsgrößen anwendbar ist. Die Zusammenfassung einzelner Versorgungsaufgaben zu Klassen gleichartiger Versorgungsaufgaben ist darauf basierend neben der zeitlichen Entwicklung der Versorgungsaufgaben bis zum Jahr 2030 analysiert worden. Zur Lösung dieser Aufgaben wurden

Netzkonzepte entwickelt, in einer Baumstruktur geordnet und bewertet. Deren Einteilung in vier Gruppen lässt die Komplexität der konventionellen und innovativen Konzepte für die Praxis handhabbar werden. Die Bewertungen sind mit drei verschiedenen Verfahren vergleichend durchgeführt und als effizient bewertete Netzkonzepte in einem realen Verteilnetz aufgebaut worden. Mit den Ergebnissen aus den realen Testnetzaufbauten schließt die Bewertung der Netzkonzepte ab.

## Design of new Synchrophasor-Based Functions for Protection of Electric Power Systems

Dr.-Ing. Amr Muhammad El-Hadidy

Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Frank Jenau

Mündl. Prüfung: 05.07.2013

Reliable supply of energy is a basic requirement for development and improvement of human life. Reliable protection system forms a part of the overall system reliability. Reliability of protection system consists of two contradictory parts; dependability and security. High fault path resistances, which are difficult to detect, threaten dependability part. Meanwhile non-fault phenomena like power swing can threaten the security part causing relays to trip the transmission line although there is no fault. Settings of protection systems must compromise between those two contradictory aspects, dependability and security. The setting issue is among the main causes behind many of the previous large scale blackouts worldwide. As the causes and consequences of blackouts become known, new technologies come out with new capabilities and open new opportunities and horizons to enhance the system performance. Of the promising technologies is the Wide Area Monitoring, Protection and Control (WAMPAC). Synchronized Phasor Measurements (SPM) and flexible communication structures are among the basic building blocks of WAMPAC. This dissertation proposes two new protection functions as possible applications of WAMPAC. The first function uses the fault path resistance calculated using SPM as a criterion for tripping. This approach enhances the reliability of the main as well as the backup relays such as zone 3 of distance relays. To suppress the impact of the measurement errors on the function operation, it has been found that conventional protection relays like, for instance, differential relays can be modified to operate based on a probabilistic approach rather than the conventional deterministic approach. The probabilistic approach reveals out a new dimension of the tripping criterion. It shows how sensitive to the measurement errors

the tripping criterion is. Based on the probabilistic approach, both the non-fault phenomena and the fault conditions can be decoupled into two different planes with totally different properties. Two important advantages are obtained based on that: 1) non-fault phenomena cannot be interpreted anymore as a fault condition which enhances the security of protection; and 2) the relay capability of detection of high fault path resistances is increased while remaining secure against non-fault conditions. The proposed approach can theoretically detect fault resistances as high as 7 times those detectable by, for instance, conventional percentage differential relays. Besides that, the same function can visualize the system performance or states during healthy and non-fault phenomena. This increases the operator's awareness of the system state. The second proposed function is of the preventive control type. The thesis proposes a new concept to control highly loaded transmission corridors consisting of several parallel lines at emergency conditions. Excess loading of lines is cyclically divided between the lines using Flexible AC Transmission Systems-devices (FACTS-devices). The division is implemented such that the corridor remains intact for as much time as possible. As a result, cascade tripping of transmission lines is suppressed. An additional advantage of the proposed approach is the possibility to transmit more power with the same number of used parallel lines. Compared to conventional approaches, system stability is highly preserved. Using both protection functions, the system is expected to have higher reliability and sensitivity. Other new ideas can be devised in the future based on the proposed approaches.



## **Entwicklung eines generischen Modells zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern für die techno-ökonomische Bewertung stationärer Speicheranwendungen**

Dr.-Ing. Annedore Julia Kanngießer

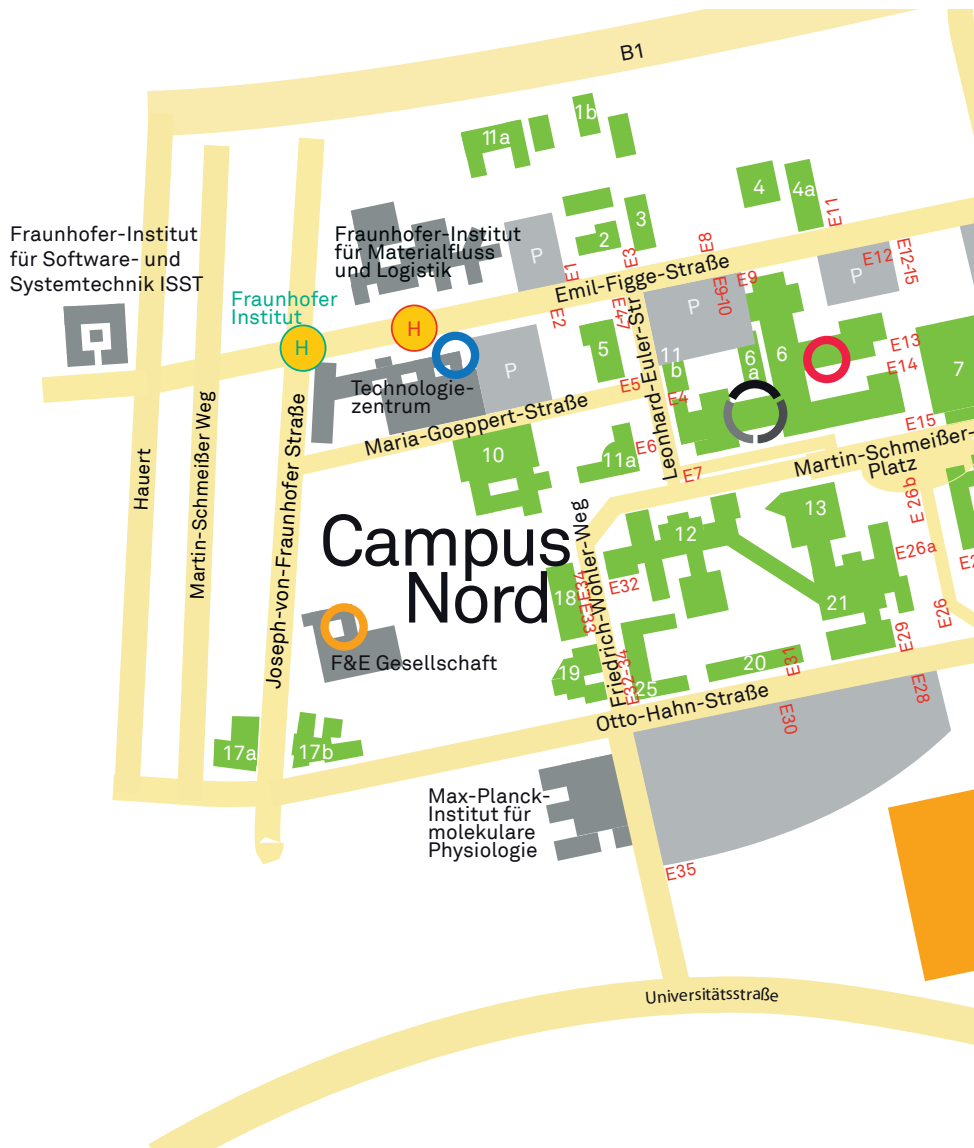
Referent: Prof. Dr.-Ing. Christian Rehtanz

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

Mündl. Prüfung: 16.09.2013

In dem sich wandelnden, deutschen Energieversorgungssystem stellen elektrische Energiespeicher eine wichtige Flexibilitätsoption dar. Unklar ist jedoch, ob die Investition und der Betrieb eines Speichers unter den heutigen Marktbedingungen wirtschaftlich sind. Die vorliegende Arbeit hat zur Beantwortung dieser Frage ein generisches Modell zur Einsatzoptimierung von Energiespeichern entwickelt, welches für die unterschiedlichsten Kombinationen aus Speichertechnologie und Speicheranwendung genutzt werden kann. Durch Optimierung des Speicherbetriebs mit viertelstündlicher zeitlicher Auflösung kann der maximale, jährlich erzielbare Erlös erhalten und für Aussagen über die Wirtschaftlichkeit bspw. in

Break-Even-Investitionskosten umgerechnet werden. Im Rahmen von Parametervariationen können darüber hinaus die optimale Dimensionierung des Speichers ermittelt oder die relevanten Eingangsparameter mit hohem Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit identifiziert werden. Innerhalb der Arbeit lag der Fokus der detaillierten Szenarienrechnungen auf den zentralen Anwendungen für großtechnische Speicherkraftwerke „Energieverschiebung durch Handel am Spotmarkt“ sowie „Bereitstellung von Regelleistung“. Weitere Anwendungen werden vor allem unter dem Gesichtspunkt des multifunktionalen Speicherbetriebs angesprochen.



**Sekretariat**

Abteilung Mess- und  
Automatisierungssysteme

Abteilung Elektrizitätswirtschaft

Emil-Figge-Straße 70, Einfahrt 10  
Campus Nord, Gebäude BCI-G2, 4. OG



**Kompetenzzentrum  
für Elektromobilität**

Emil-Figge-Straße 76  
Technologiezentrum



**Abteilung Energieeffizienz und  
regenerative Energiequellen**

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



**Abteilung Transport- und Verteilnetze**

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

*Gestaltung ie<sup>3</sup> 2013, 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